

SENATO DELLA REPUBBLICA

— XV LEGISLATURA —

Doc. XV
n. 77

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

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

ENEL SPA

(Esercizio 2005)

—————
Comunicata alla Presidenza il 28 dicembre 2006
—————

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 96/2006 del 5 dicembre 2006	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL S.p.A., per l'esercizio 2005	»	7
DOCUMENTI ALLEGATI:		
<i>Esercizio 2005:</i>		
Relazione del Consiglio di amministrazione	»	149
Relazione del Collegio sindacale	»	229
Bilancio consuntivo	»	239
Bilancio consolidato	»	293

Determinazione n. 96/2006

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 5 dicembre 2006;

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 2005 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 2005;

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 2005 – 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 2005.

L'ESTENSORE

f.to Ignazio de Marco

IL PRESIDENTE

f.to Mario Alemanno

**RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO
SULLA GESTIONE DELL'ENEL - S.p.A. PER L'ESERCIZIO 2005**

SOMMARIO

Premessa. - 1. Provvedimenti legislativi. - 2. Vicende significative. - 2.1. L'emergenza gas. - 2.2. Ulteriore collocamento di quote del pacchetto azionario (4^a tranche). - 2.3. La vendita di Wind. - 2.4. L'accordo di collaborazione energetica ENEL-EDF (*Electricité de France*). - 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. La cessione delle reti di distribuzione nelle aree urbane. - 2.9. L'operazione «*Project Olympe*». - 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. - 8.2. Le tariffe. Il rimborso di «*Stranded costs*». - 8.3. Gli investimenti. - 9. Riepilogo dei risultati delle società del Gruppo ENEL. - 10. Risultati economico-finanziari del Gruppo Enel nel 2005. - 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 2005. - 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

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 **2005**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"*.

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

Il capitale sociale di oltre euro 6 miliardi e 167 milioni, 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 caratterizzata da proprietà diffusa (il c.d. "flottante" che ammonta al 68,457%) - non esistendo partecipazioni superiori al 2% all'infuori del Ministro dell'Economia e delle Finanze e della Cassa depositi e prestiti - al primo posto, in Italia, per numero di azionisti (quasi 2,2 milioni) e per produzione elettrica. La società è quotata alla Borsa Italiana ed a quella di New York.

L' *ENEL S.p.A.* ha rapporti con talune società controllate dallo Stato da cui acquista o alle quali vende energia elettrica (*GRTN, 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 L'ultimo referto, concernente l'esercizio **2004**, è pubblicato in: Atti parlamentari - Camera dei Deputati - XIV Legislatura - Doc. XV, n. 370. Fu portato a conoscenza del Consiglio di Amministrazione della Società nella seduta del 20 dicembre 2005.

1. – PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI.

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

A) la **legge 18 aprile 2005 n. 62** (c.d. *legge comunitaria 2004*) contenente, tra l'altro, disposizioni in materia di energia e talune deleghe al Governo finalizzate: *a)* ex art. 14, a recepire la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio n. 2003/87/CE istitutiva dell'*Emission Trading Scheme* (ETS) per lo scambio di quote di emissione del gas² responsabili dell'effetto serra nella Comunità; *b)* ex art. 15, per completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico, a recepire la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio n. 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; *c)* ex art. 16, a dare attuazione alla direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio n. 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale; *d)* ex art.17, a dare attuazione alla direttiva del Consiglio n. 2004/67/CE concernente misure volte a garantire la sicurezza nell'approvvigionamento di gas naturale. Fino al completo recepimento delle direttive comunitarie il Ministero dell'Ambiente e Tutela del territorio svolge le funzioni di "Autorità nazionale competente";

B) la **legge 14 maggio 2005 n. 80** (di conversione del d.l. 14 marzo 2005 n. 35 "*Disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale (...)*") (c.d. *legge sulla competitività*) che prevede, tra l'altro, procedure semplificate per la realizzazione e il potenziamento dei terminali di rigassificazione (art.5, co.10) nonché la proroga fino al 2010 di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica alle imprese (art. 11, co. 11);

C) la **legge 13 luglio 2005 n. 131** (di conversione del d.l. 14 maggio 2005 n. 81, concernente "*disposizioni urgenti in materia di partecipazione a*

² La direttiva - modificata dalla successiva n. 2004/101/CE - ha istituito il sistema ETS in vigore dal 1 gennaio 2005: ciascuno Stato membro deve provvedere affinché nessun impianto, ricadente nell'ambito di applicazione, possa emettere gas ad effetto serra in assenza di apposita autorizzazione della competente autorità nazionale. Col decreto-legge 12.11.2004, n. 273 (convertito con legge 30.12.2004, n. 316) sono state emanate disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva stessa.

società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas) in base alla quale, in presenza di determinate condizioni, le disposizioni di salvaguardia dei processi di liberalizzazione e privatizzazione, introdotte dal d.l. n. 192/2001, non si applicano nei confronti di soggetti controllati, direttamente o indirettamente, da uno stato membro della UE ;

D) la **legge 28 dicembre 2005 n. 262**, concernente la *"tutela del risparmio"* che - oltre a varie disposizioni (in materia di: composizione, nomina e responsabilità civile del Consiglio di Amministrazione nonché del Collegio sindacale delle società quotate; conflitto di interesse; circolazione degli strumenti finanziari; redazione dei documenti societari, ecc.) - in particolare: *a)* ha disposto l'introduzione nel Testo Unico della Finanza (TUF) di una nuova previsione (art. 147 *ter*, co. 4) secondo cui, qualora l'organo amministrativo sia composto da più di sette membri, almeno uno di essi debba possedere i requisiti di indipendenza stabiliti dall'art. 148 per i componenti del Collegio sindacale; *b)* ha reso necessaria la modifica³ dell'art. 20 dello Statuto sociale, in tema di modalità di nomina (e di revoca) del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari;

E) la **legge 23 febbraio 2006 n. 51** (di conversione del d.l. 30 dicembre 2005 n. 273, c.d. *"milleproroghe"*) che, tra l'altro, ha prorogato la apertura del mercato del gas le cui modalità di gestione del servizio, nonostante l'affidamento senza gara da parte dei Comuni, erano state transitoriamente regolate fino al 31 dicembre 2005 dal decreto legislativo n. 164 del 2005 (c.d. decreto Letta);

F) la **legge 8 marzo 2006 n. 108** (di conversione del d.l. 25 gennaio 2006 n. 19 *"Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale"*) con cui, per fronteggiare la critica situazione di emergenza ed ottenere significativo risparmio di gas, si è anche stabilito il riavvio fino al 31 marzo 2006 di taluni impianti ad olio combustibile - essendo state modificate le condizioni di esercizio delle relative centrali termoelettriche - oltre alla riduzione degli obblighi

³ La modifica è stata approvata dall'Assemblea straordinaria tenutasi il 26 maggio 2006. La nomina del dirigente è stata disposta dal C.d.A. nella riunione del 15 giugno 2006 e, al riguardo, il Collegio Sindacale ha espresso il proprio parere favorevole.

di scorta dell'olio combustibile consentendo l'utilizzo di quello già presente nelle centrali;

G) la **legge 4 agosto 2006 n. 248** (di conversione del d.l. 4 luglio 2006 n. 223 concernente "*Disposizioni urgenti per il rilancio economico e sociale (...)*", in cui sono riportate varie misure in materia fiscale e di concorrenza compresa la modifica della disciplina relativa alle *stock option*: per effetto di quest'ultima, risultano assoggettate alla nuova normativa tutte le opzioni già assegnate - ma non ancora esercitate - dei "piani" 2002, 2003, 2004 e 2006 mentre la plusvalenza conseguibile (vale a dire la differenza di valore tra il prezzo di sottoscrizione "*strike price*" ed il livello del titolo al momento dell'esercizio delle opzioni) sarà sottoposta all'ordinario regime di imposizione progressiva del reddito. Altre disposizioni, di rilievo per l'*ENEL*, riguardano : a) gli incentivi all'esodo (è abolita la riduzione del 50% dell'aliquota di tassazione da applicare sulle somme corrisposte); b) il considerare fiscalmente residenti in Italia le società estere del Gruppo qualora detengano partecipazioni di controllo in società residenti in Italia; c) la riduzione del credito per imposte pagate all'estero; d) l'impossibilità di dedurre dal reddito di impresa le agevolazioni previste per opere e servizi di durata ultra annuale; e) l'impossibilità di ammortizzare il costo sia dei terreni su cui insistono i fabbricati strumentali sia delle aree pertinenziali, ecc.;

H) il **decreto del M.A.P., in data 05 dicembre 2005** che ha affidato al Gestore del sistema elettrico (GRTN) le assegnazioni, ai richiedenti, dell'energia da impianti CIP 6 per il 2006 mediante stipula dei contratti per differenza secondo una ripartizione *pro quota*;

I) il **decreto del M.A.P., in data 12 dicembre 2005** (in G.U. n. 297 del 22.12.2005) che ha aggiornato la procedura di emergenza per sopperire alla mancanza di gas naturale e ha previsto, tra l'altro, gli interventi da adottare per incrementare la disponibilità di gas in rete e/o per ridurre i consumi in caso di eventi climatici sfavorevoli;

L) il **decreto del M.A.P., in data 13 dicembre 2005** (in G.U. n. 301 del 28.12.2005) che ha definito le modalità e le condizioni per l'importazione di

energia elettrica nel 2006; al mercato vincolato è stato destinato il 26% della capacità di importazione, in aggiunta a quella riservata ai contratti pluriennali (come previsto per il 2005);

M) il decreto del Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio, in data 23 febbraio 2006 recante l’assegnazione ed il rilascio delle quote di CO₂, 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.

Per completezza, oltre quelli che saranno riportati nel corso del referto, si segnalano:

- la **direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, in data 5 aprile 2006, concernente l’efficienza degli usi finali dell’energia ed i servizi energetici eliminando barriere ed imperfezioni del mercato e creando le condizioni per migliorarlo (sotto il profilo costi/benefici negli Stati membri)

- i **provvedimenti** adottati dalle istituzioni italiane e francesi relativi alla gestione dei contratti pluriennali di importazione di energia elettrica, a lungo termine, dalla Francia⁴; detta energia è ceduta all’AU ad un prezzo stabilito dal M.A.P. ed è destinata alla fornitura del mercato vincolato.

⁴ Enel è titolare di un contratto pluriennale di importazione con EDF, con scadenza al 31 dicembre 2007, che prevede la consegna alla frontiera franco-italiana di 1.100 MW per 7.500 ore l’anno e di 300 MW per 3.000 ore.

Nel 2006, contrariamente a quanto avvenuto fino al 2005, il regolatore francese (CRE) non ha riservato la capacità di importazione per la quota di propria pertinenza (700 MW). Enel ha impugnato la decisione della CRE avanti alla giustizia amministrativa francese e intende chiedere alla EdF la ripetizione dei danni subiti per non aver provveduto alla consegna in Italia dell’energia elettrica oggetto del contratto.

2. – VICENDE SIGNIFICATIVE.

Nel periodo su cui si riferisce meritano preliminare menzione:

2.1 - L'EMERGENZA GAS.

La recente **crisi dell' inverno 2005/6 tra Russia ed Ucraina** (e, poi, anche tra Russia e Moldova) ha accentuato talune carenze del sistema energetico nazionale⁵ e rappresentato un importante segnale della sua vulnerabilità, per gli scarsi margini di flessibilità, essendo venuta meno la fornitura di circa 18 milioni di metri cubi di gas, rispetto ai 74 richiesti.

A seguito di detta restrizione l'**ENEL** aveva già avviato alcune azioni per il contenimento dei consumi di gas riuscendo a risparmiare in quasi un mese, al 30 gennaio 2006, circa 150 milioni di metri cubi (informativa data al C.d.A. del 1 febbraio 2006). Si è, comunque, reso necessario, nei primissimi mesi del 2006, il prolungato **ricorso agli stoccaggi nazionali** per sopperire anche all'aumentato fabbisogno interno. In esecuzione dei provvedimenti governativi, l'**ENEL** ha riavviato taluni impianti ad olio combustibile con potenza superiore a 300 MW ed ha potuto derogare, fino al 31 marzo 2006, ai limiti sulle emissioni per le centrali che utilizzano detto combustibile e ciò ha presentato un extracosto di circa 40 milioni di euro⁶. Un successivo decreto del M.A.P. in data 31 marzo 2006 ha stabilito sia le modalità per il ritorno alle normali condizioni dell'impianto di Montalto di Castro sia i limiti alle emissioni validi per il periodo transitorio di esercizio fino al 31 agosto 2006.

Il **Governo** (già intervenuto col decreto del M.A.P. 12 dicembre 2005) - al fine di assicurare il contenimento dei consumi di gas, nel periodo dal 1° al 28 febbraio 2006 - ha introdotto "*Norme transitorie delle temperature dell'aria nei diversi ambienti e di durata massima giornaliera*" con decreto del M.A.P. in data 25 gennaio 2006; successivamente ha avviato una "cabina di regia" per fronteggiare, a breve/lungo termine, la crescita della domanda di gas ed evitare

⁵ In Italia è stato istituito, per l'occasione, il Comitato di emergenza sul gas; la situazione russo/ucraina è stata, peraltro, esaminata e discussa da un vertice di esperti UE.

⁶ Nella riunione del 1° febbraio 2006, l'A.D. ha precisato al Consiglio che si tratta degli impianti di: Montalto di Castro, Rossano Calabro, Termini Imerese, Piombino, Livorno e S. Barbara (Caviglia) oltre all'aumento della capacità della centrale di Porto Tolle. L' extracosto dovrà essere compensato mediante misure dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas (**AEEG**).

il ripetersi di situazioni critiche di approvvigionamento: in tale prospettiva è stato esaminato lo stato dell'*iter* autorizzativo dei progetti di rigassificatori del gas naturale liquefatto (GNL) in corso con l'obiettivo di accelerarli per quanto possibile (si segnala quello *ENEL* concernente la realizzazione di un terminale a Porto Empedocle, entro tre anni circa dall'ottenimento delle autorizzazioni, con un investimento di circa 500 milioni di euro).

In occasione della crisi del gas i **prezzi** formati sulla Borsa elettrica hanno avuto un rialzo fino a 90 euro a MWh.

Ad avviso della Corte, più che il prezzo da corrispondere, la questione riguarda – a ben considerare – la stessa disponibilità fisica di energia che, anche se non dipende dalla scarsità del gas, rende comunque vulnerabili gli approvvigionamenti e suona un campanello di allarme sulla sicurezza dei nostri sistemi energetici basati, sopra tutto, sugli idrocarburi⁷ per i quali, peraltro, scarseggiano le infrastrutture necessarie a supportarli (rigassificatori)⁸. Senza dire che l'elevato livello di attingimento progressivo degli stoccaggi nazionali di gas rischia di erodere le riserve strategiche.

I problemi strutturali dell'import del gas – legati ai crescenti consumi delle famiglie e del settore termoelettrico – meritano attenta considerazione e tempestiva soluzione atteso che il consumo nazionale dello specifico idrocarburo naturale si va attestando sugli 80 miliardi di metri cubi e la sua incidenza nella produzione di elettricità è molto alta; il gas proviene prevalentemente dalla Russia (nella misura del 27% circa) ma anche da Algeria, Libia, Olanda, Norvegia e Gran Bretagna.

Occorre, pertanto, una **politica energetica** che, considerato anche il possibile ripetersi di instabilità nei rapporti internazionali, provveda sia a dare sollecita attuazione ai programmi di riconversione delle centrali (a carbone pulito: a Civitavecchia ed a Porto Tolle) ovvero di costruzione dei rigassificatori (per trasformare il gas portato in Italia via mare) oltre ad investimenti in nuove capacità di stoccaggio ed aumento di *import* via tubo, superando incertezze locali, sia a privilegiare le fonti rinnovabili (dove l'*ENEL* ha deciso di investire

⁷ Si stima, infatti, che il carbone è usato nella percentuale del 16% mentre il gas rappresenta ben il 42%.

⁸ Non vanno trascurate, in argomento, le opposizioni degli ambientalisti agli impianti per il Gnl.

notevoli somme) sia, infine, *extrema ratio*, nei casi di stretta necessità, a bruciare in taluni impianti olio combustibile a basso tenore di zolfo.

2.2 - ULTERIORE COLLOCAMENTO DI QUOTE DEL PACCHETTO AZIONARIO (4^a tranche).

Dopo il collocamento, conclusosi il 7 luglio 2005, di 575 milioni di azioni acquistate da 468.000 azionisti - pari a circa il 10% del capitale azionario ENEL, al prezzo di euro 7,07 per ciascuna azione⁹ - la quota del M.E.F. sul capitale sociale dell' *Enel* si è attestata al 21,934% (= 1.344.635.842 azioni) cui va aggiunto il 10,236% (= 627.528.282 azioni) della Cassa Depositi e Prestiti; il restante 68,4% è in mano al mercato (investitori istituzionali, italiani ed esteri¹⁰, e individuali).

L'importo netto incassato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze ha raggiunto circa quattro miliardi di euro.

2.3 - 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 milioni 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 Hoplding*" in WIND; questa cessione è avvenuta l'8 febbraio 2006 dietro corrispettivo per cassa di 328 milioni di euro in contanti.

A seguito del perfezionamento della suddetta operazione, l' *Enel S.p.A.* ha detenuto la partecipazione complessiva del 26,1% del capitale di *Weather* (società che controlla il 100% di Wind e, a sua volta, possiede il 50% più una

⁹ Per l'offerta istituzionale il prezzo dell'azione è stato, invece, di 7,18 euro.

¹⁰ Circa il 22,9% è in mano a britannici e circa il 19,2% in mano a statunitensi.

azione di "Orascom"¹¹) fino al 29 novembre 2006 quando il Consiglio di Amministrazione dell' *ENEL* ha deliberato la cessione alla stessa *Weather* di questa quota residuale per il controvalore di circa 1.962 milioni di euro. Al riguardo la Corte si riserva di riferire nella prossima relazione.

2.4 – L'ACCORDO DI COLLABORAZIONE ENERGETICA ENEL – EDF (ELECTRICITÉ DE FRANCE).

Nell'ambito dell'accordo sottoscritto l' 11 giugno 2005, EDF ha anticipato l'avvio dei contratti di energia mettendo a disposizione di *ENEL* dal 1° gennaio 2006 una capacità di 300 MW (e non solo i previsti 200) in attesa della formalizzazione del contratto. La Società italiana ha, conseguentemente, iniziato ad operare subito in Francia vendendo un congruo quantitativo di energia pari a circa 700 MW di base - che, precedentemente, veniva importata in Italia - e servendo quasi il 3% del mercato d'oltralpe in attesa di raggiungere circa 3.000 MW di potenza: il che porterebbe ad una quota percentuale di mercato tra il 7 ed il 10%.

L'accordo assicura all'*ENEL S.p.A.* una presenza di lungo periodo mediante una integrata e bilanciata posizione industriale; sono in corso, inoltre, meccanismi di definizione delle principali clausole di partecipazione al progetto nucleare *EPR*¹² nella centrale di Flamanville (Normandia), con una quota del 12,5% (circa 375 milioni di euro) - salva la possibilità di intervenire, successivamente, nella costruzione di altre 5 centrali - e ciò consentirà alla Società il più ampio rientro nel nucleare.

2.5 – LA CESSIONE DI QUOTE POSSEDUTE IN T.E.R.N.A.

In base al d.P.C.M. in data 11 maggio 2004, di attuazione della legge 27 ottobre 2003 n. 290 (poi modificata dalla legge *Marzano* n. 239/2004), l'*ENEL* ha

¹¹ "Orascom Telecom Holding SAE" è uno dei principali operatori di telefonia in Africa, Medio Oriente ed Asia.

¹² *European Pressurised Reactor*. Il Progetto *EPR* è stato formalmente approvato il 4 maggio 2006 dal Consiglio di Amministrazione di *E.D.F.* e si è in attesa del decreto che autorizzi la realizzazione di una nuova centrale nucleare.

complessivamente ceduto nel 2005 il 43,85% del capitale sociale, fino a quel momento, posseduto in *T.E.R.NA* (= 49,99%) con le seguenti modalità:

- il 31 marzo, al termine di una procedura di *accelerated bookbuilding*, ha venduto ad investitori istituzionali italiani ed esteri il 13,86% al prezzo di 568 milioni di euro;

- il 15 settembre sono state trasferite alla Cassa Depositi e Prestiti 599.999.999 azioni ordinarie di *T.E.R.NA*. (corrispondenti al 29,99% del capitale sociale): il prezzo di ciascuna azione venduta è stato di euro 2,192 per il corrispettivo complessivamente pari a 1.315 milioni di euro. L'impugnativa della CASSA innanzi al TAR Lazio, avverso la delibera 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.* - è stata respinta.

Per effetto delle suddette operazioni, la partecipazione di *ENEL* si è ridotta al 6,14% ulteriormente assottigliatasi al 5,12% a seguito dell'esercizio, avvenuto nel gennaio 2006, del diritto di attribuzione di azioni gratuite (c.d. *bonus share*) spettante agli aderenti all'O.P.V. di *T.E.R.NA*, effettuata nel giugno 2004: è stato, così, 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% (limite che non superabile neppure da altri operatori energetici).

2.6 – LA RISTRUTTURAZIONE DELL'AREA SERVIZI.

In esecuzione del progetto "Overhead" di riorganizzazione e razionalizzazione delle società operanti nell'Area Servizi - concernente l'accentramento del governo delle attività di supporto in unico veicolo societario in grado di fornire servizi contabili ed amministrativi a tutto il Gruppo - dopo la fusione in *Enel Servizi* (già *Ape*) sin dal 1° gennaio 2005 di *Enel Facility Management* ed *Enel.it.*, sono confluiti nella stessa società nel corso dell'anno anche i rami di azienda relativi alle attività sia di *Information & Communication Technologies* sia di *Amministrazione* sia di *Servizi* delle principali società del Gruppo. Il processo di semplificazione societaria ha interessato anche la Divisione "Generazione ed Energy Management" (GEM).

Il Collegio Sindacale segue lo stato di avanzamento del progetto come si desume dal verbale n. 186 del 2 dicembre 2005.

La società *Sfera S.r.l.* - attualmente dedita alla formazione del personale del Gruppo - viene mantenuta al di fuori del suddetto progetto di ristrutturazione conservando l'autonomia societaria.

2.7 - LA VICENDA "ENELPOWER".

La vicenda penale ed amministrativo/contabile - nei confronti dell'ex amministratore delegato della *Enelpower* nonché di altri indagati - relativa a contratti di fornitura conclusi da *Enelpower* con alcune società (in particolare, SIEMENS ed ALSTOM)¹³, è ancora in corso.

La Sezione regionale della Corte dei conti per la Lombardia, nel giudizio di responsabilità conclusosi con sentenza n. 114 del 22 febbraio 2006, ha condannato quattro, tra amministratori e dirigenti, al pagamento, in favore di *ENELPOWER S.p.A.*, quale parte lesa, della somma di complessivi oltre € 13,5 milioni (comprensivi di danno da disservizio e danno all'immagine) oltre a rivalutazione monetaria, interessi legali e spese di giudizio. La sentenza è stata appellata 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.

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.

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.

* * *

Giova menzionare, per completezza, che in conseguenza del progetto di scissione della *Enelpower* - con scorporo da essa e confluenza in "*ENEL*

¹³ 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.

Produzione” del ramo relativo alle attività *captive* (ossia, per conto di società del Gruppo: sopra tutto, GEM) - dal 1° gennaio 2006 sono rimaste alla società, come struttura preposta alla gestione “a stralcio” in attesa di liquidazione, esclusivamente le attività relative al completamento delle commesse in corso verso clienti terzi.

2.8 - LA CESSIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE NELLE AREE URBANE.

Il 13 marzo 2006 - a perfezionamento del protocollo di intesa con “Meta Modena S.p.A.” - è stato firmato l'accordo preliminare con la società incorporante “Hera S.p.A.” per la cessione a quest'ultima della rete elettrica (oltre 3.700 km di rete) di 18 comuni della provincia di **Modena** al controvalore complessivo di circa € milioni 107,5. L'operazione ha avuto il nulla osta dell'ANTITRUST e ha comportato una *plus* valenza di circa 85 milioni di euro.

In merito alla cessione alla **AEM** del ramo aziendale di Milano - per la quale il trasferimento è già stato disposto, a fronte del pagamento di un corrispettivo provvisorio pari a circa euro 420 milioni - prosegue il giudizio avanti il Tribunale di Milano in attesa che il CTU si pronunci sul valore da attribuire al ramo in questione.

2.9 - L'OPERAZIONE “Project Olympe”.

L'operazione per la possibile acquisizione del capitale di **SUEZ**,¹⁴ congiuntamente, da parte della soc. francese **VEOLIA** nonché di **ENEL S.p.A.**, iniziata a metà novembre 2005 non ha finora avuto seguito nonostante varie riunioni di esame, approfondimento e valutazione del problema avuto riguardo all'evoluzione man mano verificatasi anche a livello internazionale.

¹⁴ Trattasi di società di diritto francese *multiutility* diversificata che opera in tre principali settori (Energia, Ambiente - rifiuti ed acqua - e Servizi Energetici).

2.10 – IL CONTENZIOSO.

Come riferito nel precedente relazione, notevole è il contenzioso¹⁵ dell'*ENEL S.P.A.* caratterizzato, talvolta, da procedure di urgenza in via cautelare, peraltro, subito impugnate se accolte (si tratta, a detta della Funzione Legale, di sporadici casi). In particolare, meritano di essere evidenziate le seguenti fattispecie.

In **materia giuslavoristica** in un giudizio per il risarcimento dei danni connessi all'esposizione all'amianto, con sentenza del 13 settembre 2005 – appellata – 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 l'*ENEL S.P.A.* al pagamento di circa € 500.000,00; in relazione alla stessa vicenda è pendente un procedimento penale a carico di ex dirigenti ed amministratori di *ENEL*.

Il 6 maggio 2005 l' I.N.P.S. ha 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.

Va aggiunto che il Ministero del Lavoro il 1° agosto 2006, all'esito della indagine ispettiva avviata nel dicembre 2005, ha emesso un decreto con cui ha confermato l'esonero dall'obbligo dell'assicurazione contro la disoccupazione

¹⁵ Il contenzioso, di varia tipologia e contenuto, attiene sia alla materia urbanistica e paesaggistica che ambientale, interessa l'ambito amministrativo e consta di azioni civili: secondo stime dell'*ENEL*, il valore complessivo dei giudizi attualmente pendenti si aggirerebbe sui 165 milioni di euro.

involontaria (e quindi la mobilità) sia per *ENEL SPA* sia per le Società dalla stessa derivate e ancora facenti parte del *Gruppo*.

Circa l'**inquinamento** prodotto dalla centrale termoelettrica di Porto Tolle, il Tribunale di Adria con sentenza del 31 marzo 2006 ha 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 di esso a favore di taluni Enti Pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo, Comuni vari) è stata rimessa ad un successivo giudizio civile: a titolo di "provvisoria" è stato, però, liquidato l'importo di circa 2,5 milioni di euro. La sentenza sarà oggetto di appello.

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; risultavano pendenti al 30 giugno 2006 circa 80.000 giudizi (per lo più concentrati innanzi ai Giudici di Pace della Campania e della Calabria).

Finora sono state emanate dai Giudici di Pace oltre 12.000 sentenze, in prevalenza di accoglimento¹⁶ della domanda di risarcimento, tutte appellate innanzi ai Tribunali e, in quella sede, ogni volta decise a favore di *Enel Distribuzione*.

Le prime tre sentenze sul contenzioso relativo agli **appalti per la realizzazione di linee per la distribuzione dell'energia elettrica** hanno rigettato le domande proposte per abuso di posizione dominante.

¹⁶ Si apprende, tra l'altro, di una recentissima decisione del Giudice di Pace di Firenze che ha accolto la domanda di risarcimento ma ha compensato le spese; con sentenza, invece, del 30 gennaio 2006 il Giudice di pace di Pistoia ha respinto la domanda di risarcimento e così dicasi di altra recente sentenza del Tribunale di S. Maria Capua Vetere che ha ribaltato una decisione di condanna dell'ENEL a risarcire un utente campano.

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, osserva la Corte che il "*fondo contenzioso legale*" – come si legge nella nota integrativa al bilancio – "é 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" ; si suggerisce, comunque, la massima attenzione circa la costante adeguatezza dell'importo in bilancio – nella specie di euro 341.000.000 (peraltro, inferiore ai 382 milioni del 2004) – aggiornando tempestivamente detto "fondo" in base all'evoluzione delle numerose controversie in atto.

2.11 - Tra le ALTRE VICENDE, sembra opportuno menzionare:

- il documento di consultazione dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas (**AEEG**) per l'approvazione – in anticipo, rispetto alla liberalizzazione del mercato, per gli utenti domestici - del "**Codice di condotta commerciale**" finalizzato a garantire al cliente la corretta e piena informazione nonché la possibilità per i clienti (idonei e/o domestici) di confrontare i prezzi delle diverse offerte elettriche;

- l'introduzione, dal febbraio 2006, dei "**certificati bianchi**" - ossia 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 contribuire ad aumentare il risparmio (energetico) nel nostro Paese¹⁷ attraverso un sistema regolato che ha come protagonista anche l'AEEG in quanto approva le relative regole e valuta le richieste;

¹⁷ Si prevede un risparmio di energia pari a 2,9 milioni di tonnellate di petrolio all'anno, con intuibili vantaggi per l'ambiente per la corrispondente diminuzione di emissione di anidride carbonica.

- il **piano triennale 2006-2008** dell'AEEG che si prefigge, tra l'altro, di promuovere la concorrenza, sviluppare l'interlocuzione con gli *stakeholders* di sistema, tutelare i consumatori, sostenere l'efficienza e l'economicità delle attività in monopolio di fatto, promuovere gli investimenti, sostenere le scelte e le politiche per lo sviluppo sostenibile;

- l'**indagine conoscitiva** di aggiornamento **sullo stato di liberalizzazione dell'elettricità**, avviata nell'agosto 2006 dall'ANTITRUST congiuntamente con l'AEEG, per verificare se - rispetto al recente passato - si siano modificati gli assetti di mercato nella vendita di energia elettrica all'ingrosso in Italia e le sue dinamiche competitive;

- l'affidamento ad altro Istituto bancario dell'incarico (scaduto a fine 2005) di svolgere le funzioni di **banca depositaria** di "American Depositary Shares" (ADS), essendo il titolo *ENEL* negoziato anche presso il "New York Stock Exchange" (NYSE);

- l'ingresso di nuove capacità di generazione e/o il *repowering* di impianti esistenti a disposizione di soggetti diversi, il potenziamento di alcune linee di interconnessione tra macrozone, l'avvio della partecipazione attiva della domanda alle contrattazioni nel sistema centralizzato delle offerte (borsa elettrica);

- il documento "Transizione ai principi contabili internazionali **IAS/IFRS**" (*International Financial Reporting Standards*) del bilancio *ENEL S.P.A.*, al 1° gennaio 2006¹⁸, approvato dal Consiglio il 27 luglio 2006 unitamente ai prospetti di riconciliazione del conto economico e dello stato patrimoniale, al 31 dicembre 2005, tra i valori determinati in precedenza in base ai principi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli EFRS-EU;

- l'istituzione in base all'art. 115 *bis* del T.U. finanza locale e all'art. 152 *quinquies* del Regolamento emittenti CONSOB, dal 1° aprile 2006, anche per conto

¹⁸ A seguito dell'emanazione del regolamento CE n. 1606/2002 ed in relazione a quanto disposto dal decreto legislativo di attuazione n. 38 del 2005.

delle società controllate, di un apposito **registro** delle persone che hanno accesso ad **informazioni privilegiate**. Al riguardo il Consiglio aveva aggiornato, il 22 marzo 2006, il "regolamento interno per la gestione ed il trattamento delle informazioni riservate" introducendo disposizioni ancor più puntuali ad evitare pericoli di fuga di informazioni.

* * *

Sulla **Borsa dell'energia elettrica**, entrata in funzione dal 10 aprile 2004, e sul ruolo dell' **Acquirente Unico** si fa rinvio a quanto riferito nel precedente referto (v. par. 2.6): tutta la produzione nazionale è, ora, acquistata dall' AU attraverso la borsa (IPEX = *Italian Power Exchange*) e da esso venduta ai distributori. Nel corso del 2005 è passato sulla borsa elettrica italiana circa il 63% dell'energia negoziata in Italia, per un controvalore pari a 13 miliardi di euro.

Dal 1° gennaio 2005 (come annunciato dal Gestore del Mercato Elettrico (**GME**) ha avuto inizio la partecipazione alla "**domanda attiva**" di altri soggetti interessati ad acquistare direttamente in Borsa - tramite un apposito mercato che si svolge interamente su *Internet* - l'elettricità di cui hanno bisogno; questa data segna un momento fondamentale per fornire ulteriore impulso alla concorrenza, alla trasparenza ed all'efficienza del sistema nonché allo sviluppo dei nuovi investimenti. Dal 2007 anche i clienti "vincolati" (famiglie e privati cittadini) potranno scegliere tra più offerte e non più approvvigionarsi solo tramite il proprio distributore locale.

In tema di Borsa elettrica si ritiene dover evidenziare che:

- il 12 maggio 2005 *Enel Produzione* ha stipulato "**contratti differenziali**"¹⁹ con l'Acquirente Unico per la copertura del rischio di prezzo dell'energia elettrica per il 2005, con opzioni per il 2006 e il 2007;
- l' *ENEL* ha impugnato innanzi al TAR Lombardia la delibera dell' AEEG n.

¹⁹ Sono contratti assicurativi con cui l'AU si garantisce, ad un dato prezzo (bloccato), forniture di energia nella Borsa elettrica. Tecnicamente si tratta di opzione che assicura il compratore da eventuali rialzi nel prezzo dell'energia rispetto a quello convenuto (c.d. *strike price*): a) se il prezzo di borsa è inferiore allo strike, il produttore incassa sia il premio (opzione) sia il prezzo di borsa e paga all'Acquirente Unico la maggiore differenza tra lo *strike* e il prezzo di borsa; b) se, invece, è superiore, il produttore incassa sia il premio (opzione) sia il prezzo di borsa.

254/04 – che aveva aggiornato il **meccanismo di mitigazione**²⁰ - ottenendone, dapprima, la sospensiva e, poi, l'annullamento confermato dal Consiglio di Stato (Sez. VI, decisione n. 23/2006 del 17 gennaio 2006): il meccanismo non è, pertanto, entrato in vigore ed una successiva delibera (n. 50/05) ha riproposto gli indici di monitoraggio del mercato elettrico, eliminando le parti sanzionatorie del precedente provvedimento.

* * *

In quanto azienda che opera in un mercato competitivo, *ENEL* utilizza la **pubblicità** come leva commerciale per raggiungere gli obiettivi prefissati (rafforzare la propria posizione competitiva nel mercato dell'energia elettrica e del gas; comunicare con tutti gli *stakeholder* dell'azienda; sostenere il collocamento di azioni e obbligazioni sul mercato, ecc.) ed investe in essa circa lo 0,11 % del proprio fatturato²¹ ritenendo che un'azione di comunicazione articolata e continuativa costituisca elemento portante nonchè capace di raggiungere ampi bacini di clienti e *prospects* anche per fornire informazioni sull'offerta commerciale; inoltre la funzione comunicativa avrebbe lo scopo di generare e mantenere all'esterno una buona immagine dell'azienda per un settore di attività vitale per l'economia e lo sviluppo del Paese.

Le attività di comunicazione pubblicitaria nel **2005** e nel corrente **2006** hanno riguardato le campagne di: *lancio delle nuove tariffe su misura* (febbraio 2005 e febbraio 2006²²); *supporto al collocamento di Bond Enel* (febbraio-marzo 2005²³); *collocamento della 4^ tranche di azioni ENEL* (luglio 2005); *Energia intelligente* per informare e sensibilizzare l'opinione pubblica circa l'efficienza energetica e l'uso razionale dell'energia elettrica (in attuazione del d. lgs. 16 marzo 1999, n.79) coinvolgendo il Ministero delle Attività Produttive

²⁰ La delibera prevedeva il controllo del potere di mercato mediante il monitoraggio delle offerte formulate dagli operatori attraverso il controllo incrociato di alcuni indicatori in grado di porre in evidenza eventuali condotte anomale.

²¹ Fonte *ENEL*: la *quota* si riferisce al 2005 ed è sostanzialmente invariata rispetto al 2004 (0,12%); per il 2006 la previsione di investimento si attesta sullo stesso livello del 2005. La suddivisione degli investimenti pubblicitari *per mezzi di diffusione* interessa la televisione nella misura di circa il 50% del totale, la stampa del 30%, l'affissione del 13 % e gli altri per il restante 7%. Nel 2006 la previsione di ripartizione è di circa il 40% per la stampa, 40% per la televisione, 20% per altri mezzi (1° semestre 2006).

²² Secondo stime dell'*ENEL*, le due campagne avrebbero favorito il passaggio alle nuove tariffe di moltissimi clienti.

²³ I costi sono stati sostenuti dal Ministero dell'Economia e delle Finanze in quanto proponente la O.P.V.

di concerto col Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio. Da ultimo, la nuova campagna *Corporate Enel* (aprile-maggio 2006) ha inteso ampliare il consenso verso le scelte strategiche ed operative mentre quella *Enel Business* (maggio-luglio 2006), denominata "primavera", il cui costo si aggira sui 5 milioni di euro, è stata finalizzata all'ampio programma commerciale teso all'acquisizione sul mercato libero di elettricità e gas di un congruo numero di clienti *business* (aziende, commercianti e partite IVA), mediante vantaggiose formule contrattuali nell'offerta di prodotti/servizi.

* * *

Per completezza occorre, infine, ricordare che 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) – continua ad essere uno dei punti di riferimento del *non profit* italiano mediante iniziative di solidarietà sociale (in particolare, verso l'infanzia e la terza età) concretatesi in interventi diretti in favore dei beneficiari, aventi sede sia in molte regioni Italiane sia all'estero, basati sul finanziamento di progetti effettivi e duraturi nel tempo²⁴.

3. - LE STRATEGIE DEL GRUPPO ENEL.

3.1 – In Italia.

Anche il *nuovo* Consiglio di Amministrazione, insediatosi a metà anno 2005, ha fatto proprio e proseguito il programma dell'*ENEL S.p.A.* di concentrare le attività del Gruppo, in Italia ed all'estero, sull'elettricità ed il gas in quanto ritenute più affini al **core business**.

Ne costituiscono prova: il deconsolidamento delle partecipazioni in *Wind* e *T.e.r.na*; le ulteriori dismissioni del patrimonio immobiliare; la definitiva cessione delle attività idriche; la finalizzazione delle società di servizi al soddisfacimento esclusivo delle necessità di *ENEL*, ecc.

²⁴ Dalla informativa fornita al Consiglio, nella seduta dell'11 maggio 2005, si apprende che i progetti finanziati nel 2005 sono stati 36 con impegno di euro 6,9 milioni; nella stessa circostanza il C.d.A. ha deliberato di erogare alla *Fondazione* il contributo straordinario di euro 500 mila per l'anno 2006.

Circa la dismissione del patrimonio immobiliare, dopo quella del luglio 2004 (l'offerta riguardava 887 immobili di *ENEL*, locati prevalentemente a società del Gruppo, per un controvalore di 1,4 miliardi di euro) si registra la cessione del portafoglio di 456 unità a destinazione mista (residenziale e non) possedute dalla "*Dalmazia Trieste*", sparse in Italia, improduttive di reddito e non altrimenti valorizzabili²⁵: il prezzo si aggira sui 125 milioni di euro.

Nel settore idrico il 10 maggio 2005 è stato ceduto alla *Compagnie Generale des Eaux SA* il 100% del capitale di *Enel.Hydro* per il corrispettivo di circa 36 milioni di euro.

Le risorse finanziarie e professionali sono, dunque, indirizzate verso impieghi ritenuti di maggiore utilità e proficuità pur se non vengono, comunque, trascurate eventuali opportunità di crescita coerenti con le linee strategiche intraprese purché in grado di migliorare i risultati.

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.

3.1.1 -Ciò premesso, quel che più caratterizza la scelta strategica della Società è, sopra tutto, il mirato rafforzamento nel **settore elettrico** specie nei Paesi sia europei - già avanti (es. Spagna e Francia) oppure con prospettive di sviluppo e di inserimento nell'area europea (es. Bulgaria e Romania) - sia dell'Est (Russia, Romania e Slovenia) nonché l'attenzione per le opportunità offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione in Polonia e nei Balcani: in disparte i prevedibili "ritorni" degli impieghi di denaro va apprezzata la accresciuta capacità produttiva (attualmente di circa 10.000 MGw).

Si segnalano le recenti acquisizioni di *Electrica Muntenia Sud* (EMS), in Romania, nonché di *Slovenske Electrarne* (in Slovacchia) prevalendo sulle offerte avanzate da altri importanti gruppi energetici europei.

²⁵ Così è riportato nell'informativa al C.d.A. del 15 giugno 2006.

In questa ottica non può essere trascurato l'ingresso dell'*ENEL* nel settore **nucleare**²⁶ che ha reso necessario, tra l'altro, approntare un adeguato piano di sviluppo delle competenze nucleari: iniziato nel luglio 2005, esso prevede l'inserimento in azienda di risorse esperte nonché di giovani laureati in ingegneria nucleare da impiegare nelle attività operative (progettazione, realizzazione, gestione ed esercizio degli impianti), supporto tecnico al *business development*, sviluppo tecnologico, da perseguire all'estero. Si tratta, infatti, di un settore che va assumendo notevole importanza nella strategia globale della Società e, pertanto, oltre alla partecipazione alle organizzazioni internazionali degli operatori nucleari, merita approfondita conoscenza specifica (*know how*) nonché adeguato impiego di risorse umane e finanziarie.

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.

Meritevole di considerazione è, inoltre, il costante sforzo di utilizzare **fonti rinnovabili** finalizzato anche al rispetto dell'ambiente ed all'abbattimento del costo dei combustibili tradizionali:

A) per il primo aspetto, l'*ENEL* è tenuto a rendere compatibili i livelli di emissione col *protocollo di Kyoto*²⁷ atteso che il solo comparto elettrico è responsabile per circa 1/5 delle emissioni di CO₂ in Italia. Fra le varie soluzioni prospettate, proseguono le sperimentazioni sull'utilizzo dell'*idrogeno*²⁸ che deve essere ricavato da altre fonti di energia ed è citato come prospettiva incoraggiante, seppur ancora incerta.

In argomento si segnala che *ENEL TRADE* ha stipulato accordi con tre aziende cinesi 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

²⁶ 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).

²⁷ 170 Paesi si sono impegnati a ridurre del 5% le emissioni di gas serra a livello globale. Dai dati della Commissione Europea si desume che, nella UE, le emissioni di anidride carbonica registrano un calo: l'Italia ha tuttavia superato la soglia massima, essendo stato adottato un decreto-legge che ha prorogato di due mesi la data limite.

²⁸ Le sperimentazioni sono effettuate presso il Centro di Ricerche di Pisa e presso l'impianto di Marghera (a Fusine).

comporterà un ammontare corrispondente ad un volume totale di circa 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.

Va, anche, apprezzato il **protocollo di intesa** tra *ENEL* ed ANCI, firmato a fine dicembre 2005, volto a potenziare l'uso delle fonti rinnovabili²⁹ (per meglio tutelare l'ambiente), a favorire il rapporto tra utenti ed erogatori del servizio, a creare nuovi sportelli per gli utenti ed a migliorare la qualità del servizio mediante l'uso razionale delle risorse ed il contenimento delle emissioni degli impianti.

Notevoli investimenti, nel complesso di circa un miliardo di euro, riguardano infine **nuovi** impianti da realizzare sia ad idrogeno (a Fusine, nel Veneto)³⁰ sia eolici³¹ sia solari termodinamici (a Priolo/Gargallo in Sicilia), in collaborazione con ENEA, nonché geotermici;

B) per abbattere i costi dei combustibili, si rammenta il **piano di riconversione** a carbone pulito di talune centrali³² - deliberato a fine 2004 - con cui, tagliando i costi di produzione e riducendo l'uso del petrolio³³, 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

²⁹ Secondo una analisi dell'ENEA, le fonti rinnovabili rappresentano il 7% del bilancio energetico nazionale e la gran parte appartiene all'idroelettrico (che in Italia è l'80% rispetto al totale delle fonti rinnovabili) ed alla geotermia aventi limitata possibilità di crescita; le fonti rinnovabili costituiscono il 45% della produzione interna totale di energia.

³⁰ Il progetto di Fusine, predisposto dall'*Enel*, vede coinvolti vari Ministeri (Istruzione e Ricerca Scientifica, Attività Produttive, Ambiente) e costituisce un elemento di riferimento in ambito nazionale. L'impianto rappresenterà la più grande centrale ad idrogeno nel mondo, dovrebbe entrare in funzione entro il 2007 ed il costo complessivo stimato ammonta ad euro 33 milioni circa.

³¹ Per le centrali *eoliche* riveste importanza il protocollo d'intesa siglato a fine giugno 2005 tra il WWF e l'ANEV (Associazione industriali del vento) che impone regole molto severe sull'individuazione del luogo in cui costruire ciascun impianto e sulla lista delle aree *off limits* in modo da ridurre l'impatto ambientale.

³² 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.

³³ Secondo talune stime, oggi, il 70% circa dell'energia si ottiene dal petrolio (solo la Germania raggiunge il 10%): detta scelta strategica è da ritenere valida - 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.

economico. Il programma incontra, però, forti resistenze da parte degli ambientalisti.

All' inizio di giugno 2005, è stata avviata la riconversione a carbone – non escluso un minimo impiego di biomasse vegetali - della centrale di **Porto Tolle** (Rovigo)³⁴.

Per quella di **Torre Valdaliga Nord**³⁵ (Civitavecchia), la Giunta della Regione Lazio – con ordinanza del 10 febbraio 2006 e successivi provvedimenti del 28/31 marzo - aveva negato la autorizzazione alla effettuazione dei dragaggi per la realizzazione delle opere a mare.

L'impugnativa dell'**ENEL** innanzi al T.A.R. Lazio³⁶, con richiesta di sospensiva, è stata accolta con ordinanza del 20 aprile 2006; lo stesso TAR, con sentenza n. 4731 del 16 giugno 2006, ha deciso nel merito la controversia accogliendo integralmente il primo ricorso dell'**Enel** (relativo alla sospensione dei lavori) e parzialmente il secondo (relativo alle operazioni di dragaggio) con conseguente annullamento del diniego di autorizzazione della Regione.

3.1.2 – Nel settore della distribuzione e vendita al dettaglio di **gas naturale**³⁷, il *Gruppo* continua a rappresentare il secondo operatore in Italia (dopo l'**ENI**) con quasi 2,2 milioni di clienti ed una capacità operativa (fabbisogno) di circa 15 miliardi di mc. di gas.

Nel 2005 sono stati perfezionati onerosi investimenti mediante l'acquisizione (per 21,8 milioni di euro) delle società Metanodotti Padani, Metanodotti Trentini ed Easygas con più di 20 mila clienti.

E' proseguito, inoltre, sul piano commerciale il complesso delle iniziative per raggiungere, entro il 2007, 3 milioni di clienti (aumentabili a 4 milioni entro il

³⁴ Si tratta di un impianto con caratteristiche diverse dagli altri in quanto potrà funzionare con costi di produzione assai inferiori ai cicli combinati anche mediante l'utilizzazione del c.d. "cippato" ottenuto da circa 10.000 ettari di bosco.

³⁵ E' in atto un contenzioso innanzi al Tribunale Civile di Civitavecchia per la sospensione dei lavori sulla base di presunti danni all'ambiente e alla salute ai cittadini.

³⁶ Nel corso della trattazione dell'argomento (seduta del 16 febbraio 2006), il Delegato della Corte dei Conti aveva sottolineato l'opportunità che *"la situazione venga affrontata (...) sotto un profilo di stretto diritto e, quindi, facendo esclusivo riferimento agli effetti impeditivi che l'ordinanza regionale viene a comportare sui lavori di conversione della centrale di Civitavecchia (...). Si tratta di verificare se l'Enel stessa, nell'espletamento dell'iter procedurale, abbia correttamente dato attuazione a tutti gli adempimenti richiesti (...) anche per la parte relativa alla realizzazione delle opere a mare"*.

³⁷ Il settore è regolato dal "codice di condotta commerciale" e dal "codice di distribuzione del gas" emanati dalla AEEG, nel luglio/agosto 2004, per regolare le modalità di offerta del gas al mercato di massa e definire l'accesso e l'utilizzo delle reti di distribuzione.

2009) - portando la propria quota di mercato dal 12% al 20% - tanto più che i fabbisogni di gas stanno crescendo in modo considerevole. 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 algerino³⁸ finora fornita in base a contratto risalente al settembre 2001.

A seguito della rinuncia a proseguire nel rapporto di collaborazione con "British Gas" - per la realizzazione a Brindisi del terminale di gas naturale liquefatto - è stato corrisposto da *BG Group*, entro il 30 giugno 2006, il residuo importo di 27 milioni di euro dopo l'acconto di 17 milioni versato in conseguenza dell'accordo di cessione della quota (50%) detenuta da *Enel Trade* in *Brindisi LNG*³⁹, ferma restando la fornitura di gas a condizioni preferenziali.

La Procura della Repubblica di Brindisi, in seguito a denunce di esponenti locali, ha avviato una indagine penale sulla regolarità delle autorizzazioni amministrative ottenute da "Brindisi Gas Italia" per la realizzazione del terminale di rigassificazione: sono stati, tra l'altro, acquisiti i verbali del Consiglio di Amministrazione di *ENEL S.P.A.* e la documentazione tecnica e contrattuale relativa ai rapporti tra la predetta Società e BG Italia.

Dopo l'uscita dalla *joint venture* brindisina, l'*ENEL* ha negoziato la propria entrata nel progetto riguardante un terminale di rigassificazione (GNL) nell'area portuale di **Porto Empedocle** (AG) pervenendo ad un accordo (approvato dal Consiglio il 20 dicembre 2005) per l'acquisto della quota maggioritaria del 90% in "Nuove Energie s.r.l." al prezzo di 29,7 milioni di euro, da corrispondere in tranche, oltre a costi di ingegneria stimati circa 5 milioni di euro.

³⁸ Il limitato incremento delle condizioni di prezzo della fornitura addizionale risulterebbe - ad avviso dell'*ENEL* - "comunque competitivo rispetto a fonti alternative di approvvigionamento" oltre ai vantaggi per i fabbisogni di approvvigionamento del Gruppo (C.d.A., riunione dell'11 maggio 2006).

³⁹ Società costituita per la realizzazione e la gestione di un terminale di rigassificazione di gas naturale liquefatto nel porto di Brindisi.

3.2 – All'estero

E' in corso – come si è accennato - una mirata strategia di espansione internazionale che comprende il consolidamento della presenza della Società, sopra tutto nel settore elettrico, anche mediante il potenziamento delle società locali.

Le attuali società estere 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..

In **Spagna**, con l'acquisto da parte di *Union Fenosa* del 30% del capitale di EUFER⁴⁰, avvenuto il 30 maggio 2006 al prezzo di 71,8 milioni di euro, la partecipazione è ora paritaria.

Non ha avuto buon esito, essendo stata assegnata ad un Gruppo portoghese, la presentazione dell'offerta vincolante di *ENEL* per l'acquisto di una partecipazione nel Gruppo DESA-NUON, operante nel settore delle energie rinnovabili (eolico).

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* - il C.d.A., 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 circa 1.700 milioni di euro.

In **Bulgaria**, il 14 giugno 2006 si è conclusa l'operazione con *ENTERGY* per l'acquisto della quota residua da essa detenuta nella centrale a lignite di MARITZA East III, al prezzo complessivo di euro 47,5 milioni; con l'intera partecipazione l'*Enel S.p.A.* potrà, ora, liberamente provvedere alla riabilitazione (ammodernamento ed esercizio) di quell'impianto di generazione termoelettrica

⁴⁰ EUFER è una "newco" creata dalla stessa "Union Fenosa", per la realizzazione dell'impianto a ciclo combinato (CCGT) di Palos de la Frontera.

da 840 MW per renderlo più efficiente e per abbatterne le emissioni in base agli *standard* europei di salvaguardia ambientale.

Permane, infine, l'interesse a partecipare alle gare per l'assegnazione di licenze di distribuzione del gas naturale in alcune regioni di quel Paese.

In **Romania**, la Società italiana è diventata il primo operatore straniero essendo presente con la *Enel Servizi 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 Paese. L'*ENEL* è risultata, inoltre, vincitrice a giugno 2006 della gara per l'acquisto - al prezzo di 820 milioni di euro - del 67,5% del capitale di "*Electrica Muntenia Sud*" (EMS), società che distribuisce e vende energia elettrica a Bucarest ed in regioni limitrofe; con questa importante operazione il Gruppo serve in Romania complessivamente circa 2,5 milioni clienti nel settore.

Sussiste, inoltre, l'interesse a partecipare ad una *joint venture* con la locale soc. "Termoelettrica" per la riconversione, da olio a carbone, di una unità di generazione elettrica da 330 MW della centrale di Braila, situata lungo il Danubio, nella regione di Dobrogea.

In **Russia** - dove l'*ENEL* gestirà fino al 2007, con la possibilità di proroga per un altro anno, l'impianto di produzione elettrica da 450 MW "North West Termal Power Plant", a San Pietroburgo, in *joint-venture* paritetica con la locale soc. ESN - va menzionata l'autorizzazione data dal Consiglio (1 febbraio 2006), sulla base del *Memorandum of understanding*⁴¹ firmato nel giugno 2006 con "RAO UES" (la maggiore *utility* russa) per lo sviluppo congiunto di iniziative di crescita nei mercati elettrici del Centro-Est Europa, all'ingresso nel capitale della società RUS ENERGO SBYT (RES), grossista operante nel *trading* dell'energia, mediante l'acquisizione di una quota di partecipazione del 49,5% per un controvalore di 87 milioni di euro. L'operazione può essere considerata

⁴¹ Il documento è finalizzato a valutare reciprocamente le opportunità di intervento nell'area ex URSS e/o in altre di comune interesse, in vista di eventuali acquisizioni di società di generazione in via di privatizzazione, nonché di offrire alla Società italiana una valida occasione di acquistare esperienza sui criteri e modalità di funzionamento del mercato russo.

strategica in attesa di ulteriori opportunità concernenti l'acquisizione di *asset* di generazione elettrica.

In **Slovacchia**, il 17 febbraio 2005 fu sottoscritto il contratto per l'acquisto del 66% del capitale di "*Slovenske Elektrarne*" – il primo produttore di elettricità in quel Paese, con capacità di 7.000 MW, che serve l' 83% del mercato nazionale - al prezzo complessivo di euro 840 milioni. L' *ENEL* ha, poi, provveduto a tutti gli ulteriori incombeni di competenza fino al *closing* realizzato il 27 aprile 2006. Si tratta del più grande acquisto della Società italiana nell' Europa centro-orientale che apporta una buona capacità produttiva in quanto "*Slovenske Elektrarne*" dispone di un parco impianti ben bilanciato (tra termico, idroelettrico e nucleare) e garantisce una notevole produzione di energia elettrica a costi molto competitivi.

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, in Bratislava).

In **Polonia** - dove l'*ENEL* ha aperto un "*representative office*", a fine marzo 2006, in vista delle possibilità di imminente sviluppo del *business* su quel mercato elettrico - è stata presentata un' offerta *vincolante* per la gara relativa all'assegnazione di *assets* di generazione elettrica nella società *ZE Dolna Odra* (*ZEDO*) interessata dal processo di privatizzazione. Dopo attento esame si è deciso, invece, considerati taluni fattori di criticità, di tralasciare l'iniziativa finalizzata all'acquisizione dei due impianti cogenerativi di *ELCHO* e di *SKAWINA* localizzati nel sud.

Per la **Francia**, in disparte quanto detto al par. 2.4, si rammenta che *ENEL*, dietro corrispettivo di 15 milioni di euro, è risultata aggiudicataria della gara per l'acquisizione della soc. "*Erelis*" che sviluppa iniziative nel settore eolico e che ha in corso il probabile acquisto di una quota di minoranza in *UEM* (*Usine d'électricité de Metz*), azienda locale di distribuzione di energia elettrica nel Comune di METZ.

In **Portogallo**, tenuto conto dell'avvio del processo di liberalizzazione in quel mercato e delle opportunità per gli investitori strategici internazionali, l'*Enel* ha aperto a fine marzo 2006 una *branch* della Società⁴² con sede a Lisbona.

Va segnalata la partecipazione ad una gara, inclusa in un piano energetico di quel Governo, per l'assegnazione di diritti di connessione relativi ad un totale massimo di 1.800 MW di impianti eolici: come precisato in Consiglio (16 febbraio 2006), detta partecipazione – in consorzio con altri operatori - non comporta esborsi finanziari immediati ma solo l'impegno a sostenere il piano di investimenti.

In **Macedonia**, l'*ENEL* ha partecipato senza buon esito alla gara per la privatizzazione del 90% della locale società di distribuzione ESM che detiene la licenza di distribuzione e vendita di energia elettrica in quel territorio; nell'ambito della strategia di sviluppo internazionale, la partecipazione era finalizzata al persistente interesse di consolidamento della presenza del *Gruppo* nei mercati del Centro-Est Europa, con particolare riferimento al vicino mercato bulgaro.

In **Turchia**, che aspira ad entrare nell'Unione Europea, l'*ENEL* è interessata al processo di privatizzazione delle numerose società di distribuzione di energia elettrica pubblica (TEDAS) - che prevede il trasferimento dei diritti di gestione degli impianti – ed a partecipare all'assegnazione diretta degli impianti idroelettrici in costruzione.

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 idroelettrico ed eolico per i quali vige una forte politica locale di incentivazione.

Enel North America (ENA), in particolare, ha presentato ultimamente offerte per progetti di sviluppo di 150 MW + 30 di interconnessione nel settore *eolico*, le cui prospettive di crescita sono assai promettenti; l'acquisizione degli impianti idroelettrici di Boott e Sheldon Spring fa parte del piano di sviluppo nell'energia da fonti rinnovabili.

⁴² Trattasi di istituto giuridico diverso dalla società ossia di un ufficio di rappresentanza che consente una presenza ufficiale e stabile sul territorio

La stessa società ha ricevuto il premio "Green Power Leadership Award" ossia un riconoscimento di notevole importanza per essere uno dei principali operatori negli Stati Uniti di impianti in grado di produrre elettricità da fonti rinnovabili⁴³.

In **Colombia**, considerati anche i numerosi problemi di gestione colà insorti, è stata conclusa nel febbraio 2006 l'operazione di cessione totale della partecipazione nella società mineraria *Carbones Colombianos de Cerrejon* (CCC) – attiva nell'esplorazione ed estrazione del carbone – al prezzo finale netto di circa 38 milioni di dollari in termini di *enterprise value*.

In **Brasile**, tramite la controllata *ENEL LATIN AMERICAN* (ELA), l'8 giugno 2006 è stato firmato il contratto per acquistare 22 impianti di generazione idroelettrica della capacità complessiva di 97,6 MW (di proprietà di 11 società appartenenti al "Gruppo Rede"), al prezzo complessivo di circa 155 milioni di euro.

A **Panama** – nell'ambito del più vasto mercato elettrico centro Americano, dove è già presente tramite la controllata *ENEL LATIN AMERICAN* (ELA) – l'*ENEL* si è aggiudicata la gara per l'acquisto della quota del 24,51%, detenuta da *HIDRO QUEBEC INTERNAZIONALE* nell'impianto di generazione idroelettrica da 300 MW denominato "Fortuna".

Nel **Cile** l'accordo firmato l'8 aprile 2005, a Santiago, con la "Impresa Nacional de Petrolío", per lo sviluppo di esplorazione geotermica nella precordigliera andina (a 1.200 metri di altitudine), è finalizzato alla produzione di energia elettrica nella zona centro meridionale del Paese; per il primo pozzo è terminata la fase di esplorazione e si è in attesa del conseguente *report*.

* * *

In tema di società **finanziarie estere** si menziona il risultato negativo al 31 dicembre 2005 di *Enel Investment Holding*, con sede legale ad Amsterdam, pari a circa 172 milioni di euro (oltre al patrimonio netto negativo di circa 712

⁴³ Il premio attiene al ruolo svolto sopra tutto mediante l'impianto eolico di Fenner (nello Stato di New York)

milioni di euro): una situazione sfavorevole che, può dirsi, costante nell'ultimo quinquennio⁴⁴ e che è dovuta, principalmente, agli ammortamenti dell'avviamento ovvero alle rettifiche di valore della partecipazione in *WIND*, ma anche – come nell'esercizio in esame – all'ammortamento ed alla svalutazione dell'avviamento rilevati nell'ambito delle partecipazioni col metodo del patrimonio netto mentre, 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.

ENEL S.P.A. ha provveduto alla copertura della perdita di esercizio mediante il versamento di euro 880 milioni senza obbligo di restituzione: questo ripianamento è stato effettuato nell'obiettivo di consentire ad *E.I.H.* di ricostituire un patrimonio netto positivo idoneo a fronteggiare future iniziative.

⁴⁴ 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 (nel 2005).

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

La **consistenza del personale** del *Gruppo Enel* continua sensibilmente a ridursi essendo passata nel 2005 a 51.778 unità dalle 61.898 dell'esercizio precedente.

Le variazioni sono dovute al saldo negativo sia tra acquisizioni e cessioni di società⁴⁵ sia tra assunzioni e cessazioni (-2.529 unità); le cessazioni dal servizio per gli esodi incentivati ammontano a circa l'82% del totale ed il fenomeno interessa tutte le categorie ma è più marcato per gli operai e per gli impiegati.

prospetto n.1		(fonte Enel)	
ORGANICO GRUPPO ENEL (Italia + Estero)			
Consistenza al 1.1		2005	2004
Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:		61.898	64.770
Delta		168	
Enel North America (St. Felicien)		29	
Electrica Banat		2.014	
Enel Dobrogea		1.615	
Enel ESN Energo		9	
Enel Servizi		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	
Acquisizione Sicilmetano			43
Acquisizione Wisco			21
Acquisizione Sithe (Enel North America)			7
Acquisizione Ottogas			26
Acquisizione Italgestioni			41
Cessione Aimeri			-856
Cessione reti urbane minori			-11
Cessione Ctida			-10
Cessione NewReal			-62
Cessione ramo d'azienda Enel New Hydro			-90
Cessione ramo d'azienda Enel Rete Gas			-23
	Assunzioni	979	1.256
	Cessazioni	-3.508	-3.214
	Consistenza al 31.12	51.778	61.898
	<i>variazione %</i>	<i>-16,35</i>	<i>-4,43</i>

⁴⁵ Si rammentano, in particolare, l'acquisizione delle soc. rumene Electrica Dobrogea ed Electrica Banat con incremento di 3.629 unità nonché le cessioni dei gruppi di Wind e T.e.r.na che hanno comportato, nel 2004, l'uscita dal Gruppo di 11.169 unità.

Il numero e la tipologia degli esodi nonché i relativi esborsi sono riportati nel prospetto n. 2 :

prospetto n. 2 (fonte Enel)

ESODO INCENTIVATO						
Categorie	N. unità		Importo erogato totale (in €/milioni)		Importo erogato medio (in € arrot.)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
- Dirigenti	45	28	22,70	10,30	505.600	366.500
- Quadri	212	199	24,20	19,00	113.900	95.500
- Impiegati	1.576	1.263	117,70	91,00	74.700	72.000
- Operai	973	668	54,40	42,00	55.900	62.900
Totale	2.806	2.158	219,00	162,30	78.000	75.200
<i>variazione %</i>	<i>30,03</i>	<i>-58,48</i>	<i>34,93</i>	<i>-45,19</i>	<i>37,23</i>	<i>31,93</i>

Nei prospetti nn. 3 e 3/bis, invece, è posta in evidenza la distribuzione del personale, rispettivamente, per aree di attività e con riguardo alla forza media per categorie professionali:

prospetto n. 3 (fonte Enel)

ORGANICO GRUPPO ENEL PER AREA DI ATTIVITÀ (Italia + Estero)				
al 31/12	n. addetti	incid. %	n. addetti	incid. %
	2005		2004	
- Generazione ed Energy Management	9.904	19,13	10.828	17,49
- Mercato, Infrastrutture e Reti	35.783	69,11	35.537	57,41
- Reti di trasmissione	-	-	2.929	4,73
- Telecomunicazioni	-	-	8.188	13,23
- Servizi e Altre attività	5.522	10,66	3.826	6,18
- Capogruppo	569	1,10	590	0,95
Totale	51.778	100,00	61.898	100,00
<i>variazione %</i>	<i>-16,35</i>		<i>-4,43</i>	

prospetto n. 3/bis (fonte Enel)

ORGANICO GRUPPO ENEL PER CATEGORIE (Italia + Estero)		
	2005	2004
FORZA MEDIA		
	n. addetti	
- Dirigenti	618	771
- Quadri	4.144	4.947
- Impiegati	29.231	38.047
- Operai	19.369	18.453
Media generale	53.362	62.218
<i>variazione %</i>	<i>-14,24</i>	<i>-7,01</i>

Dall'analisi dei dati si desume che continua a modificarsi la distribuzione del personale, in diversa percentuale e consistenza, nelle rispettive aree di

attività: questa volta sono in decremento gli addetti alle Divisioni GEM e MIR anche per il fabbisogno della Divisione INTERNAZIONALE.

Per il profilo qualitativo, a fine 2005, sul totale complessivo di 51.778 dipendenti i dirigenti erano 562 ossia l'1,08% dell'organico (nel 2004 la percentuale era di 1,14%); i quadri ammontavano a 4.103 unità ovvero il 7,92% (nel 2004: 7,83%); il numero degli impiegati era 28.480 cioè il 55% (nel 2001: 61,43%) e gli operai sommarono a 18.633 unità vale a dire il 36% (nel 2001: 29,60%).

Circa l'inserimento in azienda di risorse esperte nonché di giovani laureati in ingegneria nucleare v. *retro* al par. 3.1.1..

* * *

Fatta eccezione per l'estero (a causa delle recenti acquisizioni), prosegue la segnalata costante riduzione del **costo complessivo** del personale (prospetto n. 4) dovuta alla diminuzione non solo dell'organico del Gruppo (-16,35% nel 2005), ma anche della "forza media" generale (-14,24%) risultante, peraltro, per quanto concerne l'Italia, dalla minore consistenza di dirigenti, quadri e, sopra tutto, impiegati: rispetto all'esercizio precedente, gli importi - sia dell'onere totale sia di stipendi e salari - sono tutti in flessione ancorché con diversa percentuale; nel totale, tra gli "altri costi", è inclusa la somma di euro 11 milioni quale onere per *stock option* esercitate dai dirigenti nell'esercizio.

prospetto n. 4 (in milioni di euro) (fonte Enel)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)				
	2005		2004	
	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari
Totale generale	2.697	1.957	3.315	2.372
<i>variazione %</i>	<i>-18,64</i>		<i>-17,50</i>	

prospetto n. 4/bis (in milioni di euro) (fonte Enel)

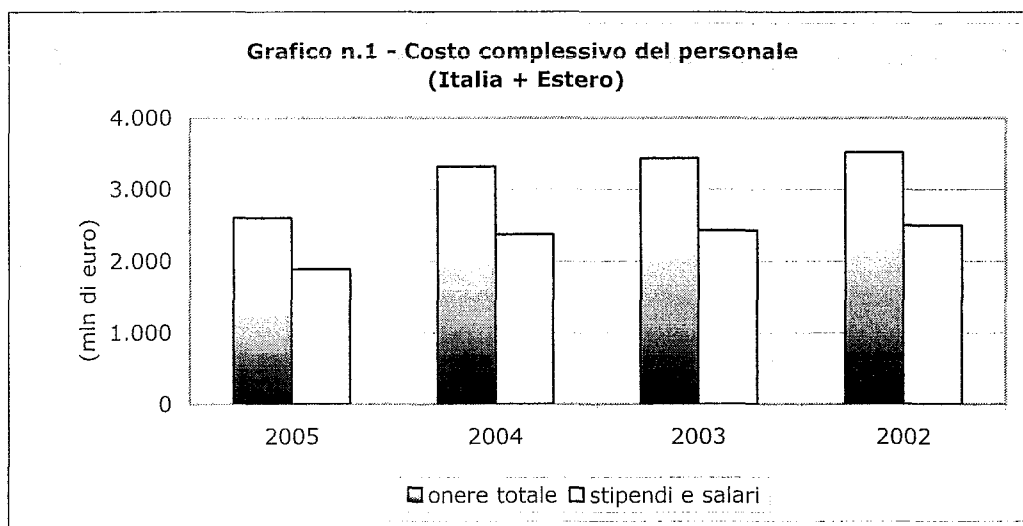
COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)				
Categorie	2005 ⁽¹⁾		2004	
	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari
- Dirigenti	144	95	234	159
- Quadri	295	220	383	277
- Impiegati	1.381	1.007	1.758	1.261
- Operai	779	562	850	608
Totale Italia	2.599	1.884	3.225	2.305
<i>variazione %</i>	<i>-19,41</i>	<i>-18,26</i>		

⁽¹⁾ Costo del lavoro IAS/IFRS esclusi costi per esodo incentivato.

prospetto n. 4/ter (in milioni di euro) (fonte Enel)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)						
	2005			2004		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale Estero	98		74	90		67
variazione %	8,89		10,45			

Il seguente grafico evidenzia, invece, l'andamento nell'ultimo quadriennio:



Nelle finalità della Società rientrano la più oculata valutazione dei ruoli, la formulazione dei piani di gestione e *benchmark* retributivi nonché l'introduzione ed 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 preceduta da differenziati sistemi di selezione/reclutamento in relazione alla natura nonché quantità delle posizioni da ricoprire.

Sul versante della retribuzione variabile è proseguita l'applicazione del **sistema MBO** (*Management by objectives*) - varato nel 2000, con implementazione a cadenza annuale - finalizzato ad 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 2005 è stato coinvolto

circa l' 82% dei "dirigenti" nonché il 12% dei "quadri", con lieve aumento rispetto all'esercizio precedente.

Il **costo unitario medio**⁴⁶ (prospetto n. 5) espone, invece, variazioni in diminuzione nel complesso, principalmente per l'estero, ma in lievissimo aumento per il personale in Italia circa entrambe le voci "totale" e "salari/stipendi": al riguardo, si è ridotto il divario tra il *costo medio totale* dei dirigenti e quello delle altre categorie di personale e detto processo di valutazione tiene conto degli aggiornati orientamenti strategici e di cambiamenti connessi al nuovo modello organizzativo.

prospetto n. 5 (in migliaia di euro) (fonte Enel)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
Categorie	2005			2004		
	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	53.362	50,5	36,7	62.218	53,3	38,1

prospetto n. 5/bis (in migliaia di euro) (fonte Enel)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)						
Categorie	2005 ⁽¹⁾			2004		
	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	505	285,0	188,7	700	334,1	227,5
- Quadri	3.756	78,4	58,6	4.752	80,6	58,3
- Impiegati	27.666	49,9	36,4	37.053	47,4	34,0
- Operai	16.296	47,8	34,5	17.881	47,5	34,0
Media generale Italia	48.223	53,9	39,1	60.386	53,4	38,2

⁽¹⁾ Costo lavoro IAS\IFRS, esclusi costi esodo incentivato.

prospetto n. 5/ter (in migliaia di euro) (fonte Enel)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)						
Categorie	2005			2004		
	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	5.139	19,0	14,3	1.832	49,2	36,7

⁴⁶ E' composto da: salari e stipendi, oneri sociali, TFR, altri costi.

La prospettiva di crescita del costo unitario medio del personale, legata alla dinamica salariale ed alle difficoltà di consistenti ridimensionamenti - nonostante gli onerosi esodi incentivanti -, rappresenta pur sempre un aspetto di criticità che richiede da parte del Consiglio attenta valutazione delle soluzioni eventualmente adottabili, avuto riguardo al rapporto costi/benefici.

Gli effetti connessi al rinnovo del contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico, sottoscritto il 18 luglio 2006, avranno decorrenza economica biennale dal 1° luglio 2005 (corresponsione di *una tantum* pari ad euro 328 per il lavoratore medio) con un aumento medio, a regime, di euro 111 in tre *tranche*.

In tema di personale, si segnala la modifica dell'oggetto sociale di *ENEL FACTOR*⁴⁷ per consentire lo svolgimento dell'attività di concessione di prestiti (mutui e finanziamenti, in genere, nonché credito al consumo) ai dipendenti del Gruppo Enel.

La salute e la sicurezza dei lavoratori sono demandate ad apposita unità, nell'ambito della funzione "Personale e Organizzazione" della *Corporate*. Il **tasso di frequenza degli infortuni** (numero infortuni/milioni di ore lavorate) è diminuito da 9,46 (2004) a 8,16; il *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate) segna un analogo "trend" in diminuzione da 0,34 a 0,27 : in entrambi i casi va 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 il **2005** fu deliberata dall'Assemblea l'assegnazione massima di complessive 28.757.000 opzioni a 448 (sui complessivi 618) dirigenti dell'*ENEL S.P.A.* e/o di società da questa controllate al prezzo di sottoscrizione (*strike price*) di euro 7,273. All'esito della verifica degli obiettivi previsti dal relativo "piano"⁴⁸,

⁴⁷ Trattasi di società finanziaria, costituita nel maggio 2000, che svolge attività di *factoring captive* nei confronti dei fornitori di società appartenenti al Gruppo.

⁴⁸ In caso di mancato conseguimento degli obiettivi, i destinatari vengono a perdere il diritto alla componente del premio stanziata dalla Società (c.d. "componente aziendale") e ricevono in restituzione la sola componente da essi erogata (c.d. "componente destinatario") soggetta, peraltro, a rettifica - sia in senso migliorativo che peggiorativo - in relazione alle variazioni intervenute nel valore del titolo dalla data dell'accantonamento a quella di restituzione di detta componente.

effettuata dal Comitato per le remunerazioni, il Consiglio di Amministrazione - nel constatare il mancato raggiungimento di uno di essi - ha dichiarato l'intervenuta decadenza dell'intero ammontare delle opzioni assegnate⁴⁹.

Nel **2005** sono state esercitate 53.549.782 opzioni⁵⁰ - assegnate con i piani di *stock option* 2001, 2002, 2003 e 2004 - e ciò ha contabilmente determinato l'aumento del patrimonio netto di 339 milioni di euro per effetto dell'incremento del capitale sociale (euro 53 milioni) nonché della riserva "sovrapprezzo azioni" (euro 286 milioni).

Per l'esercizio **2006** è stato varato un nuovo "piano" di durata pluriennale (sei anni) - e, perciò, nell'ottica di medio periodo, più idonea al consolidamento dei risultati connessi ad obiettivi congiunti ossia gestionale (riferito all' *Ebitda*) e di mercato (riferito all'andamento del titolo) - con l'assegnazione di complessive 31,79 milioni di opzioni⁵¹ in favore di 460 dirigenti, ripartiti in 5 fasce, al prezzo di sottoscrizione *strike price* pari ad euro 6,842⁵².

In base alla legge n. 262/2005, detto "Piano" è divenuto efficace a seguito del rilascio di apposita delega⁵³ - da parte dell'Assemblea straordinaria in data 26 maggio 2006 - ed al varo del Consiglio stesso, nella riunione del 27 luglio 2006 (recependo le proposte del Comitato per le remunerazioni), con l'adozione dell'apposito *Regolamento* ed il mandato all'Amministratore Delegato 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 tutte

Sussiste, pertanto, la possibilità che i destinatari vengano a subire una perdita rispetto al trattamento originariamente maturato.

Il "piano" rimette alla competenza del C.d.A. la facoltà, su proposta del Comitato, sia di disporre la ridefinizione degli obiettivi (in caso di eventi particolari ed imprevedibili o per mantenere la validità degli stessi, rispetto alle attese di crescita dell'Azienda) sia di decidere le misure da adottare in caso di modifica di posizione dei *top manager* destinatari di esso (mutamento di carica, collocamento in quiescenza, uscita della società di appartenenza dal Gruppo, ecc.) nonché della posizione delle due figure di vertice societario (mancato rinnovo del mandato, ecc.).

⁴⁹ Adunanza del Consiglio di Amministrazione in data 22 marzo 2006.

⁵⁰ Sono comprese 674.416 opzioni di proprietà del nuovo A.D. e le 6.441.400 di proprietà dell'ex A.D.

⁵¹ Nel 2005 erano state 28,75 milioni.

⁵² Consiglio di Amministrazione in data 6 settembre 2006.

⁵³ La delega è conferita dall'Assemblea straordinaria al Consiglio di amministrazione perché proceda all'aumento del capitale sociale, in una o più volte e per un periodo di 6 anni, ai sensi dell'art. 2443 cod. civ., mediante l'emissione di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a pagamento a dirigenti, della stessa S.p.A. e delle società da questa controllate, aventi funzioni rilevanti per il conseguimento dei risultati strategici del Gruppo.

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

In favore del *nuovo* Amministratore Delegato/Direttore Generale é stata prevista l'assegnazione specifica di 1,5 milioni di opzioni; nel 2005, al medesimo, erano state assegnate oltre 670 mila opzioni⁵⁴, per la sua precedente qualità di direttore della funzione amministrativa, decadute per il mancato conseguimento degli obiettivi. Nel corso dello stesso anno egli ha esercitato complessivamente 689.416 opzioni ad un prezzo medio di 6,509 euro.

Dal 2004 viene attribuito uno specifico **bonus** - in concomitanza con l'esercizio di "stock option" - in favore dei destinatari del "piano" non beneficiari dei dividendi provenienti da operazioni straordinarie di dismissione di importanti *assets* patrimoniali e finanziari: trattasi, in sostanza, di una integrazione retributiva parametrata alla quota riferibile ai dividendi da dismissioni⁵⁵. Il relativo "fondo bonus per dismissioni di asset" è da inquadrare nell'ambito delle previsioni dello IFRS/IAS 37.

Il *bonus* del 2005 è stato determinato nella misura di euro 0,19 al lordo per azione.

Poiché il piano di *stock option*, ampiamente applicato a livello internazionale, é divenuto una componente integrante del sistema retributivo del *management* dell'*ENEL S.P.A.* e rappresenta, in quanto tale, un elemento complementare al riconoscimento di maggiorazioni retributive sulla parte fissa e/o variabile, la Corte dà atto (come, peraltro, precisato dal Delegato al controllo

⁵⁴ Nel 2005 all'A.D. *pro-tempore* (periodo 1 gennaio-31 maggio 2005) erano state assegnate 2.500.000 opzioni.

⁵⁵ La quota parte di dividendo riconducibile a plusvalenze derivanti da dismissioni di *asset* patrimoniali e finanziari (quali, ad es., cessioni di quote di partecipazione od operazioni di IPO relative a società controllate, ecc.) si può sostanzialmente configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'azienda; la distribuzione di essa è destinata a comportare una riduzione duratura del valore del titolo e, quindi, una ingiustificata penalizzazione per i destinatari dei piani di "stock option" che non abbiano ancora esercitato le opzioni. Beneficiari del "bonus" saranno - 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 siano nella condizione di percepire la quota stessa. Il suddetto "bonus" è destinato ad essere erogato nel momento in cui, concretamente, verranno esercitate le opzioni e sarà corrisposto per cassa direttamente dall' Azienda nonché assoggettato ad imposizione fiscale nella misura ordinaria (quale reddito da lavoro dipendente).

nella riunione del C.d.A. del 12 aprile 2006) del maggior collegamento e più specifica indicazione dei requisiti recepiti nel piano 2006 in adesione, anche, ai suggerimenti espressi in argomento nei precedenti referti. Ribadisce, peraltro, la necessità che venga effettivamente realizzata la stretta interrelazione tra i coessenziali obiettivi del "piano", sia di incentivazione e fidelizzazione delle effettive risorse-chiave dell'azienda – dato anche l'aumento dei beneficiari in termini assoluti e di incidenza sulla complessiva dotazione - sia di valorizzazione dell'investimento degli azionisti, e che, se necessario, vengano apportati gli eventuali correttivi in fase di esecuzione non solo per impedire che detto strumento possa ricevere una applicazione distorta o, comunque, non coerente con gli obiettivi prefissati ma anche ad evitare reazioni negative del mercato e/o della pubblica opinione.

5. - IL MODELLO ORGANIZZATIVO DEL GRUPPO ENEL.

Fino al novembre 2005, le numerose società partecipate erano raggruppate in cinque **aree di attività** (Divisioni) coordinate dalla *Capogruppo*⁵⁶ - compreso il diretto raccordo del dirigente responsabile di ciascuna di esse con l'Amministratore delegato di *ENEL S.p.A.* - disegnate facendo leva su una società "capofila" al cui interno avveniva il coordinamento del complesso delle attività svolte dall'area stessa: GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT; MERCATO, INFRASTRUTTURE E RETI; RETI DI TRASMISSIONE (ex *T.E.R.NA*); TELECOMUNICAZIONI; SERVIZI ALLE AZIENDE E ATTIVITÀ DIVERSIFICATE.

Questo modello è stato modificato (sedute del 9 e del 30 novembre 2005) avuto riguardo alle nuove strategie di *ENEL* improntate non solo a "supportare la crescita internazionale" della Società ma anche a passare "dalla focalizzazione sul prodotto a quella sul cliente e sviluppare economie di scopo" in vista della prevista apertura del mercato dell'energia elettrica in Italia dal 1° luglio 2007.

La più rilevante innovazione è rappresentata dalla costituzione della "Divisione Internazionale"⁵⁷ nella quale vengono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica (ripartite finora tra le altre Divisioni); essa assume maggiore visibilità e si pone quale presupposto per l'ottimale espansione nel tempo in ambito internazionale. Importante è, altresì, il riassetto della "Divisione M.I.R." consistente nella separazione e costituzione delle singole Divisioni *Mercato Italia* nonché *Infrastrutture e Reti Italia*⁵⁸ per affrontare *ex se*

⁵⁶ 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.

⁵⁷ 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.

⁵⁸ La *Divisione Mercato Italia* ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia, 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 Infrastrutture e Reti Italia* ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficiente gestione dei sistemi di misura (telegestione) e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

in un contesto maggiormente competitivo le attività commerciali nel nostro Paese⁵⁹

La nuova macrostruttura organizzativa del Gruppo si impernia, oggi, sulle seguenti quattro *Divisioni*:

- GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT ITALIA;
- MERCATO ITALIA;
- INFRASTRUTTURE E RETI ITALIA;
- INTERNAZIONALE.

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

Alla *Corporate* 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*⁶⁰.

Al fine di riordinare e razionalizzare, nell'ambito del *Gruppo*, l'assetto delle partecipazioni nonché di meglio focalizzare lo svolgimento di attività di supervisione, indirizzo e controllo, da parte della Capogruppo, il Consiglio di Amministrazione ha: a) approvato la costituzione di una nuovo veicolo societario denominato *ENEL ENERGY EUROPE* (EEE) s.r.l., dotato del capitale di 10 mila euro interamente partecipato dall'*Enel S.p.A.*; b) modificato lo statuto della esistente s.r.l. *ENEL CAPITAL*⁶¹. Ad entrambe le suddette società è riservato il ruolo di *sub-holding* con il compito di acquisire, detenere e gestire partecipazioni in Italia e all'estero. Altra delibera ha riguardato la fusione di *Enel Energia* in *Enel Gas*, previa scissione della partecipazione di quest'ultima da *Enel Distribuzione*⁶².

⁵⁹ In conseguenza della riorganizzazione del *Gruppo*, il C.d.A. ha deliberato (riunione del 19 gennaio 2006) la scissione parziale di *Enel Trade* in favore di *Enel energia* del ramo d'azienda relativo alla vendita di elettricità a grandi clienti in Italia.

⁶⁰ Cfr. disposizione organizzativa dell'Amministratore Delegato n. 202 del 25 novembre 2005.

⁶¹ C.d.A. del 22 marzo 2006.

⁶² C.d.A. del 6 settembre 2006

In materia di **controlli**, si rammenta che il **controllo di gestione**⁶³, svolto in maniera autonoma da un'area della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo"⁶⁴ della *Holding* - cui riportano funzionalmente le corrispondenti unità delle società del Gruppo - è finalizzato a garantire "trasparenza e correttezza delle informazioni, analisi oggettive, opinioni e valutazioni indipendenti".

Il **controllo interno** del *Gruppo* - con un responsabile il quale riferisce direttamente all'Amministratore delegato ed al Presidente nonché, con cadenza semestrale, al Comitato per il controllo interno ed al Collegio sindacale - continua ad essere imperniato nel **controllo di linea** e nell' **internal auditing**.

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) .

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

⁶³ Il controllo di gestione adotta un insieme di parametri operativi rilevanti (KPI-Key *performance indicator*) per andare oltre gli obiettivi economici/finanziari di breve periodo. Tra gli strumenti di controllo vengono confermati gli *Operating Review Meeting* come momenti mensili di analisi cui partecipa la struttura Pianificazione e Controllo della funzione CFA di *Corporate*.

⁶⁴ Ad essa è affidata la responsabilità di: guidare il processo di budgeting, definendo gli obiettivi delle singole società in coerenza con la strategia aziendale, in termini di redditività del capitale investito e di massimizzazione del valore per l'azionista; verificare i risultati, analizzando le *performances* economico-finanziarie delle singole società e del Gruppo; verificare l'adeguatezza delle azioni correttive apportate dalle Società.

del Collegio Sindacale, può osservarsi che il sistema di *Corporate Governance* appare, nel complesso, uniformato alle disposizioni del decreto legislativo n. 58 del 1998 (c.d. "*decreto Draghi*"), con i principi contenuti nell'aggiornato "**codice di autodisciplina**"⁶⁵ delle società quotate, con le raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, con la *best practice* internazionale.

La Società adotta il **modello organizzativo e gestionale** (parte generale e parte speciale A e B) previsto dal d. lgs. 8.6.2001, n. 231 - come modificato col d. lgs. n. 61 del 2002 - finalizzato a prevenire le diverse tipologie di reati societari nonché contro la P.A. da parte di persone fisiche aventi funzioni di rappresentanza, di amministrazione o di direzione degli enti stessi ovvero di una loro unità organizzativa dotata di autonomia funzionale/finanziaria, ecc..

E', inoltre, dotata del "**codice etico**" d'impresa⁶⁶ (aggiornato nel 2004) nonché del "**dealing code**" (codice di comportamento): al riguardo, in base alle nuove disposizioni⁶⁷ in materia di **internal dealing**, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato (riunione del 22 marzo 2006) che - per effetto sia del recepimento con la legge n. 62/2005 (*legge comunitaria 2004*) della normativa comunitaria concernente *market abuse* sia dell'entrata in vigore dei regolamenti di attuazione dettati dalla CONSOB - dal 1° aprile 2006 venga a cessare l'applicazione delle disposizioni contenute nel *Dealing Code* del Gruppo. E' stata conservata, comunque, quale *policy* aziendale, la previsione del 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 si è dato mandato all'A.D. di individuare (e costantemente aggiornare)

⁶⁵ 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.* sarà tenuto a verificare il recepimento e la concreta applicazione del nuovo codice in ambito ENEL.

Alcune regole e criteri più significativi sono già, in parte, applicati e/o recepiti dall'*ENEL* mentre altri richiederanno concreta attuazione in appresso.

⁶⁶ 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).

⁶⁷ Combinato disposto dell'art. 144, co. 7, del T.U.F. nonché della normativa secondaria CONSOB.

l'elenco dei dirigenti dell'*ENEL S.P.A.* destinati a ricoprire il ruolo di "soggetti rilevanti"⁶⁸.

Nel rispetto del proprio Codice etico nonché degli impegni sottoscritti aderendo al *Global Compact*⁶⁹ il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 15 giugno 2006, ha approvato l'adozione del "**piano tolleranza zero alla corruzione**" che richiede non solo al proprio personale ma anche a tutti gli altri *stakeholder* onestà, trasparenza e correttezza nello svolgimento delle attività lavorative.

Infine, il "**Regolamento interno concernente le procedure ed i controlli per l'informativa societaria**" ("*disclosure controls and procedures*") raccoglie organicamente la prassi in materia di trasparenza dell'informativa societaria e - a seguito degli scandali finanziari dei mercati mobiliari americani (autunno 2001) - disciplina le operazioni negli USA tenuto conto delle innovazioni legislative, colà, intervenute con il "*Sarbanes-Oxley Act*"⁷⁰.

* * *

La **revisione contabile e di certificazione** dei bilanci dell' *ENEL S.P.A.* nonché delle altre società del *Gruppo* (ad eccezione di *WIND*) è affidata a società specializzata, iscritta all'albo CONSOB, appositamente nominata per il triennio 2005/7 dall'Assemblea previo parere del Collegio sindacale.

Il compenso per lo svolgimento di detta attività ammonta ad euro 266.240,00 annui lordi⁷¹ e si conforma ai criteri della comunicazione CONSOB n. 96003556 del 18.4.1996.

Per le ulteriori prestazioni rese nel 2005 sono stati corrisposti euro 1.650.000 (nel 2004 = euro 919.500): in proposito si richiama l'attenzione sulle

⁶⁸ 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".

⁶⁹ Programma d'azione 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.

⁷⁰ 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.

⁷¹ Escluse le spese vive e gli altri oneri accessori.

limitazioni introdotte dalla legge n. 262 del 2005 anche in materia di incarichi aggiuntivi.

7.1 – GLI ORGANI STATUTARI.

Nel rinviare a quanto già in passato riferito (v. relazione 2004, par. 7.1.), si rappresenta che il **Consiglio di Amministrazione**, nell'adunanza del 30 novembre 2005, ha approvato il nuovo schema di assetto dei poteri nel quale si prevede:

- A) ~~l'attribuzione in favore del~~ **Presidente**, in aggiunta ai poteri istituzionali, di alcuni compiti non gestionali finalizzati ad assicurare un efficace livello di *corporate governance* in ambito aziendale;
- B) la rivisitazione del **riparto dei poteri tra il Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore Delegato**, per tenere conto sia dell'evoluzione intervenuta nel ruolo dell' *ENEL* che dell'aggiornamento della normativa di riferimento (in particolare: il Codice di Autodisciplina per le società quotate e l'entrata in vigore del nuovo diritto societario).

Inoltre, nel rispetto del "*Codice di autodisciplina*" ed in base alla definizione contenuta nell'art. 2 di esso, il Consiglio 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 2005, le **riunioni** del Consiglio - composto da nove membri, tutti indipendenti ad eccezione dell'Amministratore Delegato - sono state 21⁷²: in molti casi, però, gli argomenti all'ordine del giorno riguardavano informative su operazioni e/o attività già in corso ovvero da intraprendere.

Il "**Regolamento per la gestione ed il trattamento delle informazioni riservate**"⁷³ preserva la loro segretezza e fissa le procedure da seguire per la divulgazione all'esterno di argomenti ed informazioni concernenti

⁷² Nel 2002 = 18 sedute; nel 2003= 19 sedute; nel 2004 = 21 sedute.

⁷³ Adottato dal 2000 ed aggiornato dal Consiglio nella riunione del 22 marzo 2006.

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 "parti correlate"⁷⁴.

In aderenza a *best practice* internazionali sulla *governance*, è stata recentemente affidata ad una società specializzata (che, in precedenza, aveva già svolto analogo incarico) l'analisi e conseguente valutazione del funzionamento (*board review*) del rinnovato organo collegiale; è previsto il corrispettivo complessivo di 93.500 euro.

Nel Consiglio funzionano il **Comitato per le remunerazioni** - composto da Amministratori non esecutivi ed indipendenti⁷⁵ che si riuniscono periodicamente⁷⁶ - ed il **Comitato per il controllo interno** - anch'esso formato da Amministratori non esecutivi indipendenti - con funzioni consultive e propositive su tutti i temi relativi al sistema di controllo interno ed alla revisione contabile. A quest'ultimo COMITATO⁷⁷ si deve la predisposizione del "**bilancio di sostenibilità**"⁷⁸ - 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* in quanto redatto facendo riferimento ai principi *standard*, nazionali ed internazionali, sullo sviluppo economico sostenibile.

* * *

Essendo le azioni *ENEL* quotate anche presso la borsa statunitense, sotto forma di "American Depositary Shares", il **Collegio sindacale** - composto di tre membri dei quali uno in rappresentanza delle minoranze - è stato individuato⁷⁹ quale organismo in possesso della qualifica di *financial expert* preposto a svolgere in *ENEL* le funzioni di *audit committee* in base alla normativa U.S.A. del *Sarbanes Oxley Act*, a suo tempo, approvato dal Congresso; col "Regolamento di

⁷⁴ 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.

⁷⁵ Il requisito dell'indipendenza è stato verificato ed attestato dal Consiglio nei mesi di marzo 2005 e marzo 2006 (in conformità alle recenti modifiche apportate dal Testo Unico della Finanza); esso è finalizzato, in particolare, ad assicurare l'adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti azionarie.

⁷⁶ Nel 2005 le riunioni sono state 13.

⁷⁷ Nel 2005 le riunioni sono state 7.

⁷⁸ Il più recente è stato approvato dal C.d.A. nella riunione dell' 11 maggio 2006.

⁷⁹ C.d.A. del 27 luglio 2005.

competenze" sono state fissate le relative attribuzioni ad esso spettanti⁸⁰. Il Collegio, nel riconoscere il possesso di detta qualifica in capo a ciascuno dei propri membri effettivi, ha accettato - nei limiti di quanto consentito dalla legislazione italiana - "ai soli fini ed ai sensi della normativa statunitense applicabile".

Le 18 **riunioni**⁸¹ del 2005 si sono svolte, sostanzialmente, con la stessa frequenza del passato⁸².

Oltre ad esprimere pareri di vario contenuto, il Collegio ha partecipato sia a tutte le adunanze del Consiglio di amministrazione sia alle riunioni del Comitato per il controllo interno e 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.

Il Collegio ha, inoltre, 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)⁸³ ed ha approfondito molte questioni di rilievo economico, finanziario

⁸⁰ In particolare: 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.

⁸¹ Ad esse è presente anche il magistrato della Corte dei conti, delegato al controllo.

⁸² 20 nel 2002, 17 nel 2003 e 19 nel 2004.

⁸³ 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".

e patrimoniale, effettuate da *ENEL S.p.A.* e dalle Società del Gruppo, tra cui: le operazioni di acquisizione ed alienazione di partecipazioni societarie nei settori del gas e della generazione elettrica nonché l'esame delle informazioni, richieste dalla CONSOB, concernenti il controllo espletato dal Collegio stesso per il bilancio d'esercizio 2005 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 specifica menzione nella relazione all'Assemblea degli azionisti.

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 incarichi dai medesimi ricoperti nella *Capogruppo* e nelle società controllate, è desumibile dal prospetto n. 6.

E' palese l'incremento del totale generale dovuto, sopra tutto, alla lievitazione dei compensi corrisposti ai vertici della Società e, in particolare, alla liquidazione delle competenze all' ex Amministratore Delegato cessato dall'incarico a fine maggio 2005: in totale 9.479.207 euro di cui 294.507 per emolumento di carica, 3.187.024 per *bonus* ed altri incentivi⁸⁴ e 5.997.675 per altri compensi⁸⁵.

Dal **26 maggio 2005**, in occasione del nuovo mandato triennale, è stato **aggiornato**⁸⁶ - su proposta dei componenti del Comitato per le remunerazioni⁸⁷ - accettata dai destinatari - il trattamento retributivo e normativo annuo da corrispondere al Presidente (parte fissa = a.l. euro 700 mila, invece di 620.000)

⁸⁴ Di cui, euro: 991.666 quale parte variabile dell'emolumento relativa agli esercizi 2004 e 2005 (deliberata ed erogata nel corso del 2005); 1.695.358 quale *bonus entry*; euro 500.000 quale *bonus* per la positiva definizione dell'operazione di cessione di *WIND* a *Weather*.

⁸⁵ Di cui, euro: 312.410 quale parte fissa dell'emolumento per la carica di D.G. 2005; 600.000 quale parte variabile di detto emolumento 2004 erogata nel 2005; 250.000 quale parte variabile dell'emolumento 2005, erogata nel 2005; 322.291 quale trattamento di fine mandato; 1.872.000 quale emolumento determinato in base ad un piano di *phantom stock option*; 2.640.974 quale *bonus* per l'esercizio di *stock option* attribuite quale D.G.

⁸⁶ Riunione del 30 novembre 2005.

⁸⁷ Basata di un'analisi *ad hoc*, condotta da società specializzata appositamente interpellata.

nonché all'Amministratore Delegato/Direttore Generale (parte fissa = a.l. euro 1.300 mila complessivi)⁸⁸.

Il Collegio Sindacale ha espresso parere favorevole - ai sensi dell'art. 2389, comma 3, cod. civ. - ritenendo che il metodo adottato, "improntato a chiarezza e trasparenza" nonché ispirato ai "necessari confronti nel tempo e nello spazio" era "conforme alle indicazioni del Codice di Autodisciplina (...) ed in linea con la best practice nazionale ed internazionale" (verbale n. 185 del 5.12.2005).

Inoltre, considerato il conseguimento degli obiettivi quantitativi e qualitativi assegnati per l'anno 2005⁸⁹, il C.d.A. (su motivata proposta del Comitato per le remunerazioni, tenuto conto del parere della "Funzione Audit") ha deliberato il 30 novembre 2005 di riconoscere al **Presidente** il massimo dell'emolumento variabile ossia la maggiorazione del 30% (pari, *pro rata temporis*, ad euro 700.000)⁹⁰ della prevista retribuzione annua lorda.

Al nuovo **Amministratore Delegato**, il Consiglio ha riconosciuto⁹¹ spettare il massimo importo variabile (pari ad euro 330 mila) previsto per i pregressi cinque mesi del 2005 in cui aveva rivestito la posizione di CFO e risultava destinatario del programma MBO.

⁸⁸ Euro 700 mila quale Direttore Generale ed euro 600 mila quale A.D. Per quanto effettivamente percepito nel 2005 vedi nota esplicativa (***) al prospetto n.6.

⁸⁹ Per l'anno 2006 gli obiettivi per l'attribuzione della parte variabile al vertice societario sono stati assegnati dal C.d.A., nella riunione del 15 giugno 2006, su proposta del Comitato per le remunerazioni.

⁹⁰ Soluzione analoga a quella adottata, per lo stesso periodo, per il precedente Amministratore Delegato fino alla conclusione del suo mandato.

⁹¹ Riunione del 12 aprile 2006.

prospetto n. 6 (importi annui lordi in migliaia di euro)

COMPENSI agli ORGANI di <i>Enel S.p.A</i> ⁽¹⁾	2005	2004
Amministratori cessati:		
- Amministratore Delegato e Direttore Generale	9.479	
- Consiglieri	122	
Totale A	9.601	
Amministratori in carica:		
- Presidente (*)	3.938	1.056
- Amministratore Delegato e Direttore Generale (**)	1.683	3.381
- Consiglieri (***)	608	656
Totale B	6.229	5.093
Collegio Sindacale cessati:		
- Presidente (1/2005 -5/2005)		
	36	
Totale C	36	
Collegio Sindacale in carica:		
- Presidente (5/2005 -12/2005)	49	81
- Sindaci (****)	150	140
Totale D	199	221
Totale generale (A+B+C+D)	16.065	5.314
<i>variazione %</i>	202	58

(1) Fonte Enel: nota integrativa al bilancio di esercizio di *ENEL S.p.A.* al 31/12/2005.

(*) Oltre all'emolumento per la carica di euro 700.755, il compenso per il 2005 comprende anche euro: 11.050 per polizza assicurativa; 585.988 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 ad un piano di *stock option* virtuale riferito ai tre anni del mandato 2002/2005.

(**) Oltre all'emolumento di euro 350.000 per la carica - periodo maggio/dicembre 2005 - sono compresi 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.

(***) Dal 26 maggio 2005 - su proposta formulata dall'Azionista di maggioranza - l'Assemblea ha elevato ad euro **85.000,00** a.l. (da euro 77.000,00) il compenso spettante a ciascuno dei componenti il nuovo Consiglio di Amministrazione, oltre al rimborso delle spese logistiche sostenute per lo svolgimento del mandato; non è stato più riconosciuto loro, invece, alcun "gettone di presenza". Il corrispettivo

percepito da ciascun consigliere di Amministrazione (periodo 5/2005-12/2005) è stato di euro 63.000 circa; invece, a ciascuno dei tre consiglieri (riconfermati) in carica per l'intero anno, l'importo corrisposto varia da circa 110.000 euro a poco più di 117.000=.

(***) Dall'importo annuale di 75.000 euro spettante al Sindaco effettivo di nomina del M.E.F. , 55.000 euro sono stati versati al predetto Ministero ai sensi della direttiva della Pres. Cons. Ministri – Dipartimento della Funzione Pubblica in data 1° marzo 2000.

Per il buon esito dell'operazione "Slovenske elektrarne" – ritenuta di carattere straordinario e di significativo valore aggiunto per l'ENEL, in termini di importanza e dimensioni – il Comitato ha proposto (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. La questione è stata sottoposta al Collegio Sindacale che non ha ancora espresso il proprio parere al riguardo.

Il Magistrato Delegato al controllo ha rappresentato l'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 e 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. In proposito la Sezione richiama nuovamente anche l'osservazione, ispirata a prudenza e congruità, già espressa nel precedente referto (cfr. par. 7.2) per situazioni pressoché analoghe (collocamento 3[^] tranche di azioni ed operazione *Wind*).

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

* * *

Agli amministratori delle **società direttamente controllate** dall'ENEL S.p.A. (che, al 31 dicembre 2005, erano 18) sono stati confermati⁹² i compensi

⁹² C.d.A. dell'8 marzo 2006.

annuali di euro 25.000= solo per i consiglieri di amministrazione di *ENEL Produzione S.p.A.*, *ENEL Distribuzione S.p.A.* ed *ENEL Energia*. Per i consiglieri di amministrazione di tutte le altre società del *Gruppo* - che, sempre alla stessa data, erano 84 - il compenso annuale resta fissato ad euro 20.000=.

Ai *sindaci* delle società 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.

Per gli emolumenti di cui sopra, 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 sono tenuti a rinunciare agli emolumenti deliberati in loro favore dalle predette società.

In sede di aggiornamento e/o rinnovo dei Consigli di Amministrazione di tutte le società controllate e partecipate gli incarichi *pro capite* sono stati mantenuti ad un livello inferiore, rispetto al passato, come la Corte aveva raccomandato: livello che, tuttavia, appare ancora elevato sopra tutto quando comprende incarichi esecutivi (si cita il numero massimo, in capo ad un medesimo soggetto, di 16 incarichi esecutivi).

8. - LE ATTIVITA' DEL GRUPPO ENEL.

Le **attività** dell' *ENEL S.P.A.* - che danno esecuzione ai *piani industriali* tempestivamente presentati ed approvati, dopo ampia ed articolata discussione, dal Consiglio di Amministrazione - vanno sempre più concentrandosi nel *core business*⁹³ 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 emissioni⁹⁴, 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 rinnovabili⁹⁵ da considerare virtualmente

⁹³ 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 cogenerazione 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.

⁹⁴ Ciò riguarda, in particolare, l'uso del 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.

⁹⁵ E' da rammentare in proposito che, a livello mondiale, le fonti rinnovabili rappresentano - con esclusione dei grandi impianti idroelettrici - una frazione molto limitata (circa l' 1%) dell'intera produzione elettrica e 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 destinati fino al 2005 solo alla copertura dei fabbisogni interni, e, per il periodo successivo, anche per la cessione in favore di operatori terzi.

inesauribili quali energia solare⁹⁶, idroelettrica, eolica⁹⁷, energia da rifiuti e da biogas, geotermia⁹⁸ e biomasse da cui – secondo dati ufficiali⁹⁹ – nel 2005 è derivato appena il 7% dei consumi.

Particolare attenzione è dedicata alla **ricerca**, settore in cui opera la collegata *CESI*, che si articola su due piani: quello “*competitivo*”¹⁰⁰, indirizzato 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.); quello “*di sistema*” effettuato a beneficio del sistema elettrico italiano.

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.

8.1 - ELEMENTI DI CONTESTO E DATI RELATIVI AL MERCATO.

8.1.1 - Nel settore dell'energia elettrica.

Premesso che il mercato elettrico in Italia registra una produzione inferiore al fabbisogno nonché storicamente legata al prevalente utilizzo di derivati dal petrolio, la sintesi **dei dati elettrici** (n. 7) espone risultati il cui andamento, nel periodo in esame, non si discosta molto dal passato:

⁹⁶ Si segnala l’accordo nell’aprile 2006, tra un Gruppo bancario ed *ENEL.SI*, che dà a famiglie ed imprese la possibilità di ottenere finanziamenti finalizzati all’acquisto nonché all’installazione di impianti fotovoltaici (offerta denominata *welcome energy*).

⁹⁷ A fine **2005**, la Società possedeva in Italia 17 centrali eoliche in esercizio, di cui quasi il 50% realizzato nel biennio 2003/2004, e ne aveva altre 2 in costruzione.

In Danimarca l’eolico fornisce il 20% di energia, in Germania il 6,5%, in Spagna il 6% e in Italia appena lo 0,5%.

⁹⁸ L’*ENEL* è leader a livello mondiale nel settore dell’energia geotermica e la produzione ammonta a circa 5 miliardi di KWh. In Italia gli impianti geotermici sono 32; nella Toscana, in particolare, circa il 25% del fabbisogno è fornito dalla geotermia.

⁹⁹ Rapporto energia e ambiente dell’*ENEA* per il 2005.

¹⁰⁰ L’attività di ricerca competitiva è effettuata nell’ambito della Divisione GEM e si svolge in due centri (Pisa e Brindisi), due aree sperimentali (a Livorno e nell’area di Sesta, 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.

prospetto n. 7

(fonti: ENEL e T.E.R.N.A.)

SINTESI DATI ELETTRICI (mln di KWh)	2005	2004	var. %	2003	var. %
- consumi nazionali di energia elettrica	308.000	301.400	2,19	299.789	0,54
- produzione elettrica netta Enel	112.087	125.868	-10,95	137.794	-8,65
- acquisti Enel di energia elettrica	173.683	152.525	13,87	73.654	107,08
- produzione elettrica netta nazionale	289.655	286.647	1,05	279.042	2,73
- quota % produzione Enel sul totale nazionale	38,70	43,91	-11,87	49,38	-11,08
- quota % vendita Enel di energia elettrica su consumi nazionali	85,38	85,47	-0,10	62,15	37,51
- vendita complessiva Enel di energia elettrica	262.971	257.605	2,08	186.332	38,25
- energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel	251.045	250.652	0,16	244.426	2,55
- potenza efficiente netta installata (Mw)	46.002	45.740	0,57	45.675	0,14
- potenza efficiente netta installata all'estero (Mw)	3.786	3.693	2,52	3.829	-3,55

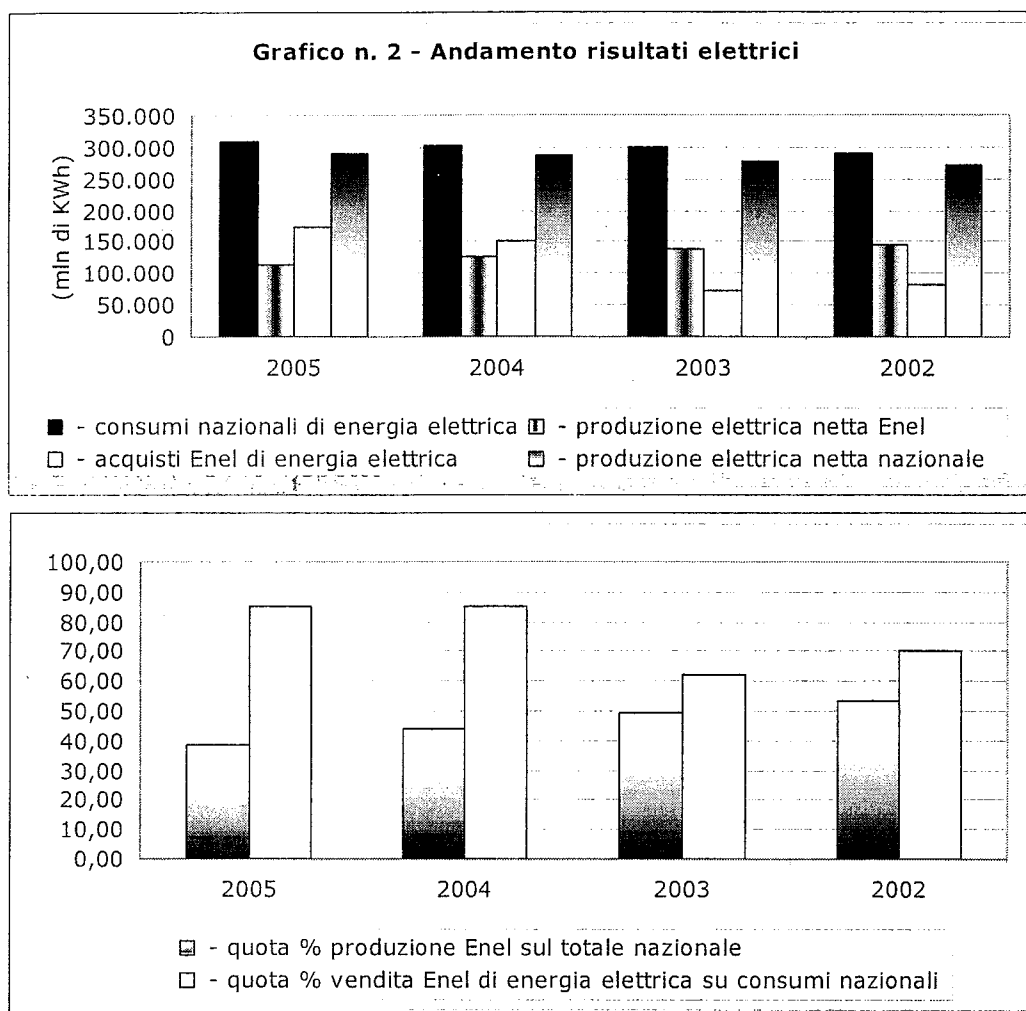
In base a dati forniti dall' ENEL, nel 2005, in **Italia**:

- a) la richiesta di energia elettrica - di oltre 329 mila GWh - si è incrementata dell'1,3% rispetto al 2004;
- b) detta richiesta è stata soddisfatta solo in parte (85,1%) con la complessiva produzione netta nazionale e ricorrendo nella misura del 14,9% ad importazioni dall'estero (l'import lievita del 7,7% anche a seguito della attivazione dell'elettrodotto S. Fiorano - Rubbia);
- c) la *quota di mercato complessivo* (produzione netta+import) è stata del 38,1% e, quindi, inferiore rispetto al 42,2% rilevato nel 2004. La quota di mercato sul totale dell'energia distribuita in Italia è pari all'80,9%, sostanzialmente analoga all' esercizio precedente;
- d) sono cresciuti di poco (2,19%) i consumi di elettricità;
- e) la *produzione lorda* ha presentato una lievissima flessione di 962 milioni di KWh, pari allo 0,3% ;
- f) più marcata è risultata la diminuzione (-10,9%) della produzione *netta* dell'ENEL in Italia (circa 112,1 TWh di elettricità)¹⁰¹ per effetto anche dell'entrata in servizio di nuovi impianti di *competitors* nonché della fermata della centrale di Civitavecchia per i lavori di conversione;
- g) nel campo delle energie rinnovabili sono stati avviati 112 MW di nuovi impianti nel 2005;

¹⁰¹ (-) 10.031 GWh da produzione termoelettrica e (-) 3.776 GWh da produzione idroelettrica.

- h) 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, la Corte ribadisce il potenziale rischio di *deficit* nell' offerta di energia elettrica a fronte di un eventuale ed improvviso rialzo nella richiesta;
- i) 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*;
- j) l'elettricità complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione dell' ENEL è sostanzialmente uguale a quella del precedente esercizio (+0,16%);
- k) l'elettricità distribuita da ENEL (249,6 TWh) è superiore dell'1,1% rispetto al 2004 e rappresenta circa l'81% dell'energia;
- l) i Comuni serviti sono stati 8.010;
- m) il *cash cost* (parametro che riassume le spese annue per singolo cliente) è diminuito a 119 nel 2005 (da 153 del 2001).

Il seguente grafico evidenzia, inoltre, l'evoluzione dei suddetti dati nell'ultimo quadriennio:



Viene, pertanto, confermato il giudizio 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 completezza, di seguito si espongono gli **indicatori di continuità del servizio elettrico** nell'ultimo biennio (prospetto 8) e si rappresenta che, per effetto del potenziamento della rete, detta continuità è migliorata anche nel 2005 nei confronti dei clienti *ENEL*: infatti, la durata media complessiva delle interruzioni è ancora diminuita¹⁰² mentre segna una battuta d'arresto il ridimensionamento dello storico *gap* tra le Regioni del sud e quelle del centro/nord. Si tratta, comunque, di valori – confermati per il 1° semestre 2006 - che mantengono l'*ENEL* ai vertici della classifica europea.

prospetto n. 8 **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	58,30	17,75	0,33	47,78
CENTRO ITALIA	2,01	0,07	60,37	6,99	0,47	73,80
SUD ITALIA E ISOLE	3,30	0,11	109,53	20,34	0,36	68,98
ITALIA	2,30	0,11	78,58	16,00	0,38	62,60

INTERRUZIONI LUNGHE Anno 2004

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	1,78	0,43	91,07	44,01	0,34	48,23
CENTRO ITALIA	2,40	0,39	77,65	20,33	0,55	79,17
SUD ITALIA E ISOLE	3,07	0,30	91,19	14,97	0,42	84,02
ITALIA	2,38	0,37	88,77	28,72	0,41	67,38

All'estero, la produzione netta nel 2005 è stata di 13.625 GWh (+ 10.6%) considerato l'apporto fornito da *Viesgo Generation* in Spagna; l'energia distribuita é aumentata di 3,6 TWh per effetto del consolidamento delle attività in Romania; l'energia venduta ammonta a 8.093 GWh.

L'attività di generazione continua ad essere esercitata in Spagna, Bulgaria e America (qui, in prevalenza da fonti rinnovabili); la distribuzione e la vendita sono, invece, effettuate in Spagna e Romania.

Il capitale investito netto ammonta ad euro 15.146 milioni, con incremento di euro 168 milioni (+4,8%); gli investimenti negli impianti di

¹⁰² Le interruzioni cumulate nelle reti di *Enel Distribuzione* sono state finora, nella media, nettamente inferiori rispetto ai *target* fissati dall'AEEG.

produzione sommano ad euro 176 milioni di cui: 96 per l'avvio del piano di ammodernamento della centrale bulgara di "Maritza" e 52 per le attività di produzione di energia da fonti rinnovabili da parte di *Enel Union Fenosa Renovables*.

La capacità degli impianti di generazione situati all'estero è riepilogata nel prospetto n. 9: la contrazione della potenza netta degli impianti termoelettrici è dovuta, in gran parte, alla parziale indisponibilità della Centrale di "Maritza" per lavori di ammodernamento e sistemazione ambientale.

prospetto n. 9

POTENZA NETTA IMPIANTI DI GENERAZIONE ALL'ESTERO (MW)							
	2005					2004	
	E.North America	E.Latin America	Gruppo Viesgo	Maritza	E.U.Fenosa Renovables	Totale Estero	
- Termoelettrici	-	-	1.592	549	-	2.141	2.141
- Idroelettrici	313	174	672	-	-	1.159	1.129
- Eolici	67	24	-	-	321	412	346
- Biomasse e Biogas	22	-	-	-	-	22	21
- Cogenerazione	-	-	-	-	52	52	52
Totale	402	198	2.264	549	373	3.786	3.898

8.1.2 - Nel settore del gas.

A fine 2005, i clienti erano 2.142.000 e la quota di mercato ammontava al 9,7% essendo stati commercializzati circa 5,1 miliardi di mc. Da segnalare, nel periodo di riferimento:

- l'acquisizione il 31 gennaio 2006 della soc. *SIMEO*, operante nella distribuzione del gas naturale, nonché del ramo di azienda di *E.On Vendita* attivo nella vendita di gas naturale in Sicilia, nei 22 Comuni serviti da *Simeo*, previo corrispettivo complessivo di 37 milioni di euro; il numero dei clienti siciliani del gas è salito, pertanto, ad oltre 74.600;
- le negoziazioni preliminari¹⁰³ con la *holding* cinese "Beijing Capital Group" (BCG), controllata dal Comune di Pechino, per un possibile ingresso dell'*ENEL* nel capitale di detta società creata per gestire investimenti nel settore del gas.

¹⁰³ Il C.d.A., in data 19 gennaio 2006, ha espresso valutazione di massima positiva sull'accordo da definire ed ha autorizzato il prosieguo delle trattative.

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

L'aggiornamento delle tariffe¹⁰⁴ é costante.

Nel **2005** - per gennaio/marzo, l'incremento di quella elettrica - tenuto conto dell'andamento dei prezzi internazionali del metano e dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica - è stato dell' *1,5%* (delibera n. 252/04); per il gas, invece, l'aumento è stato del *2,0%* (delibere nn. 238/04 e 248/04);

- per il secondo trimestre (aprile/giugno 2005), con la delibera n. 54/05 l'aggiornamento per l'elettricità è stato pari a *+ 1,8%* e per il gas a *+1,7%* (delibere nn. 55/05 e 56/05). La tariffa media nazionale, al netto delle imposte, risultava pari a cent/euro *10,67* per kWh per l'elettricità ed a cent/euro *59,19* per il gas;

- con delibera n. 133/05 l'aggiornamento per luglio/settembre 2005 non ha registrato aumenti dell'elettricità nonostante il rialzo dei prodotti petroliferi e dei combustibili utilizzati avendo l'AEEG compensato l'incremento della componente tariffaria sia mediante gli accantonamenti degli *stranded costs* sia sospendendo transitoriamente altre componenti tariffarie; anche le strategie di acquisto dell'Acquirente Unico, hanno consentito un contenimento del costo della componente produzione elettrica di circa il *3%*. Per il gas metano (delibera n. 132/05) il rialzo della tariffa di riferimento è stato del *3,7%* in media nazionale, con aumento trimestrale pari a *2,22* centesimi di euro per metro cubo;

- per il 4° trimestre 2005, l'AUTORITÀ ha introdotto ulteriori aumenti¹⁰⁵ - *4,4%* per l'elettricità e *3,8%* per il gas, al lordo delle imposte - legati al ben noto e persistente rialzo del greggio sui mercati internazionali (triplicato dal 2002).

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

¹⁰⁴ La tariffa h, 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 decommissioning 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).

¹⁰⁵ Gli esperti dell'Istituto Ricerche Industriali ed Energetiche (RIE) avevano già, in tal senso, previsto e ricalcolato una curva tendenziale tenendo conto del consolidarsi del greggio attorno ai 68/70 dollari al barile in confronto ai 40 del luglio 2004 ed ai 20 del luglio 2001. Nel trimestre luglio/settembre 2005 il prezzo medio del petrolio è aumentato del *23%* circa, rispetto al precedente periodo aprile/giugno.

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).

Va ancora una volta rammentato che, oltre il 20% della bolletta elettrica non riguarda i costi industriali ma sussidi (fonti rinnovabili, regimi speciali, interrompibilità, "certificati verdi", ecc.) ed 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) che potrebbero, ulteriormente, lievitare a causa dei maggiori costi di produzione dell'elettricità legati al protocollo di Kyoto ed agli incentivi delle fonti rinnovabili¹⁰⁶ mediante i meccanismi di *emission trading* e dei "certificati verdi".

Anche se, ad avviso del Presidente dell'ANTITRUST, per abbattere il costo "ormai insostenibile" della bolletta energetica occorre eliminare le "strozzature" interne mediante *"una rete più aperta ed efficiente (nazionale e con l'estero, che) dovrebbe agevolare flussi di energia a costi più competitivi e incentivare investimenti sul territorio nazionale (...)*, osserva la Corte che tra le fonti di produzione di energia elettrica in Italia sussiste marcata prevalenza del petrolio (superiore a Francia e Germania) - 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

¹⁰⁶ Con delibera n. 101/05 l'AEEG ha riconosciuto il rimborso di euro 92,7 milioni ad Enel Produzione per aver adempiuto agli obblighi di immettere nel sistema elettrico nazionale il 2% di energia da fonti rinnovabili (prodotta o importata nel corso del 2002) anche ricorrendo ai c.d. "certificati verdi".

utilizzati¹⁰⁷, privilegiando le fonti più economiche¹⁰⁸ (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili) e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili. Va, peraltro, apprezzata la introduzione di tariffe particolari, da gennaio 2005, per i clienti serviti dal contatore elettronico di telelettura.

Resta, quindi, attuale il suggerimento della Corte che tutti gli "attori" del sistema energetico nazionale si adoperino a cooperare proficuamente non solo per tracciare fondate ed attendibili previsioni circa i 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.

* * *

Circa i rimborsi alle società elettriche di **stranded cost** (c.d. "costi incagliati")¹⁰⁹ consentiti dall'accordo di Bruxelles del luglio 2004 - assegnati con decreto congiunto del M.A.P. e M.E.F. in data 6 agosto 2004 e 22 giugno 2005, definitivamente approvati dalla Commissione europea a fine anno 2005 - l'*ENEL S.p.A.* ha incassato nel 2005 una prima *tranche* di circa 361 milioni di euro. L'*AUTORITA'*, con delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006, ha aumentato la componente tariffaria destinata alla copertura degli *stranded cost* in modo da accelerare i rimborsi che, per l'*ENEL*, nel 2006, ammontano a complessivi euro 996 milioni con un residuo credito di 470 milioni di euro.

¹⁰⁷ 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%.

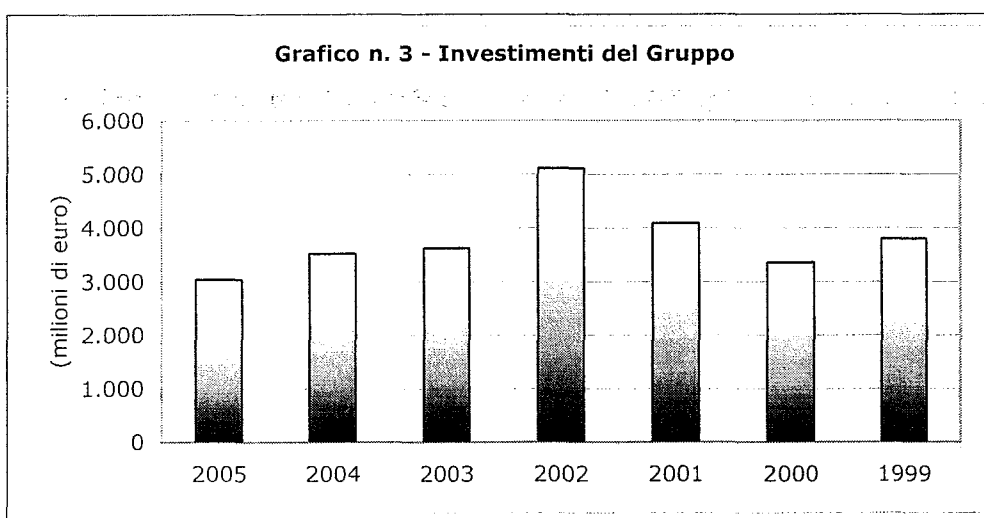
¹⁰⁸ Giova segnalare, ad esempio, il Piano energetico ambientale regionale della Regione Puglia (approvato nel febbraio 2006) che prevede, in particolare: la riduzione dell'impatto del carbone con maggiore utilizzo del gas, lo sviluppo dell'eolico - sulla base di precise linee guida - un forte impulso al solare termico, al fotovoltaico e alle biomasse.

¹⁰⁹ 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 - GLI INVESTIMENTI.

Dopo il picco del 2002, è costante la tendenza alla loro diminuzione essendo stati, nell'esercizio in esame, ancora inferiori (-481 milioni di euro) rispetto al precedente.

Il seguente grafico evidenzia l'andamento, nell'ultimo settennio, delle immobilizzazioni **materiali**:



L'analisi delle singole componenti di destinazione è offerta dal prospetto n. 10:

prospetto n. 10

(in milioni di euro - fonte: ENEL)

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

Dalla "Relazione generale sulla situazione economica del Paese" del Ministro dell'Economia e Finanze si desume che, **nel complesso**, nel 2005 gli investimenti ammontano a 3.257 milioni di euro; di essi, quelli in nuovi impianti ammontano a 2.728 milioni (in lieve calo rispetto ai 2.838) di cui:

- il 35% per impianti di generazione (nel 2004 = 29%)
- il 5% per impianti e linee di trasmissione (nel 2004 = 9%)
- il 55% per impianti e linee di distribuzione (nel 2004 = 54%)

- il 5% per altri impianti (nel 2004 = 8%).

In base al **Piano industriale 2006/2010**¹¹⁰, l'*ENEL* prevede di investire complessivamente¹¹¹ 18,6 miliardi di euro - con la punta massima nel 2007 gradatamente in calo fino al 2010 - dei quali circa 13,8 da impiegare solo in Italia¹¹² per ridurre i costi di generazione mediante sia l'ammodernamento della capacità produttiva (conversione di impianti da olio combustibile a ciclo combinato a gas, conversione di alcune centrali sul mare da olio combustibile a carbone) sia lo sviluppo delle fonti rinnovabili¹¹³ (di cui 1,3 miliardi in Italia ed 1 miliardo all'estero), settore nel quale la Società è uno dei *leaders* a livello mondiale¹¹⁴, con 17 mila MW di capacità installata¹¹⁵. Trattasi di cifra in aumento, rispetto ai precedenti programmi, da utilizzare compatibilmente con la concessione delle necessarie autorizzazioni e di mirati incentivi. Il fenomeno è, peraltro, esponenziale della maggiore attenzione dell'*ENEL* verso queste fonti energetiche.

In relazione alle loro finalità, gli investimenti possono 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, si fa presente che:

1) per la Divisione *GEM*, riguardano i progetti di trasformazione/ottimizzazione di diversi impianti del parco di generazione (tra cui: Torre Valdaliga Nord, per la conversione a carbone; Termini Imerese, per la conversione a ciclo ibrido; Pietrafitta, Santa Barbara, Sulcis ed altri, per interventi di trasformazione);

¹¹⁰ Approvato nella seduta del 19 gennaio 2006.

¹¹¹ Esclusi *T.E.R.N.A.* e *Wind*.

¹¹² Il Presidente, nella relazione agli azionisti del maggio 2006, ha precisato che con l'importo di detti investimenti L'*ENEL* dovrebbe raggiungere nel decennio 1999/2009 il totale di circa 28 miliardi.

¹¹³ Si tratta di progetti destinati ad attività di ricerca e non al conseguimento di ricavi.

¹¹⁴ Numero uno a livello mondiale nel geotermico e secondo produttore nazionale di energia eolica.

¹¹⁵ Dato fornito agli azionisti dal Presidente della Società, nel corso dell'Assemblea del maggio 2006.

2) per la Divisione *Infrastrutture e Reti*, i previsti investimenti "stay in business" di circa 5,2 miliardi di euro sulla rete elettrica¹¹⁶ sono finalizzati, nel quinquennio 2006/2010, al miglioramento della qualità del servizio offerto ai clienti ed alla riduzione della caduta di corrente, *blackout*, disservizi vari, ecc. in conformità agli obiettivi della AEEG.

* * *

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 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 eolico¹¹⁷, solare/termodinamico (centrale di Serre Persano (CE) e progetto di Priolo/Gargallo), geotermia (circa il 70% dell'intera produzione delle fonti rinnovabili¹¹⁸), idrogeno (progetto di Fusine), biomasse¹¹⁹, 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 energetica¹²⁰ nonché abbattere la produzione di Co2.

* * *

Dal prospetto n. 11 si evidenzia - rispetto al 2004 - il modesto aumento della potenza in MW e, quello più evidente, degli importi degli investimenti fatta eccezione per le fonti alternative:

¹¹⁶ Il MAP ha approvato, nell'aprile 2006, il piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale sia per il breve (5 anni) che per il lungo termine (10 anni) nel quadro di garanzia della copertura della domanda, di sicurezza del sistema, di qualità, di interconnessioni con l'estero, ecc.

¹¹⁷ Tramite la controllata ENA, la Società partecipa in Nord America alla gara per la cessione di 150 MW di impianti eolici in Pennsylvania e di ulteriori 30 MW di interconnessione utilizzabili per una possibile espansione del parco eolico.

¹¹⁸ Nella geotermia l'ENEL ha previsto investimenti di oltre 300 milioni di euro, nei prossimi cinque anni, con nuovi impianti nella regione Toscana.

¹¹⁹ Si ha notizia di uno studio di fattibilità per l'utilizzo di biomasse suine nella pianura padana in cui sarebbero coinvolte circa mille aziende agricole locali: si stima che l'iniziativa potrebbe contribuire nella misura del 5-6% al fabbisogno energetico nazionale.

¹²⁰ In argomento, si segnala un recente studio realizzato dal "CESI" e dall'Università di Genova (www.ricercadisistema.it/pagine/notiziedoc/61/Atlanteolico.pdf).

prospetto n. 11

Impianti	2005		2004	
	<i>investimenti</i>	Potenza in mw	<i>investimenti</i>	Potenza in mw
- Termoelettrici	487	26.902	345	26.837
- Idroelettrici	178	14.363	174	14.318
- Geotermici	84	671	55	642
- fonti alternative	19	280	70	250
Totale	768	42.216	644	42.047

* * *

E' quasi completata la realizzazione del progetto **contatore elettronico**¹²¹ - per la misurazione, gestione e lettura a distanza dei consumi di elettricità - destinato a sostituire, mediante il c.d. "telegestore", i contatori elettromeccanici attualmente in uso presso i clienti del Gruppo: secondo dati ENEL, nel primo semestre 2006 si è raggiunta la quota di 25,5 milioni (su un totale di oltre 30 milioni) e l'investimento - che suscita l'interesse di molte società - è stato di oltre 2 miliardi di euro. Per effetto del contatore elettronico Enel Distribuzione ha potuto varare ed aggiornare sistemi differenziati di tariffe elettriche (es. quelle multiorarie "intelligenti", "bioraria", "prepagata" oppure i vari "pacchetti") che consentono discreti risparmi annui, secondo la formula preferita, ed educano i consumatori a scegliere in vista del 1° luglio 2007 quando ci sarà la completa liberalizzazione del mercato.

9. - RIEPILOGO DEI RISULTATI DELLE SOCIETÀ DEL GRUPPO ENEL.

Di seguito sono riepilogati i risultati - sia di esercizio (prospetto n. 12) sia per area di attività (prospetto n. 13) - 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:

¹²¹ Trattasi di sistema integrato ed evoluto di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura di energia, composto da misuratori (contatori) ed apparati elettronici interconnessi.

prospetto n. 12 (in milioni di euro)

RISULTATI netti di ESERCIZIO delle SOCIETA' CONTROLLATE DA ENEL S.p.A.	2005	2004	var. %
- Ape Gruppo Enel	-	-8,5	
- Cise Srl	2,4	7	-65,71
- Deval Spa	1,49	2,7	-44,81
- Enel Capital Srl	0,04	-	
- Enel Distribuzione Spa	1.390,71	1.438,00	-3,289
- Enel Energia Spa - già Enel Trade Spa	0,14	0,5	-72
- Enel Facility management - già Enel Real Estate Spa	-	-24,4	
- Enel Factor Spa	7	16,2	-56,79
- Enel Finance International SA	44,9	-	
- Enel Investment Holding BV	-172,4	-1.594,00	-89,18
- Enel New Hydro Srl	-1,6	-19,5	-91,79
- Enel Produzione Spa (*)	1.041,15	2.129,00	-51,1
- Enel Servizi Srl	0,74	-	
- Enel Servizi Srl (**)	10	-	
- Enel Sole Srl - già So.l.e. Spa	14,9	7,9	88,61
- Enel Trade Spa - già Enel FTL Spa	126	76,9	63,85
- Enel Viesgo Servicios S.L.	-0,05	-1,3	-96,15
- Enel.Hydro Spa	-	-5	
- Enel.it Srl	-	-7,4	
- Enel.si Servizi Interati Srl	1,4	0,4	250
- Enelpower Spa	57,2	72,9	-21,54
- Sfera Spa	2,1	1	110
- Terna Spa	-	674,3	
- Wind Telecomunicazioni Spa	-	-391,2	
totale	2.526,12	2.375,50	
<i>variazione %</i>	<i>6,34</i>	<i>149,71</i>	

(*) Dal 1 gennaio 2005 Enel Produzione ha incorporato: Enel Green Power Spa, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus.

(**) Dal 1 gennaio 2005 Enel Servizi (già Enel Ape) ha incorporato Enel.it e Enel Facility Management.

Il **risultato netto** complessivo, già in considerevole ripresa nel 2003 (se paragonato a quello molto negativo del 2002), si accresce nell'esercizio di 150,62 milioni di euro (+6,34%) per diversi fattori tra loro non coincidenti:

1. la marcata diminuzione dei risultati negativi sia di *Enel Investment Holding* (ben 1.421,6 milioni di euro) - per effetto della riorganizzazione delle partecipazioni possedute¹²² che ha prodotto

¹²² La società di diritto olandese - che ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utilities* in genere - in seguito alle operazioni effettuate nel corso del 2005 (in particolare la cessione di Wind), detiene il controllo in: Enel Green Power International S.A. (32,89%); Enel Re Ltd (100%); Pragma Energy S.A. (100%). La società ha, inoltre, realizzato la fusione per incorporazione, con efficacia amministrativa e fiscale dal 1.1.2005, con la propria controllata WEBIZ Holding B.V..

principalmente la contrazione (da 1.214 a 146,7 milioni di euro) dell'onere per l'ammortamento dell'avviamento (rilevato nell'ambito della valutazione delle partecipazioni con il metodo del patrimonio netto) e, ancorchè in misura residuale, minori oneri finanziari netti (da 156,2 a 94,5 milioni di euro) e proventi netti da partecipazioni (69,4 milioni contro oneri netti del 2004 per 218,7 milioni di euro) - sia di *Enel New Hydro* (17,9 milioni di euro essenzialmente per la flessione dei costi del personale, per il godimento di beni di terzi, nonché per minori ammortamenti e accantonamenti);

2. i modesti incrementi delle risultanze di *Enel Trade* (pari a 49,1 milioni di euro) e di *Enel.Sole* (pari a 7 milioni di euro);
3. la riduzione dei valori positivi di molte società: 1.087,85 milioni di euro per *Enel Produzione*, 47,29 milioni di euro per *Enel Distribuzione*, 15,7 milioni di euro per *Enelpower* e 9,2 milioni di euro per *Enel Factor*.

Da segnalare che figurano per la prima volta gli apporti delle società *Enel Finance International*, *Enel Servizi srl* ed *Enel Servizi*.

Nei risultati economici **per area di attività** (v. prospetto n.13) figurano ancora - tra gli importi più rilevanti - quelli della Divisione "Mercato, infrastruttura e reti" e, in misura inferiore, della Divisione "Generazione ed Energy Management": entrambe, se raggruppate, rappresentano il 92,61% del totale ricavi, il 95,93% del margine operativo lordo (MOL) ed il 96,37% del risultato operativo.

L'analisi più approfondita dei dati complessivi evidenzia che:

- crescono in totale di 1.675 milioni di euro (4,69%) i ricavi per l'apporto delle aree "GEM" (1.187 milioni di euro) e "MIR" (1.168 milioni di euro) bilanciati dalla diminuzione dei ricavi sia della Capogruppo (-546) sia dei Servizi e altre Attività (-134);
- si contrae il MOL (- 419 milioni di euro = -5,12%) a causa, sopra tutto, del decremento della Capogruppo;
- anche il risultato operativo diminuisce di 427 milioni (-7,14%) per gli stessi motivi.

In percentuale, spiccano le variazioni negative della Capogruppo (per il risultato operativo, il MOL ed i ricavi) e, in termini positivi, il risultato operativo della divisione "Servizi".

prospetto n. 13

(in milioni di euro)

RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITA'	2005			2004			var. %		
	Ricavi	MOL	Risultato operativo	Ricavi	MOL	Risultato operativo	Ricavi	MOL	Risultato operativo
- Generazione ed Energy Management	14.215	3.704	2.565	13.028	3.780	2.531	9,11	-2,01	1,34
- Mercato, Infrastrutture e Reti	20.422	3.737	2.778	19.254	3.530	2.693	6,07	5,86	3,16
- Servizi e altre Attività	1.660	249	154	1.794	214	106	-7,47	16,36	45,28
- Capogruppo	1.103	67	53	1.649	652	647	-33,11	-89,72	-91,81
TOTALE	37.400	7.757	5.550	35.725	8.176	5.977	4,69	-5,12	-7,14
- Elisioni e rettifiche	-3.341	-12	-12	-4.714	-105	-107	-29,13	-88,57	-88,79
TOTALE GRUPPO Continuing operations	34.059	7.745	5.538	31.011	8.071	5.870	9,83	-4,04	-5,66

10. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL nel 2005.

10.1 - Forma e struttura del bilancio consolidato.

Il bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio 2005 è stato approvato, congiuntamente a quello di ENEL S.p.A., dall'Assemblea della Società (parte ordinaria e straordinaria) tenutasi il 26 maggio 2006¹²³.

Detto bilancio - costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico e dal Rendiconto finanziario¹²⁴ - è corredato dalla relazione sulla gestione illustrativa degli avvenimenti rilevanti accaduti anche dopo la chiusura dell'esercizio nonché dalle informazioni sull'attività del Gruppo, da note di

¹²³ I progetti di bilancio, e relative relazioni, erano stati deliberati dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 22 marzo 2006 anche sulla base della dichiarazione di attendibilità rilasciata dai competenti responsabili funzionari amministrativi.

¹²⁴ 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.

commento e da un prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di *Enel S.p.A.* ed i corrispondenti dati consolidati, ecc..

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 proprietà¹²⁵.

Come già anticipato nel precedente referto, il *Gruppo Enel* ha adottato i principi contabili internazionali IAS/IFRS (*International Accounting Standards - IAS* o *International Financial Reporting Standards - IFRS*) con data di transizione al 1° gennaio 2004¹²⁶. Il bilancio consolidato del *Gruppo* al 31 dicembre 2005¹²⁷ è stato, pertanto, redatto per in conformità ai suddetti nuovi principi contabili internazionali ed alle relative interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* e dello *Standing Interpretations Committee (SIC)* omologati dalla Commissione Europea¹²⁸.

In virtù delle opzioni offerte dal decreto legislativo n. 38/2005, la *ENEL S.p.A.* ha optato di non utilizzare i principi IAS/IFRS per la redazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 rinviandone l'applicazione al 1 gennaio 2006.

* * *

L'area di consolidamento comprende la CapoGruppo *Enel S.p.A.* e le società sulle quali essa, in base all' art. 2359 c.c., direttamente o indirettamente, esercita il controllo; dal perimetro sono escluse alcune società e consorzi o per la

¹²⁵ 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.

¹²⁶ A tal fine fu redatta la situazione patrimoniale consolidata al 1° gennaio 2004 ed al 31.12.2004 sulla base di quanto previsto dal principio IFRS 1 (prima adozione degli stessi IFRS). Le principali differenze hanno riguardato: il decremento delle immobilizzazioni immateriali non più capitalizzabili (euro 1.372 milioni); l'incremento dei fondi diversi (euro 1.168 milioni); la iscrizione di passività finanziarie (euro 480 milioni); la eliminazione dell'avviamento (euro 94 milioni); l'aumento delle immobilizzazioni tecniche (euro 79 milioni); la iscrizione degli effetti positivi di imposta sulle rettifiche (euro 1.006 milioni); l'incremento dell'indebitamento finanziario (euro 218 milioni).

¹²⁷ In allegato al bilancio consolidato 2005 viene presentato il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto al 31 dicembre 2005 e 2004 e del relativo utile di esercizio di *ENEL S.p.A.* predisposti secondo i principi contabili italiani con i corrispondenti valori consolidati predisposti secondo i principi contabili internazionali.

¹²⁸ A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CEE n. 1606/2002 del Parlamento e del Consiglio Europeo del 19 luglio 2002, a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea devono redigere, per la prima volta, il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali emessi dall'*International Accounting Standards Board* e omologati dalla Commissione Europea.

loro minima rilevanza ovvero per la scarsa attività svolta. A seguito della riforma del diritto societario, in vigore dal 1 gennaio 2004, il Consiglio di Amministrazione della Capogruppo ha ritenuto¹²⁹ di rimodulare il patrimonio netto di *Enel Distribuzione* e di *Enel Produzione* mediante la riduzione 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 integrale¹³⁰ ammonta (per il 2005) a 72. 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, 112 e 26 società tutte incluse nel bilancio consolidato del Gruppo ENEL.

Le principali variazioni dell'area di consolidamento hanno riguardato acquisizioni delle partecipazioni di controllo in: *Ottogas Rete* e *Ottogas Vendita* (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 15 settembre 2004; in *Italgestioni* e *Italgestioni Gas* (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 14 dicembre 2004 ed in *Electrica Banat* ed *Electrica Dobrogea* (distribuzione e vendita di elettricità in Romania) in data 28 aprile 2005.

Per le cessioni si segnalano quella del 62,75% del capitale sociale di *Wind* in data 11 agosto 2005 (e suo deconsolidamento con iscrizione della partecipazione residua del 37,25% tra le attività finanziarie non correnti); del 43,85% del capitale sociale di *T.e.r.na* (e suo deconsolidamento dal 15 settembre 2005) nonché della società *NewReal* (settore immobiliare).

¹²⁹ Seduta dell'8 marzo 2006.

¹³⁰ 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".

Secondo i principi ed i criteri raccomandati dalla CONSOB, il bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile¹³¹ da parte di Società specializzata e, con brevissima relazione¹³², 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 ha dato atto di aver preso visione del predetto bilancio e di aver provveduto all'esame della relativa documentazione riscontrandola *"conforme alla vigente normativa civilistica"*; ha fatto, altresì, presente, 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.

¹³¹ Art. 155 d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

¹³² Redatta ai sensi dell'art. 156 del citato d. lgs. n. 58/1998.

10.2 – Notizie generali.

E' da premettere che, per effetto della menzionata adozione nel 2005 dei nuovi principi contabili internazionali (IAS/IFRS), non è possibile - in questa prima applicazione ed a differenza dei precedenti referti - procedere alla comparazione tra i dati del consolidato in esame e quelli pregressi, considerata la loro non omogeneità¹³³.

Per migliore comprensione e spiegazione dei fenomeni gestori, la Corte ha ritenuto opportuno utilizzare altre "chiavi di lettura" quali i dati riclassificati, nonché, ai fini del raffronto dell'ultimo biennio (2005/2004), in via principale i valori rielaborati richiamati nel bilancio consolidato 2005, integrandoli, quando possibile, con quelli del consolidato 2004¹³⁴.

* * *

Dalle risultanze generali riclassificate (prospetto n. 14) e dal raffronto dei dati del biennio 2004/2005 (secondo i principi contabili internazionali IAS/IFRS), riportati nel bilancio consolidato 2005 (approvati dall'Assemblea nella riunione del 26 maggio 2006), si desume una situazione in parte migliore e in parte peggiore per i dati economici: il panorama è, infatti, caratterizzato dall'incremento sia dei ricavi (+3.048 milioni di euro) sia, ancor più, dei costi operativi (+3.374 milioni) con conseguente diminuzione (-326 milioni) del MOL (*ebitda*) e del risultato operativo (-332 milioni).

L'utile d'esercizio del Gruppo e di Terzi aumenta, peraltro, di euro 1.385 milioni di euro mentre si riducono le attività (-14.876 milioni) e, ancor più, le

¹³³ Nelle note di commento al consolidato 2005 si legge che l'ENEL ha riportato, come richiesto dall'IFRS 1, i prospetti di riconciliazione fra i valori riportati in precedenza secondo i principi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IFRS, corredati dalle relative note di commento alle rettifiche. Essi sono stati predisposti ai soli fini del progetto di transizione per la redazione del primo bilancio consolidato completo secondo gli IFRS omologati dalla Commissione Europea 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 consolidato del Gruppo Enel in conformità ai principi IFRS. Inoltre, alcune informazioni riportate nel documento "Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)", precedentemente approvato e pubblicato in data 14 giugno 2005, sono state riclassificate e integrate, senza peraltro modificare gli effetti della transizione sul patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e sul conto economico 2004. Si rinvia, in proposito, ai prospetti riportati nei paragrafi successivi.

¹³⁴ Per quanto concerne i valori del 2004, nei prospetti che seguiranno sono stati indicati in via principale quelli provenienti dal bilancio consolidato 2005 (secondo i principi contabili IAS/IFRS), integrati, in alcuni casi, da quelli desumibili dal bilancio consolidato 2004 (in base ai principi contabili italiani).

passività (-15.226 milioni) patrimoniali. In rialzo, invece, il patrimonio netto complessivo del Gruppo e di Terzi (+350 milioni).

Valori positivi apprezzabili sono, inoltre, rappresentati dalla riduzione della voci relative all'indebitamento a breve ed a lungo termine.

prospetto n. 14 (milioni di euro)

RISULTANZE GENERALI RICLASSIFICATE - Gruppo	2005 (*)	var.%	2004 (*)	2004 (**)
- ricavi	34.059	9,83	31.011	36.489
- costi operativi	26.314	14,71	22.940	25.479
- margine operativo lordo	7.745	-4,04	8.071	11.010
- risultato operativo	5.538	-5,66	5.870	6.325
- utile d'esercizio	4.132	50,42	2.747	2.706
- attività patrimoniali	50.502	-22,75	65.378	69.385
- passività patrimoniali	31.086	-32,88	46.312	48.407
- patrimonio netto	19.416	1,84	19.066	20.978
- disponibilità liquide	476	43,81	331	332
- capitale circolante netto	708	-6,35	756	522
- capitale investito netto	31.728	-27,20	43.580	45.274
- indebitamento a breve	2.296	-65,15	6.589	6.431
- indebitamento a medio - lungo termine (***)	10.967	-45,95	20.291	20.771
- prestiti obbligazionari	8.530	-12,43	9.741	10.318
- crediti delle immobilizzazioni finanziarie	-	-	-	1.743
- crediti del circolante	-	-	-	13.797
- crediti delle attività non correnti	1.036	-40,77	1.749	-
- crediti delle attività correnti	11.191	-1,64	11.378	-
- investimenti in immobilizzazioni materiali	3.037	-14,16	3.538	3.518
- organico gruppo enel al 31 dicembre	51.778	-	61.898	61.898
- costo del lavoro	2.762	-14,33	3.224	3.315

(*) Dati riclassificati desunti dal bilancio consolidato esercizio 2005 (principi contabili internazionali IAS/IFRS) approvati dall'Assemblea nella riunione del 26 maggio 2006.

(**) Dati riclassificati desunti dal bilancio consolidato esercizio 2004 (principi contabili italiani) approvati dall'Assemblea nella riunione del 26 maggio 2005.

(***) Nel 2005 solo indebitamento a lungo termine.

Escludendo, in base al D.M. del 6 agosto 2004, gli effetti connessi al riconoscimento del diritto al rimborso di *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000/2003, complessivamente pari a 1.068 milioni di euro – di cui 513 milioni di euro per i maggiori costi di generazione non recuperabili e 555 milioni di euro per i maggiori oneri relativi al gas naturale importato dalla Nigeria - i risultati sono più sinteticamente espressi nel prospetto n. 15:

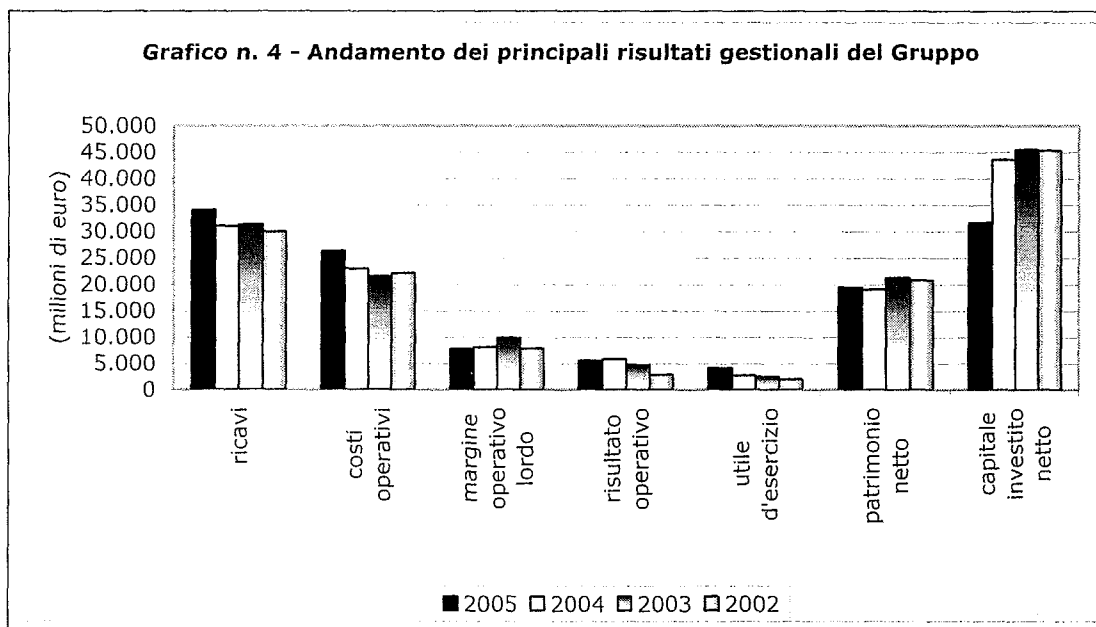
prospetto n. 15

(fonte Enel) (milioni di euro)

RISULTANZE GENERALI	2005	2004 <i>adjusted</i>	diff.nza	var. %
- margine operativo (<i>ebitda</i>)	7.745	7.003	742	10,60
- risultato operativo (<i>ebit</i>)	5.538	4.802	736	15,30
- risultato operativo delle <i>continuing operations</i>	2.860	2.232	628	28,10

Va, inoltre, segnalato che, in base ai nuovi principi contabili, i dati sono riportati a seconda che si tratti di *continuing operations* e *discontinued operations*¹³⁵.

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



¹³⁵ Le *discontinued operations* sono attività operative cessate. Le *continuing operations* si riferiscono, invece, alle attività non cessate e non destinate alla vendita.

Nel **primo semestre 2006** (relazione approvata dal Consiglio il 6 settembre 2006) si registrano risultanze positive e in crescita, ancorché con percentuali tra loro variabili, nonostante il brusco incremento del prezzo medio del greggio "Brent" (da 38,2 a 54,4 dollari al barile) e dell'olio combustibile BTZ (da 182 a 272) solo in parte compensato dalla riduzione del prezzo medio del carbone:

- ricavi = 18%
- margine operativo lordo (*ebitda*) = 3,8%
- risultato operativo (*ebit*) = 15,5%, incluso il provento di 263 milioni di euro per lo scambio azionario WIND-WEATHER
- risultato del Gruppo (*utile netto*) = 3,3% (1.978 milioni di euro, a fronte dei 1.915 del periodo precedente)
- capitale investito = 7,0% (38.870 milioni di euro per effetto dell'acquisto di *Slovenske elektrarne*)
- capitale investito netto = 4,2% (33.072 milioni di euro coperto per il 57,4% dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi - in riduzione del 2,2% - e per il 42,6% dall'indebitamento).

L'indebitamento finanziario netto é in aumento di 1.765 milioni di euro - rispetto al valore del 31.12.2005 - con incidenza sul patrimonio netto di 0,74 (a fronte di 0,63 a fine 2005).

Nello stesso periodo crescono in Italia la richiesta di elettricità che si riflette sia sulla produzione netta - anche se quella di *ENEL* registra una riduzione del 4,3 % dovuta alla diminuzione della termoelettrica (mancato apporto della centrale di Civitavecchia, maggiore concorrenza, ecc.) - sia sulle vendite; per il gas diminuiscono le vendite (-8,8%) per 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 elektrarne*) e del 49,9% la vendita (specie in Romania).

* * *

L'Assemblea degli azionisti 2006 ha approvato il **dividendo ordinario** dell'esercizio **2005** nell'importo complessivo lordo di euro 0,63 (0,19 + 0,44)

centesimi per azione¹³⁶: il pagamento del saldo di 0,44 centesimi è avvenuto nel mese di giugno 2006 (data "stacco cedola" il 22/VI).

Viene, così, confermata la proposta del nuovo Amministratore Delegato di pagare annualmente, per il triennio 2005/2007, almeno 0,42 euro per azione in due *tranches* semestrali (acconto a novembre e saldo a giugno).

Per il **2006** il Consiglio, tenuto conto dell'andamento economico e della situazione finanziaria della Società e del Gruppo nel 1° semestre dell'esercizio, ha deliberato la distribuzione di un **acconto** di 0,20 centesimi di euro per azione, con stacco cedola in data 20 novembre 2006; anche in questo caso, trattandosi di risultato della gestione ordinaria, non vi è luogo a riconoscimento di *bonus* correlato a "dividendi da dismissioni".

10.3 - LO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO (prospetto n. 17).

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 di particolare rilievo.

Il documento è redatto a sezioni contrapposte - con dati comparati a quelli del precedente esercizio - e si conforma ai principi contabili IAS/IFRS. La impostazione secondo i suddetti principi prevede, tra gli altri: l'impiego di stime¹³⁷; particolari procedure di consolidamento¹³⁸ e di aggregazione di

¹³⁶ Come specificato nei precedenti referti, trattasi di rendimento del titolo superiore al MIBTEL avendo prodotto oltre il 20% all'anno; di detto rendimento, ovviamente, è beneficiario anche lo Stato.

¹³⁷ 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 differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, 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."

¹³⁸ Tutti i bilanci delle partecipate utilizzati per la predisposizione del bilancio consolidato sono stati redatti al 31 dicembre 2005. Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzate derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del

imprese¹³⁹; modifiche circa la valutazione della vita utile dei principali beni (immobili, impianti e macchinari, ecc.)¹⁴⁰; una diversa misurazione dei benefici ai dipendenti¹⁴¹; la distinzione tra *discontinued* e *continuing operations*¹⁴²; ecc.

Ai soli fini del raccordo tra i dati contabili 2004/2005, il prospetto n. 16 espone i valori secondo i principi contabili italiani riclassificati in base agli schemi IAS/IFRS, le rettifiche apportate per l'adeguamento ai nuovi principi, nonché, infine, i valori definitivi IAS/IFRS così ottenuti.

relativo effetto fiscale, se significativo. 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.

¹³⁹ 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.

¹⁴⁰ La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente: Fabbricati civili 40 anni; Centrali idroelettriche 50 anni; Centrali termoelettriche 40 anni; Centrali geotermoelettriche 20 anni; Centrali con fonti energetiche alternative 40 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.

¹⁴¹ 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.

¹⁴² 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.

prospetto n. 16

(milioni di euro)

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2004	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS
ATTIVO			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	36.546	156	36.702
Attività Immateriali	11.430	-1.359	10.071
Attività per imposte anticipate	2.339	614	2.953
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio netto	190	-	190
Attività finanziarie non correnti	1.731	45	1.776
Altre attività non correnti	154	-	154
Totale attività non correnti	52.390	-544	51.846
Attività correnti			
Rimanenze	1.345	-	1.345
Crediti commerciali	8.090	-63	8.027
Attività finanziarie correnti	553	-44	509
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	331	-	331
Altre attività correnti	3.367	-47	3.320
Totale attività correnti	13.686	-154	13.532
TOTALE ATTIVITÀ	66.076	-698	65.378
PASSIVO			
Patrimonio netto			
Capitale sociale	6.104	-	6.104
Altre riserve	3.868	-1.816	2.052
Utile e perdite accumulate	9.183	-3	9.180
Risultato del periodo	692	-75	617
Totale Patrimonio Netto del gruppo	19.847	-1.894	17.953
Patrimonio netto di terzi	1.131	-18	1.113
TOTALE PATRIMONIO NETTO	20.978	-1.912	19.066
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	20.334	-43	20.291
TFR e altri benefici ai dipendenti	1.574	1.336	2.910
Fondo rischi e oneri futuri	1.494	-90	1.404
Passività per imposte differite	2.906	-394	2.512
Passività finanziarie non correnti	4	366	370
Altre passività non correnti	218	-	218
Totale passività non correnti	26.530	1.175	27.705
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	5.192	-	5.192
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	1.397	-	1.397
Debiti commerciali	6.706	-37	6.669
Debiti per lavori in corso su ordinazione	149	-	149
Debiti per imposte sul reddito	99	-	99
Passività finanziarie correnti	379	114	493
Altre passività correnti	4.646	-38	4.608
Totale passività correnti	18.568	39	18.607
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	66.076	-698	65.378

prospetto n. 17		(in milioni di euro)	
STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	2004	
ATTIVITA'			
A) Attività non correnti			
- Immobili, impianti e macchinari	30.188	36.702	
- Immobilizzazioni immateriali	2.182	10.071	
- Attività per imposte anticipate	1.778	2.953	
- Partecipazioni valutate con metodo del patr. Netto	1.797	190	
- Attività finanziarie non correnti	836	1.776	
- Altre attività non correnti	975	154	
Totale Attività non correnti	37.756	51.846	
B) Attività correnti			
- Rimanenze	884	1.345	
- Crediti commerciali	8.316	8.027	
- Crediti tributari	789	854	
- Attività finanziarie correnti	569	509	
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	476	331	
- Altre attività correnti	1.712	2.466	
Totale Attività correnti	12.746	13.532	
TOTALE ATTIVITA'	50.502	65.378	
variazione %	-22,75		
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITA'			
C) Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	6.157	6.104	
- Altre riserve	4.219	3.878	
- Utile e perdite accumulate	5.955	7.354	
- Risultato netto dell'esercizio ⁽¹⁴³⁾	2.726	617	
Totale Patrimonio netto del Gruppo	19.057	17.953	
D) Patrimonio netto di terzi	359	1.113	
Totale patrimonio netto	19.416	19.066	
E) Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	10.967	20.291	
- Tfr e altri benefici ai dipendenti	2.662	2.910	
- Fondo rischi e oneri futuri	1.267	1.404	
- Passività per imposte differite	2.464	2.512	
- Passività finanziarie non correnti	262	370	
- Altre passività non correnti	18	218	
Totale Passività non correnti	17.640	27.705	
F) Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	1.361	5.192	
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	935	1.397	
- Debiti commerciali	6.610	6.818	
- Debiti per imposte sul reddito	28	99	
- Passività finanziarie correnti	294	493	
- Altre passività correnti	4.218	4.608	
Totale Passività correnti	13.446	18.607	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	50.502	65.378	
variazione %	-22,75		

¹⁴³ Al netto dell'acconto su dividendi, pari a 1,169 milioni di euro (2.014 milioni di euro per l'esercizio 2004).

A) Attivo

A1) La voce preminente è costituita dalle **attività non correnti** che si presentano in flessione di euro milioni 14.090 (-27,18%) da attribuire alla contemporanea contrazione di diverse componenti:

a) il decremento (- 17,45%) delle attività materiali (*immobili, impianti e macchinari*), costituenti il 59,77% delle attività patrimoniali, dovuto :

- al deconsolidamento di *T.e.r.n.a* e *Wind* (euro milioni 7.823) e alla variazione dell'area di consolidamento a seguito di alcune acquisizioni sia in Italia che all'estero (in Romania *Electrica Banat*, *Electrica Dobrogea*, nuove società negli Stati Uniti, *Metanodotti Padani* e *Metanodotti Trentini*);
- alla riduzione complessiva degli investimenti da euro milioni 3.518 a 3.037 (- 13,67 %), in gran parte, conseguente al suddetto deconsolidamento. Risultano, invece, in aumento (in totale, 170 milioni di euro) gli investimenti in impianti di produzione sia da "fonti rinnovabili" che idroelettrici, termoelettrici e geotermoelettrici;
- alla contrazione degli ammortamenti, a conclusione dello studio sulla vita fisica ed economica di alcuni impianti di generazione situati in Italia¹⁴⁴;
- all'incremento delle dismissioni ordinarie e di altri movimenti dovuto, principalmente, sia all'uso di materiali destinati all'attività di costruzione e manutenzione delle reti di distribuzione (precedentemente classificati tra i beni merce) sia all'apporto di terreni e fabbricati in "Dalmazia Trieste" - a seguito dell'operazione di scissione della società "Immobiliare Foro Bonaparte" - sia, infine, alle rettifiche di valore per la conversione di saldi espressi in valuta estera;

¹⁴⁴ Lo studio ha tenuto conto dei piani di utilizzo degli impianti in funzione del pianificato cambiamento del ruolo produttivo svolto all'interno del parco impianti. Ciò ha comportato, in alcuni casi, un prolungamento e, in altri, una riduzione della vita utile rispetto a quella utilizzata sino alla fine dell'esercizio precedente. L'effetto di tale revisione ha comportato complessivamente minori ammortamenti per circa 100 milioni di euro al lordo del relativo effetto fiscale.

b) la netta e marcata flessione (ben euro milioni 7.889 = - 78,33%) delle immobilizzazioni immateriali - specie per le voci "avviamento" e "concessioni, marchi, licenze e diritti simili - per operazioni che, in gran parte (euro 7.819 milioni), hanno interessato il settore delle TLC (variazione dell'area di consolidamento per la cessione di *Wind*) e, in minor misura, del gas nonché per le attività di altre società (*Enel North America*, *Enel Latin America*);

c) la riduzione delle attività per imposte anticipate (- 39,79%) derivante dal deconsolidamento di *Wind* e dalla rilevazione della fiscalità di competenza dell'esercizio 2005, riferita a pregresse perdite di valore di partecipazioni (la cui deducibilità è differita in più esercizi);

d) la flessione di euro 940 milioni (-52,93%) delle attività finanziarie non correnti per effetto della diminuzione di 1.568 milioni di euro dei crediti finanziari a causa dell'estinzione integrale del deposito in "pegno" vantato da *ENEL S.p.A.* verso un istituto finanziatore italiano (il pegno era sorto nel 2003 nell'ambito della ri-negoziazione di una linea di credito di 1.500 milioni di euro erogata a *Wind* nel 2001).

Tutti i suddetti decrementi sono superiori al brusco e notevole aumento (euro 1.607 milioni = + 845,80%) sia delle "partecipazioni" in imprese collegate¹⁴⁵, valutate con il metodo del patrimonio netto¹⁴⁶, sia delle altre attività non correnti - passate da 154 a 975 milioni di euro (euro 821 milioni = + 533,12%) - da riferire essenzialmente ai crediti a "lungo termine", non presenti nel 2004, verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico¹⁴⁷ (euro milioni 847), mentre si riducono sia i crediti tributari superiori ai 12 mesi (- 16 milioni di euro) sia gli altri crediti a lungo termine (- 10 milioni di euro).

¹⁴⁵ Trattasi della iscrizione e valutazione della quota azionaria residua (37,25%) di *Wind*.

¹⁴⁶ Rispetto al 2004 non sono più presenti le partecipazioni in: Immobiliare Foro Bonaparte (a seguito della scissione con beneficiaria *Dalmazia Trieste*), *Leasys*, *Idrolatina*, *Brindisi LNG* mentre sono ridotte quelle in *CESI* (dopo il deconsolidamento di *T.E.R.NA.*) ed *Idrosicilia*.

¹⁴⁷ Rappresentano la quota esigibile dopo il 31 dicembre 2006 dei rimborsi riconosciuti al Gruppo per i costi di generazione elettrica non recuperabili e per i maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria.

A2) Sulla modesta flessione di complessivi euro milioni 786 (- 5,81%) delle **attività correnti** influiscono, sopra tutto, le *rimanenze* (che si assottigliano di euro milioni 461 = - 34,27%) e le *altre attività* nonostante la lievissima crescita delle restanti componenti. Al riguardo, la contrazione delle:

- *rimanenze* (in particolare: materie prime, sussidiarie e di consumo) è legata all'utilizzo di materiali destinati al normale ciclo di impiego delle riserve di combustibili nonché ad attività di costruzione e manutenzione delle reti di distribuzione. L'inserimento di alcuni immobili si riferisce, in massima parte, alle residue unità immobiliari (ad uso civile) destinate alla vendita;

- *altre attività correnti* (euro milioni 754 = - 30,57%) riguarda i crediti "verso altri" (euro milioni 887) nonché i crediti "a breve" verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (euro milioni 816), compreso quello di 169 milioni di euro per il rimborso di *stranded cost* il cui incasso è previsto per la fine del 2006¹⁴⁸.

L'andamento positivo (in crescita di euro milioni 289 = + 3,60%) dei *crediti commerciali* - la cui incidenza percentuale passa dal 59,31% del 2004 al 65,24% - riflette principalmente i maggiori crediti per vendita e trasporto di energia elettrica e gas oltre al consolidamento delle società di distribuzione rumene (al netto della variazione del perimetro relativa alla cessione di *Wind e T.e.r.na*).

B) Passivo

Il **patrimonio netto del Gruppo** è in crescita di euro milioni 1.104 (+ 6,15%) per effetto congiunto:

- del pagamento dei dividendi (in data 23 giugno 2005 è stato corrisposto il saldo del dividendo 2004, per complessivi euro 2.214 milioni, ed il successivo 25 novembre è stato pagato l'*acconto sul dividendo* dell'esercizio 2005, pari a 0,19 euro per azione per complessivi 1.169 milioni di euro);

¹⁴⁸ Considerando anche la quota di crediti a lungo termine (847 milioni di euro inseriti tra le altre attività non correnti), i crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico ammontano complessivamente a 1.663 milioni di euro e sono parzialmente compensati da debiti per 406 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

- dell'esercizio di *stock option*¹⁴⁹;
- della conversione dei bilanci di alcune società estere.

Gli *utili/perdite accumulati a fine 2005* (ammontanti ad euro milioni 5.955) si riducono di euro milioni 1.399 ed includono: 130 milioni di 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 132 milioni di euro di proventi non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Al 31 dicembre 2005 il *capitale sociale*, incrementatosi di appena 53 milioni di euro, era costituito da azioni con valore unitario pari ad un euro: 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. Significativa la presenza di 45 fondi etici (22,6% del totale dell'azionariato istituzionale e 9% del flottante, esclusi MEF e CDP) e quello dei piccoli risparmiatori i quali possiedono circa il 37,1% del capitale.

La *riserva legale* rappresenta il 23,58% del capitale sociale della *CapoGruppo*.

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..

Lievita in maniera assai consistente, da euro milioni 617 a 2.726 (+341,81%), *l'utile dell'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, sono appresso sintetizzati (prospetto n. 18):

¹⁴⁹ V. par. 4.

prospetto n. 18

(in milioni di euro)

RACCORDO TRA IL PATRIMONIO NETTO E L'UTILE COME DA BILANCIO D'ESERCIZIO DELLA CAPOGRUPPO E I RISPETTIVI DATI CONSOLIDATI				
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	Utile es.2005	Patrimonio netto al 31.12.2005	Utile es.2004	Patrimonio netto al 31.12.2004
- Saldi da bilancio della CapoGruppo	2.715	14.972	7.272	15.301
- Rettifiche IFRS/IAS	-43	43	-1	-145
Valori IFRS/IAS	2.672	15.015	7.271	15.156
- Effetti del cons.to dei bilanci delle società controllate	1.169	3.631	-1.080	7.362
- Eliminazione utili infra Gruppo	54	411	-3.560	-4.565
Totale Gruppo	3.895	19.057	2.631	17.953
Totale Terzi	237	359	116	1113
SALDI DA BILANCIO CONSOLIDATO	4.132	19.416	2.747	19.066

Le **passività non correnti**, che rappresentano il 56,74% del totale passivo (43,81% nel 2004), mostrano una flessione complessiva di euro milioni 10.065 (-36,23%) ma con percentuali differenti nelle diverse componenti.

La voce di spicco è rappresentata dai *finanziamenti a lungo termine* riguardanti i prestiti obbligazionari¹⁵⁰, i finanziamenti bancari e altri finanziamenti (in euro e altre valute)¹⁵¹. La loro netta riduzione (da euro milioni 20.291 del 2004 a 10.967 = - 45,95%) è da attribuire principalmente sia alla vendita a *Weather* del 62,75% del capitale sociale di *Wind* sia alla cessione alla Cassa Depositi e Prestiti del 43,85% del capitale sociale di *T.e.r.n.a.*, nonché al conseguente deconsolidamento del debito delle due società.

Attualmente sono in essere *obbligazioni* che scadranno, rispettivamente, il: 27.12.2006; 13.10.2008; 22.10.2010; 20.05.2011, 12.06.2018 e 20.05.2024 con rendimento superiore ai titoli di Stato e con presumibile affidabilità (A+): trattasi di quasi 10 miliardi di euro di cui 7,05 a tasso fisso e 2,70 a tasso variabile.

¹⁵⁰ Si segnala l'emissione (in data 10 marzo 2005) di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, rispettivamente da 400 e 600 milioni di euro ciascuno.

Il 15 novembre 2005 è stato, inoltre, rinnovato il programma di emissione di *Medium Term Notes* - lasciando invariato l'importo a 10 miliardi di euro - e di carta commerciale (commercial papers) per l'importo complessivo di 4 miliardi di euro.

Il nuovo riassetto delle società finanziarie estere ha suggerito la sostituzione di *Enel Investment Holding* con *Enel Finance International* quale secondo emittente del programma di *Medium Term Notes*.

¹⁵¹ L'indebitamento a lungo termine in essere al 31 dicembre 2005 comprende 1.370 milioni di euro di obbligazioni garantite dallo Stato Italiano (1.412 milioni di euro a fine 2004) e finanziamenti bancari garantiti dallo Stato Italiano pari a 91 milioni di euro (133 milioni di euro a fine 2004).

Al 31 dicembre 2005, la percentuale dell'indebitamento finanziario a "lungo termine"¹⁵² raggiungeva il 35,28% 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.

La voce *fondi per rischi ed oneri futuri* diminuisce di euro milioni 137 (-9,76%) in quanto, sebbene i nuovi accantonamenti complessivi (euro milioni 524) siano di importo superiore ai corrispondenti utilizzi (euro milioni 481), è influenzata anche dalla modificazione dell'area di consolidamento (euro milioni 180): in particolare il "Fondo oneri per incentivi all'esodo"¹⁵³ (euro milioni 121 contro 295) quello per "contenzioso legale"¹⁵⁴ (euro milioni 341 contro 382) come pure gli "altri" fondi (euro milioni 577 contro 727). Da segnalare l'accantonamento (228 milioni di euro) al "fondo emissioni CO₂".

La voce *Tfr e altri benefici ai dipendenti* (da euro milioni 2.910 si riduce a 2.662) comprende 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 contratto¹⁵⁵.

Si evidenzia, infine, che:

- le *passività per imposte differite* sono in lievissimo calo (- 1,91%) e attengono, in gran parte, ad imposte *differite* relative agli ammortamenti anticipati rilevati in sede di dichiarazione dei redditi, ai proventi a tassazione differita ed agli effetti connessi all'eliminazione delle interferenze fiscali operate dalle società consolidate - in applicazione delle nuove disposizioni di diritto societario e tributario - nonché alle rettifiche apportate ai bilanci delle società

¹⁵² Circa il 50% dell'indebitamento a lungo termine è espresso a tassi variabili.

¹⁵³ Il fondo, essendo ormai pressoché completati i previsti piani di esodo, accoglie l'accantonamento effettuato in base alle offerte vincolanti già sottoscritte o per le quali si ritiene probabile la sottoscrizione da parte dei dipendenti per risoluzioni anticipate consensuali del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

¹⁵⁴ Nel "Fondo contenzioso legale" non vengono considerati gli effetti delle vertenze con probabile esito positivo (così giudicate in base alle indicazioni di legali interni ed esterni) e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile; a fine 2004, queste ultime venivano individuate in numerosi giudizi in materia sia tariffaria sia ambientale (specie per gli effetti dei campi elettromagnetici emessi dagli impianti), nel contenzioso relativo a provvedimenti dell' ANTITRUST per Enel Energia e in quello relativo al black out del 28.9.2003.

¹⁵⁵ 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).

consolidate (per uniformare le procedure ai principi contabili impiegati dalla capo Gruppo) e a quelle di consolidamento;

- le *passività finanziarie non correnti* si riducono di euro 108 milioni ed espongono le valutazioni al *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*¹⁵⁶;
- il decremento delle *altre passività non correnti* è dovuto al deconsolidamento di *Wind* che ha prodotto l'eliminazione dei debiti verso Ferrovie dello Stato per la rete TLC.

Anche le **passività correnti** (il 43,26% del passivo), nel complesso, si riducono di euro milioni 5.161 (-27,34%) e sono influenzate, sopra tutto, dai *finanziamenti a breve termine* e dalle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine*.

I primi (compresa l'emissione di *commercial paper*)¹⁵⁷ passano da euro milioni 5.192 a 1.361 (- 73,80%) con un'incidenza del 4,38% 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. Le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

La flessione (462 milioni di euro) delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* concerne, invece, le obbligazioni a tasso fisso e, in misura inferiore, i finanziamenti bancari.

Ciò premesso - oltre a quanto sarà esposto nel successivo paragrafo 11.5.2 - si segnalano:

- a) la variazione (- 208 milioni) dei *debiti commerciali* - per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni

¹⁵⁶ I contratti derivati al 31 dicembre 2005 si riferiscono alla copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. Trattandosi di derivati perfettamente 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 larga misura compensato dalla riduzione degli oneri finanziari relativi alle passività coperte. Il decremento dell'esercizio deriva essenzialmente dal deconsolidamento del debito di *Wind* e T.E.R.NA..

¹⁵⁷ I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine esercizio nell'ambito del programma di 1.500 milioni di euro lanciato nel 2001 da Enel Investment Holding con la garanzia di ENEL S.p.A. e il cui ammontare massimo è stato elevato a 2.500 milioni di euro nel maggio 2004. Nel novembre 2005 il programma è stato ulteriormente modificato, incrementando l'importo massimo fino a 4.000 milioni di euro e sostituendo, come emittente delle *commercial paper*, Enel Investment Holding con Enel Finance International, sempre con la garanzia di Enel S.p.A.. Al 31 dicembre 2005 l'utilizzo del programma è pari a 275 milioni di euro.

diverse – riferibile, principalmente, al deconsolidamento di *Wind* e *T.e.r.na* in parte compensato dai maggiori debiti per acquisti di energia;

b) la contrazione dei *debiti per imposte sul reddito* (- 71 milioni di euro), delle *passività finanziarie correnti* (-199 milioni) - riguardanti passività finanziarie differite e derivati di *trading* e di *cash flow hedge*¹⁵⁸ - e delle *altre passività* (- 390 milioni di euro), ancorché le singole componenti presentino diverso andamento, in particolare, per esposizioni *tributarie* (da euro milioni 239 a 199) verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (- 106 milioni di euro), verso clienti per depositi cauzionali¹⁵⁹ (- 106 milioni di euro), ecc..

¹⁵⁸ I derivati di *trading* su tassi e cambi si riferiscono essenzialmente 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.

¹⁵⁹ Importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia per i quali 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.

10.4. - IL CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (prospetto n. 20).

Il conto economico al 31.12.2005 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 IAS/IFRS.

Come già avvenuto per la situazione patrimoniale, ed ai soli fini del raccordo tra i dati contabili 2004/2005, il prospetto n.19 del conto economico al 31 dicembre 2004 indica i valori in base ai principi contabili italiani riclassificati secondo gli schemi IAS/IFRS nonché le rettifiche conseguenti all'adeguamento ai principi IAS/IFRS:

prospetto n. 19 (milioni di euro)

Conto economico al 31 dicembre 2004	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS
Ricavi ordinari	36.489	-	36.489
Ricavi non ricorrenti	999	-135	864
TOTALE RICAVI	37.488	-135	37.353
Costi del lavoro	3.790	3	3.793
Consumi di combustibili per produzione termica	3.598	-	3.598
Energia elettrica da terzi	10.465	-	10.465
Interconnessioni e <i>roaming</i>	1.346	-	1.346
Servizi e godimento beni di terzi	4.003	19	4.022
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	1.795	-	1.795
Materiali	1.255	-	1.255
Altri costi	1.148	-4	1.144
Costi capitalizzati	-1.032	-	-1.032
Ammortamenti e svalutazioni	5.536	-133	5.403
Accantonamenti	20	-20	-
RISULTATO OPERATIVO	5.564	-	5.564
Proventi (oneri) finanziari netti	-1.149	-170	-1.319
RISULTATO ANTE COMPONENTI STRAORDINARIE E IMPOSTE	4.415	-170	4.245
Proventi straordinari	-	-	-
(Oneri straordinari)	-66	66	-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.349	-104	4.245
Imposte sul reddito	1.517	-19	1.498
UTILE DEL GRUPPO E DI TERZI	2.832	-85	2.747
(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	-126	10	-116
UTILE DEL GRUPPO	2.706	-75	2.631

Dal prospetto n. 20 si può desumere, linea di massima, che il decremento di euro milioni 332 del **risultato operativo della gestione**¹⁶⁰ (differenza tra i ricavi ed i costi della produzione) è dato dalla maggiore crescita dei costi (euro milioni 3.380=+ 13,44%) rispetto ai ricavi¹⁶¹ (euro milioni 3.048=+ 9.83%): infatti, il rapporto percentuale costi/ricavi peggiora poiché dall' 81,07% (2004) sale all'83,74% (2005).

prospetto n. 20 (in milioni di euro)

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
A) Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.272	12,61	28.658
- Altri ricavi	1.787	-24,05	2.353
Totale A	34.059	9,83	31.011
B) Costi della produzione			
- Materie prime e materiali di consumo	20.633	22,82	16.800
- Servizi	3.057	-1,58	3.106
- Costo del personale	2.762	-14,33	3.224
- Ammortamenti e perdite di valore	2.207	0,27	2.201
- Altri costi operativi	911	16,35	783
- Costi per lavori interni capitalizzati	-1.049	7,81	-973
Totale B	28.521	13,44	25.141
C) Risultato operativo (A-B)	5.538	-5,66	5.870
D) Proventi/Oneri finanziari e da partecipazioni	-714	-13,66	-827
E) Quote dei Proventi/Oneri finanziari e da partecipazioni valutate con il metodo del patr. Netto	-30	20,00	-25
F) Risultato prima delle imposte	4.794	-4,46	5.018
G) Imposte	1.934	-8,60	2.116
H) Risultato delle continuing operations	2.860	-1,45	2.902
I) Risultato delle discontinued operations	1.272	920,65	-155
L) Risultato netto (Gruppo e terzi)	4.132	50,42	2.747
M) Quota di pertinenza di terzi	237	104,31	116
N) Quota di pertinenza del Gruppo	3.895	48,04	2.631

Conseguentemente, il **risultato prima delle imposte** si riduce di 224 milioni di euro anche perché diminuiscono gli oneri finanziari netti.

Prosegue nella sua fase ascendente e si raddoppia (+ 50,42%) l'**utile d'esercizio** del Gruppo e di terzi¹⁶² determinato per euro 2.860 milioni dalle *continuing operations* e per euro 1.272 milioni di euro dalle *discontinued*

¹⁶⁰ Il decremento interessa, in particolare, la Capogruppo. Cresce, invece, per le divisioni: Servizi e altre attività, GEM, MIR.

¹⁶¹ Divisioni GEM e MIR.

¹⁶² 2002 = 2.008 milioni di euro; 2003 = 2.509; 2004 = 2.747; 2005 = 4.132.

*operations*¹⁶³ comprese le società *Wind* e *T.e.r.na* (deconsolidate, rispettivamente, l'11 agosto 2005 ed il 15 settembre 2005).

Le **plusvalenze** da cessione attività (euro milioni 1.153 e 812, rispettivamente, nel 2005 e 2004) del 2005 sono state realizzate essenzialmente con la cessione del 43,85% del capitale sociale di *T.e.r.na* mentre quella del 2004 attiene alla cessione del 50% del capitale sociale della stessa controllata; giova rammentare che tutte le plusvalenze realizzate nel 2004 e 2005, per effetto delle cessioni di quote del capitale sociale di *T.e.r.na*, sono state riclassificate nelle *discontinued operations* per garantire una più coerente rappresentazione comparativa degli stessi esercizi.

* * *

Ad un esame più analitico, il panorama del conto economico si presenta, nel complesso, alquanto differenziato ed espone specifiche variazioni delle singole componenti:

1. il discreto incremento dei **"ricavi"** è connesso alla componente principale vendite e prestazioni (in aumento di euro milioni 3.614) la cui incidenza sul totale è del 94,75%.

Nell'ambito di detta voce si segnalano i ricavi per:

- "vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio" (euro milioni 3.910= + 15,58%) favoriti dall'avvio della Borsa dell'energia elettrica e dall'operatività sul mercato dell'Acquirente Unico;
- "vendita di gas naturale ai clienti finali" (euro milioni 182 = + 13,25%) in continua crescita a causa dell'aumento del prezzo della materia prima.

Si dimezzano, invece, i proventi sia per *vendita di combustibili* (euro milioni 448= - 50,11%) - in relazione alla minore operatività di *Enel Trade*, maggiormente focalizzata sull'attività di approvvigionamento di gas alle società

163

(in milioni di euro)

<i>Discontinued operations</i>	2005	2004	var. %
Risultato operativo	572	-1.118	151,16
Oneri finanziari netti	-240	-467	48,61
Imposte sul reddito	213	-618	134,47
Risultato dell'esercizio al netto plusvalenze	119	-967	112,31
Plusvalenze da cessione attività	1.153	812	42,00
RISULTATO delle DISCONTINUED OPERATIONS	1.272	-155	920,65

del Gruppo – sia (euro milioni 319 = - 52,38%) per lavori in corso su ordinazione essendosi ridimensionate le attività verso terzi dei settori costruzioni ed ingegneria. La contrazione degli *altri ricavi* (euro milioni 566 = - 24,05%) si riferisce essenzialmente alla rilevazione, nel 2004, di entrate per complessivi euro milioni 1.068 a seguito del riconoscimento, con D.M. Attività Produttive in data 6 agosto 2004, del diritto al rimborso dei costi di generazione non recuperabili e dei maggiori oneri (*stranded cost*) sostenuti nel periodo 2000/2003 per importazione di gas nigeriano.

Permangono quasi invariati i *contributi di allacciamento* alle reti elettriche/gas e le *altre vendite e prestazioni* mentre i ricavi per *attività di gestione del rischio commodity* comprendono importi relativi a strumenti derivati di copertura su tassi (euro milioni 110) il cui *fair value*, nel precedente esercizio, era incluso nell'apposita riserva di *cash flow hedge*.

* * *

Tenuto conto della provenienza geografica dei "ricavi" del *Gruppo Enel* (prospetto n. 21) si conferma la consistente incidenza percentuale della componente nazionale:

prospetto n. 21		(in milioni di euro)	
Provenienza geografica dei ricavi	2005		
Italia	32.252		94,70%
Europa UE	1.226		3,60%
Europa extra UE	430		1,26%
Nord America	67		0,20%
Centro e Sud America	50		0,15%
Asia	27		0,07%
Africa	7		0,04%
Altre	-		-
Totale	¹⁶⁴ 34.059		100,00

2. I costi della produzione lievitano complessivamente di euro milioni 3.380 (13,44%) e sono dovuti al complessivo netto incremento (euro milioni 3.833) degli acquisti di *materie prime e materiali di consumo* che rappresentano quasi il 72,34% del totale: trattasi della spesa per *energia elettrica* che ai accresce di euro milioni 3.941 (+37,97%) in relazione alla Borsa elettrica ed

¹⁶⁴ Nel 2004 il totale sommava a 37.630 milioni di euro: occorre, tuttavia, tener conto che detto importo si riferisce al "valore della produzione", calcolato secondo i principi contabili italiani e non come per il 2005 ai nuovi principi internazionali.

all'aumento del prezzo unitario medio, nonché dei *combustibili e gas* (in aumento di euro milioni 120 = +2,22%) esponenziali dei maggiori quantitativi intermediati da "Enel Trade".

I costi per *lavori interni capitalizzati* si incrementano di poco (euro milioni 76) per la maggiore attività di realizzazione in T.e.r.na di impianti essenzialmente nella divisione Infrastrutture e Reti.

La modesta crescita di euro milioni 128 degli *altri costi operativi* è prevalentemente riconducibile agli oneri (stimati in 228 milioni di euro) per emissioni inquinanti, prodotte in eccesso rispetto alle quote assegnate, e, in misura minore, al meccanismo dei "certificati verdi".

Si riducono, invece, di euro milioni 228 (-22,23%) gli *acquisti di materiali* a causa della minore attività di costruzione e di euro milioni 49 (-1,58%) i costi per *servizi* – per effetto della riduzione dei costi per prestazioni legate all'attività di ingegneria e costruzioni (-140 milioni di euro) - in parte, compensati da maggiori canoni di locazione connessi alla dismissione del ramo di attività immobiliare avvenuta nel luglio 2004.

Prosegue, inoltre, la flessione del *costo del personale* (- 14,33%) per la riduzione della "forza lavoro media".

Leggermente in calo, infine, gli *ammortamenti* delle immobilizzazioni *materiali* - per la ridefinizione della vita utile economica delle reti di distribuzione dell'energia elettrica - mentre la lievissima crescita complessiva della voce (appena 6 milioni di euro) è determinata sia dalle maggiori svalutazioni, per l'adeguamento al presunto realizzo dei crediti commerciali, sia dalle immobilizzazioni *immateriali*.

B) La **spesa per consulenze**¹⁶⁵ si presenta quasi dimezzata (v. prospetto n. 22) e va stabilizzandosi su importi complessivamente più ragionevoli: il calo interessa gran parte delle società del *Gruppo* e non presenta andamento omogeneo in quanto variano, in maniera differente, le incidenze percentuali di ciascuna di esse rispetto al costo totale. I principali utilizzatori

¹⁶⁵ 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.

sono, pur sempre, la *Corporate* (peraltro, in crescita di circa 2 milioni di euro) e *Sfera*.

Da segnalare la comparsa, per la prima volta, degli esborsi per consulenze ordinate da *Enel Gas*.

COSTO PER CONSULENZE DEL GRUPPO ENEL ⁽¹⁾	(fonte:ENEL)		(in milioni di euro)	
	2005	inc. %	2004	inc. %
Corporate	15,0	54,0	13,3	25,2
Enel Produzione	2,6	9,4	4,2	8,0
Enel Union Fenosa Renovables	0,6	2,2	3,2	6,1
Brindisi LNG	-	-	0,1	0,2
Sfera	4,0	14,4	-	-
Enel Facility Management (ex Enel Real Estate)	-	-	0,4	0,8
Enel Distribuzione	1,1	4,0	5,3	10,1
Enel Rete Gas	0,3	1,1	1,4	2,7
Dalmazia Trieste	0,2	0,7	2,3	4,4
Enel.it	-	-	0,5	0,9
Enel Energia (ex Enel Trade)	-	-	-	-
Enel Trade (ex Enel FTL)	1,0	3,6	0,8	1,5
Enel Hydro	0,1	0,4	-	0,0
Enel Distribuzione Gas	-	-	1,1	2,1
Enel Green Power	-	-	-	-
Enel.si	-	-	-	-
Elettroambiente	-	-	-	-
Enel Gas (ex Enel Vendita Gas)	0,2	0,7	-	-
Enel Logistica Combustibili	-	-	-	-
Enel Servizi (ex Enel Ape, Enel.it e EFM)	1,2	4,3	-	-
Altre	1,5	5,4	3,9	7,4
Wind	-	-	16,2	30,7
Totale	27,8	100,0	52,7	100,0

⁽¹⁾ Tra i costi per consulenze sono compresi gli oneri per operazioni straordinarie.

Nuovamente si invita l' *ENEL S.p.A.* - anche per le necessarie misure nei confronti di tutte le altre società del *Gruppo* - a compiere ogni possibile sforzo per la ulteriore riduzione, laddove possibile, della spesa per consulenze senza rischi di pregiudizio per l'efficienza operativa e per i risultati conseguibili: in questa ottica potranno ancor meglio essere valorizzate le professionalità interne e richiesti i pareri, gli studi, le consulenze ecc. solo se strettamente necessari ampliando la scelta ad una più vasta gamma di esperti ad evitare la cristallizzazione di alcuni rapporti tali da presentare carattere abituale.

* * *

C) Restano stabili le **spese per l'informatica** (prospetto n. 23) i cui valori più elevati sono rappresentati da *Enel Distribuzione* e, per la prima volta

nel 2005, da *Enel Servizi*. Diminuisce, peraltro, sia il valore assoluto che l'incidenza percentuale della *Corporate*. Come per il passato si riferiscono, in gran parte, a servizi di varia consulenza nonché a prestazioni di natura tecnico-ingegneristica ed altre.

prospetto n. 23 (fonte Enel) (In milioni di euro)

COSTO PER SERVIZI INFORMATICI DEL GRUPPO ENEL	2005	inc %	2004	inc. %
Corporate	0,9	0,7	3,8	3,1
Enel Produzione	1,2	1,0	1,3	1,1
Brindisi LNG	-	-	0,1	0,1
Enel Viesgo Servicios	1,6	1,3	1,3	1,1
Sfera	0,5	0,4	-	-
Enel Real Estate	-	-	-	-
Enel Distribuzione	10,7	8,8	9,8	8,0
Enel Rete Gas	0,1	0,1	0,2	0,2
Electra de Viesgo Distribuzione	1,8	1,5	1,9	1,5
Barras Electricas Galaico Asturianas	0,5	0,4	0,5	0,4
Enelpower	-	-	-	-
Enel.it	-	-	82,7	67,3
Enel Trade (ex Enel FTL)	0,1	0,1	-	-
Enel New Hydro (ex Enel Hydro)	0,1	0,1	0,1	0,1
Enel Green Power	-	-	0,1	0,1
Enel Servizi (Enel Ape, Enel.it, EFM)	100,2	82,8	-	-
Altre	3,3	2,7	1,5	1,2
Wind	-	-	19,5	15,9
Totale	121,0	100,0	122,8	100,0

3. Permane anche nell'esercizio in esame, ancorché ridotto di euro milioni 113 rispetto al 2004, il saldo negativo (nella specie: euro milioni 714) dei **proventi ed oneri finanziari e da partecipazioni**¹⁶⁶ conseguente alla diminuzione di 239 milioni di euro degli oneri (da euro milioni 1.183 a 944) dovuta, in particolare, a: differenze negative di cambio, interessi ed oneri su indebitamento finanziario, oneri da strumenti derivati. Detta riduzione è superiore a quella più modesta di euro milioni 142 dei corrispondenti proventi.

4. I **proventi e oneri finanziari da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** espongono un risultato negativo di euro 30 milioni, superiore di appena euro 5 milioni (+ 20%) a quello dell'esercizio

¹⁶⁶ Il quadro macroeconomico è stato caratterizzato da un'ulteriore flessione dei tassi di interesse di mercato a lungo termine e da una sostanziale stabilità dei tassi a breve nei primi nove mesi, cui è seguito un quarto trimestre con tassi a breve in decisa ripresa: Enel ha ritenuto opportuno continuare a perseguire una strategia finanziaria concentrata sull'allungamento della vita media del debito e sulla riduzione della componente a tasso variabile. In tale contesto, si è comunque registrata una diminuzione degli oneri finanziari netti di 97 milioni di euro (da 822 milioni nel 2004 a 725 milioni di euro nel 2005 = - 11,80%) anche per effetto della riduzione dell'indebitamento medio dell'anno.

precedente: il fenomeno deriva, sopra tutto, dagli oneri¹⁶⁷ relativi alla valutazione a patrimonio netto della quota posseduta nel capitale di *Wind Telecomunicazioni* (tenuto conto dell'effetto positivo emergente dalla valutazione al *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali ed esercitata nel mese di gennaio 2006).

5. Le **imposte** stimate sul reddito delle *continuing operations* sono pari a 1.934 milioni di euro con un'incidenza sul risultato "ante imposte" del 40,34% (42,17% nel 2004); le imposte estere ammontano a 43 milioni di euro (22 milioni nel 2004).

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 non solo, per alcuni aspetti, differente prospettazione dei risultati ma più aderente valutazione della complessa realtà gestionale della Società.

10.5.1 – LA GESTIONE ECONOMICA (prospetti nn. 24, 25 e 26).

prospetto n. 24 (riclassificato)		(in milioni di euro)	
SINTESI GESTIONE ECONOMICA DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- Ricavi	34.059	9,83	31.011
- Costi operativi (al netto dei costi capitalizzati)	26.314	14,71	22.940
Margine operativo lordo (EBITDA)	7.745	-4,04	8.071
- Ammortamenti e accantonamenti	2.207	0,27	2.201
Risultato operativo (EBIT)	5.538	-5,66	5.870
- Oneri finanziari netti e risultato partecipazioni valutate con il metodo del patr. netto	-744	-12,68	-852
Risultato ante imposte (EBT)	4.794	-4,46	5.018
- Imposte	1.934	-8,60	2.116
Risultato delle continuing operations	2.860	-1,45	2.902
Risultato delle discontinued operations	1.272	920,65	-155
Risultato netto (Gruppo e terzi)	4.132	50,42	2.747
- Quota di pertinenza di terzi	237	104,31	116
- Quota di pertinenza del Gruppo	3.895	48,04	2.631

¹⁶⁷ Passati da euro milioni 33 a 37.

Rispetto al 2004, ciascun risultato differenziale è in decremento:

- a) il **marginale operativo lordo (EBITDA)** scende complessivamente di euro 326 milioni (- 4,04%)¹⁶⁸ per effetto dei peggioramenti ottenuti sia dalla "CapoGruppo"¹⁶⁹ sia dalla divisione "Generazione ed Energy Management"¹⁷⁰ mentre alcuni miglioramenti si registrano per "Servizi e altre attività" e, soprattutto, per "Mercato, Infrastrutture e Reti"¹⁷¹;
- b) il **risultato operativo (EBIT)**, che rappresenta il 16,26% dei ricavi, diminuisce più del margine operativo lordo a seguito della maggiore incidenza degli ammortamenti ed accantonamenti¹⁷²;
- c) il **risultato ante imposte (EBT)** si contrae di 224 milioni di euro (- 4,46%) a causa dell'erosione esercitata dai seppur diminuiti oneri finanziari netti e da partecipazioni (- 12,68%) collegate oltre agli effetti della valutazione a patrimonio netto della partecipazione in Wind, alla valutazione al fair value di alcune partecipazioni in altre imprese;
- d) il **risultato delle continuing operations**, al netto delle imposte, subisce una lievissima flessione di euro milioni 42 (- 1,45%);
- e) scende, infine, al 40,34% il **peso effettivo delle imposte sul reddito** che nel 2004 fu del 42,17%;
- f) migliora, invece, del 50,42% il **risultato netto del Gruppo e di terzi** per il positivo apporto (euro milioni 2.860) delle **discontinued operations**¹⁷³.

¹⁶⁸ Escludendo l'effetto del riconoscimento nel 2004 degli stranded cost, il margine operativo lordo è, invece, in crescita di 742 milioni di euro (+ 10,60%) per il positivo andamento di tutti i settori di attività.

¹⁶⁹ MOL in flessione di euro 585 milioni (- 89,72%) per il decremento dei ricavi (riferibile in massima parte al riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso degli oneri pregressi connessi al gas nigeriano) nonché per la riduzione del *marginale sulle cessioni di energia*.

¹⁷⁰ Riduzione del MOL (euro 76 milioni = - 2,01%), imputabile principalmente alla rilevazione nel 2004 di proventi relativi al riconoscimento degli stranded cost sostenuti nel periodo 2000-2003, solo in parte compensata dalla crescita dei ricavi dell'attività internazionale (Viesgo Generación e a Enel Unión Fenosa Renovables).

¹⁷¹ Il MOL subisce una crescita di euro milioni 207 (+ 5,90%) sia per la contrazione dei costi operativi del settore elettrico Italia e dei maggiori ricavi di gas ed elettricità Estero.

¹⁷² Lievemente in crescita (euro 6 milioni) per il combinato effetto della crescita della svalutazione dei crediti e della diminuzione degli ammortamenti della revisione della vita utile economica degli impianti di generazione.

¹⁷³ In particolare per plusvalenze (euro milioni 1.153) realizzate essenzialmente con la cessione del 43,85% di T.E.R.NA.

Dal prospetto n. 25 si desume il complessivo incremento (+ 9,83%) dei **ricavi del Gruppo** in massima parte attribuibile sia all'introduzione della Borsa elettrica sia alla nascita dell'ACQUIRENTE UNICO, nonché all'aumento dei prezzi dell'energia elettrica per il mercato vincolato: si segnalano i ricavi da "vendita di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio"¹⁷⁴ cui vanno aggiunti i più modesti importi (anche in percentuale) per "vendita gas alla clientela finale"¹⁷⁵.

prospetto n. 25 (riclassificato)

(in milioni di euro)

RICAVI DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	29.008	15,58	25.098
- vendite gas alla clientela finale	1.556	13,25	1.374
- ricavi netti dall'attività di gestione del rischio commodity	272		-16
- plusvalenze da cessione attività	131	907,69	13
- altri servizi, vendite e proventi diversi	3.092	-31,92	4.542
totale ricavi	34.059	9,83	31.011

I "ricavi netti per attività di gestione del rischio commodity", invece, registrano un risultato positivo di euro milioni 272 (negativo per 16 milioni di euro nel 2004) dovuto principalmente ai proventi realizzati sui "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico a fine 2004 e nel corso dell'esercizio 2005.

Le "plusvalenze da cessione di attività" (131 milioni di euro) si riferiscono in gran parte alle plusvalenze realizzate con la cessione delle reti di distribuzione e vendita, principalmente nella Provincia di Trento (99 milioni di euro), nonché alla plusvalenza conseguita con la cessione della partecipazione del 49% in *Leasys* (20 milioni di euro).

I ricavi da "altri servizi, vendite" ecc. continuano a diminuire¹⁷⁶ per diversi motivi tra cui: le minori vendite di combustibili per attività di *trading*, essendosi

¹⁷⁴ L'aumento si ricollega quasi interamente alle vendite di elettricità sia alla Borsa dell'energia elettrica sia all'Acquirente unico da parte delle Società di Generazione e di *ENEL S.P.A.* e, in misura inferiore, all'aumento dei ricavi all'estero (per attività di trading internazionale, società di generazione spagnole e di distribuzione rumene), alla crescita di quelli connessi alla remunerazione dei servizi di dispacciamento (avviati dal 1° aprile 2004), al trasporto e vendita di energia sul mercato nazionale sia libero che vincolato, nonché al riconoscimento di 100 milioni di euro di contributi da Cassa Conguaglio e assimilati, connessi al recupero degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003.

¹⁷⁵ Incremento di euro milioni 182 (+ 13,25%) essenzialmente per l'aumento della componente tariffaria correlata all'andamento del costo della materia prima.

¹⁷⁶ I dati del 2004 erano influenzati da proventi non ricorrenti (1.068 milioni di euro) a seguito del riconoscimento, con decreto emesso il 6 agosto 2004 dal Ministero delle Attività Produttive, del diritto

Enel Trade maggiormente focalizzata sull'approvvigionamento di gas alle società del Gruppo e il completamento di alcune commesse estere con la conseguente riduzione dell'attività di ingegneria e costruzioni. Si segnala, infine, la rilevazione nel 2005 di proventi relativi a partite regolatorie pregresse (338 milioni di euro) per servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

* * *

I **costi operativi** (prospetto n. 26) si presentano complessivamente in crescita (+ 114,71%): si tratta, oltre all'aumento del costo medio dell'energia, di un effetto contabile poiché, con il già citato avvio della Borsa dell'energia elettrica in data 1° aprile 2004, non figurano più, in bilancio, le partite infragruppo. *Enel produzione* vende all'AU e vede aumentare i suoi ricavi; *Enel Distribuzione* vede, invece, aumentare i suoi costi quando compra energia elettrica da AU e da terzi e ciò incide negativamente sulla redditività.

A parte i costi per acquisti di energia elettrica e per consumi di combustibili destinati alla generazione di energia elettrica¹⁷⁷ tutti gli altri flettono più o meno sensibilmente; ad esempio, quelli: per servizi e godimento beni di terzi, per i combustibili destinati al trading e di gas per vendite ai clienti finali¹⁷⁸ e per i consumi di materiali considerati i minori fabbisogni dell'attività di ingegneria e costruzione per conto terzi.

Gli altri costi crescono (euro 128 milioni) specie in ragione della rilevazione nella divisione "Generazione ed Energy Management", con riferimento all'ETS (*Emission Trading System*), degli oneri (stimati in 228 milioni di euro) che il Gruppo dovrà sostenere per il deficit di quote di emissione di CO₂ registrato nel 2005.

Infine, la crescita dei costi capitalizzati è dovuta ai maggiori investimenti della divisione "Generazione ed Energy Management".

al rimborso dei costi di generazione non recuperabili e dei maggiori costi legati al gas nigeriano sostenuti nel periodo 2000-2003 (*stranded cost*).

¹⁷⁷ L'incremento di 311 milioni di euro (+ 8,67%) è attribuibile al forte aumento dei costi unitari dei combustibili che ha più che compensato gli effetti del diverso mix e della contrazione della produzione di energia da fonte termoelettrica.

¹⁷⁸ Gli acquisti di combustibili destinati al trading (incluso il gas naturale) registrano un calo di 191 milioni di euro (- 10,64%); quelli di gas naturale per le vendite ai clienti finali sono, invece, in crescita di 225 milioni di euro in relazione all'andamento dei rispettivi volumi di vendite.

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

COSTI OPERATIVI DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- energia elettrica da terzi	14.321	37,97	10.380
- consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.910	8,67	3.598
- combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali	1.604	-10,64	1.795
- materiali	798	-22,30	1.027
- costo del lavoro	2.762	-14,33	3.224
- servizi e godimento beni di terzi	3.057	-1,58	3.106
- altri costi operativi	911	16,35	783
- costi capitalizzati	-1.049	7,81	-973
totale costi operativi	26.314	14,71	22.940

Paragonati al 2004, flettono progressivamente sia gli oneri per servizi e godimento beni di terzi¹⁷⁹ sia il costo del lavoro, parallelamente alla riduzione (circa il 3,2%) dell'organico medio e, soprattutto, ai minori oneri per incentivi all'esodo rilevati nel 2005 rispetto all'esercizio precedente.

10.5.2 – LA GESTIONE PATRIMONIALE (prospetto n. 27).

Il patrimonio netto complessivo (del Gruppo¹⁸⁰ e di terzi) cresce di euro 350 milioni (+ 1,84%) in conseguenza del saldo positivo fra l'utile netto del 2005 ed altre operazioni tra cui l'erogazione del dividendo 2004 nonché dell'acconto dividendi 2005, l'esercizio delle *stock options* e la conversione dei bilanci delle società estere.

Varia il rapporto di copertura del fabbisogno di capitali ("*capitale investito netto*") costituito per il 61,19% dal patrimonio netto (nell'anno precedente = 43,75%) e per il restante 38,81% (rispetto al 56,25% del 2004) dall'indebitamento. Quest'ultimo al 31 dicembre 2005 presenta un'incidenza sul patrimonio netto dello 0,63% (1,29% al 31 dicembre 2004).

¹⁷⁹ A parte l'aumento dovuto al consolidamento delle società rumene, la riduzione è attribuibile principalmente alla contrazione dell'attività di ingegneria e costruzioni parzialmente compensata dall'aumento dei costi per affitti e locazioni (per effetto essenzialmente della cessione di NewReal nel 2004), dei canoni di utilizzo delle acque nella generazione elettrica, dai maggiori servizi commerciali principalmente nell'ambito della Divisione Mercato, Infrastrutture e Reti.

¹⁸⁰ Il patrimonio netto del Gruppo registra una crescita di euro 1.104 milioni (+ 6,15%).

prospetto n. 27 (riclassificato)

(in milioni di euro)

SINTESI STRUTTURA PATRIMONIALE DEL GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- Attività immobilizzate nette	35.636	-23,69	46.697
- Capitale circolante netto	708	-6,35	756
Capitale investito lordo	36.344	-23,41	47.453
- Fondi diversi	-4.616	19,18	-3.873
Capitale investito netto	31.728	-27,20	43.580
- Patrimonio netto del Gruppo	19.057	6,15	17.953
- Patrimonio netto di terzi	359	-67,74	1.113
Patrimonio netto complessivo	19.416	1,84	19.066
- Indebitamento finanziario netto	12.312	-35,42	24.514
TOTALE	31.728	-16,79	43.580

Rispetto all'esercizio precedente, si desumono:

- a)** le notevoli contrazioni sia delle *attività immobilizzate nette* (euro milioni 11.061 = - 23,69%) - determinata essenzialmente dal deconsolidamento dei settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione, con particolare influenza sul valore delle attività *materiali e immateriali* (- 9.269 milioni di euro) e sull'*avviamento* (- 5.134 milioni di euro) - sia del *capitale investito lordo* (- 23,21%), a causa della minore consistenza delle immobilizzazioni nette, sia del *capitale investito netto* (- 27,20%);
- b)** la crescita (euro milioni 1.607) delle *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, che accolgono per 1.728 milioni di euro il valore della partecipazione in *Wind* (37,25%); la variazione positiva (euro milioni 1.735) delle *altre attività non correnti nette* originata da diversi fattori, tra i quali: l'iscrizione al *fair value* del 5,12% della partecipazione in T.e.r.na e del 5,2% della partecipazione in *Weather Investments Srl*; la riclassifica del credito verso la Cassa Conguaglio per la parte di rimborso degli *stranded cost* esigibile oltre l'esercizio successivo; la rilevazione del deposito per l'acquisto del 66% del capitale sociale di *Slovenské Elektrárne*, ecc;

- c) il valore positivo (euro 708 milioni) del *capitale circolante netto* la cui leggera flessione (euro 48 milioni) è connessa, tra l'altro, alla diminuzione delle *rimanenze* (euro 461 milioni) e alla crescita delle *altre passività correnti nette* (euro 84 milioni), compensate dalla lievitazione dei *crediti commerciali* (euro 289 milioni) e dalla contestuale diminuzione dei correlativi *debiti* (euro 208 milioni).

In aumento, infine, sono i *fondi diversi* (+ 19,18%) la cui movimentazione è dovuta non solo all'incremento del *fondo imposte differite* ma anche alla contrazione di *altri fondi diversi* (es. TFR ed altri benefici ai dipendenti).

10.5.3 – LA GESTIONE FINANZIARIA (prospetto n. 28)

I flussi finanziari del 2005 evidenziano un quadro alquanto vario ma, comunque, migliore rispetto al precedente esercizio: è, in proposito, da considerare che il perimetro operativo si è modificato a seguito sia delle cessioni di *T.E.R.NA.* e *Wind* nonché di altre società minori sia dell'acquisto di nuove entità nei settori del gas oltre che di partecipazioni in società di energia da fonti rinnovabili aventi sede nel Nord America ed in Spagna.

prospetto n. 28 (riclassificato)

(in milioni di euro)

SINTESI GESTIONE FINANZIARIA DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- Liquidità generata da gestione corrente (cash flow operativo)	5.693	17,75	4.835
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	1.092	155,91	-1.953
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-6.654	124,34	-2.966
- Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	14	380,00	-5
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	145	262,92	-89
- Disponibilità liquide iniziali	363	-19,69	452
Disponibilità liquide finali	508	39,94	363

Cresce di euro milioni 858 la *liquidità prodotta dalla gestione corrente* ("cash flow" operativo) per effetto del maggior apporto della variazione del capitale circolante dovuto, principalmente, ai minori esborsi per imposte (-459 milioni di euro) e per oneri finanziari (-408 milioni di euro) nonché alla sommatoria di altre variazioni relative a fondi, rimanenze, debiti e crediti commerciali, interessi e proventi finanziari, ecc..

L'attività di investimento genera un *cash flow* con valore positivo di euro milioni 1.092 a fronte di un impiego di liquidità (pari a 1.953 milioni di euro) effettuato nell'esercizio precedente¹⁸¹.

Peggiora notevolmente (- 3.688 milioni di euro) l'importo dell'attività di *finanziamento* influenzata sia dal pagamento di dividendi e acconti (euro milioni 3.472)¹⁸² sia dalla variazione dei debiti finanziari netti pari a 3.524 milioni di euro.

I fabbisogni di finanziamento sono stati, pertanto, fronteggiati dall'apporto del *cash flow* da attività operativa per 5.693 milioni di euro (nella percentuale dell'85,56%), dalla liquidità generata dall'attività di investimento per 1.092 milioni di euro nonché dall'aumento di capitale sociale e riserve per l'esercizio di *stock option* pari a 339 milioni di euro. Il *surplus* trova riscontro nell'aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti pari a 145 milioni di euro.

* * *

Dal prospetto n. 29 si desume che l'**indebitamento** si è dimezzato (- 50,77); val notare che, rispetto al 2004, vi sono stati incassi per le cessioni del capitale sociale sia di *WIND* sia di T.E.R.NA con deconsolidamento dei relativi debiti.

¹⁸¹ Dall'esame della nota esplicativa al consolidato 2005, si desume, in particolare, che gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (3.257 milioni di euro) diminuiscono (- 577 milioni di euro) per effetto principalmente del deconsolidamento di Terna e di Wind, mentre quelli in imprese (pari a 524 milioni di euro, al netto di 110 milioni di euro delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti) si riferiscono essenzialmente all'acquisto della partecipazione del 5,2% del capitale di *Weather* (305 milioni di euro), al deposito effettuato per l'acquisto del 66% del capitale sociale di *Slovenské Elektrárne* (168 milioni di euro), all'acquisto del 51% delle società rumene *Electrica Banat* ed *Electrica Dobrogea* (116 milioni di euro) e di alcune società dell'area gas (23 milioni di euro).

Le operazioni di cessione di imprese e rami di attività, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato, invece, un flusso di 4.652 milioni di euro, riferito principalmente alla cessione del 62,75% del capitale di *WIND* per un corrispettivo di 2.938 milioni (al netto di 48 milioni di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti), nonché alla cessione delle quote del capitale sociale di T.E.R.NA. per un corrispettivo complessivo di 1.518 milioni di euro (al netto di 365 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti). La cessione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica ha determinato un flusso pari a 183 milioni di euro. Il flusso del 2004 era influenzato dall'incasso di 1.700 milioni di euro generato dal collocamento azionario del 50% del capitale sociale di T.E.R.NA..

Le altre attività di disinvestimento (221 milioni di euro) accolgono cessioni ordinarie (189 milioni di euro), nonché gli incassi per la cessione di alcune società minori nell'area servizi (39 milioni di euro).

¹⁸² Come si desume dal prospetto del "rendiconto finanziario consolidato" del bilancio consolidato 2005 (pag. 286).

prospetto n. 29 (riclassificato) (in milioni di euro)

INDEBITAMENTO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
- obbligazioni ¹⁸³ e finanziamenti bancari a lungo termine	11.312	-45,72	20.842
- finanz. a breve termine v/s sistema bancario ¹⁸⁴ ed emissione <i>commercial paper</i>	1.644	-69,96	5.473
Totale	12.956	-50,77	26.315

Si riduce l'esposizione verso le banche ed il mercato obbligazionario anche in termini di **indebitamento finanziario netto** complessivo¹⁸⁵ (v. prospetto n. 30). In particolare, quello:

- *a lungo termine*¹⁸⁶ mostra una flessione di 7.792 milioni di euro quale saldo della riduzione del debito lordo a lungo termine (9.324 milioni di euro) e dei crediti finanziari a lungo termine (1.532 milioni di euro);
- *a breve termine* presenta, invece, una riduzione di 4.410 milioni di euro di cui: 1.663 relativi al debito bancario a breve (linee di credito *revolving* ed altri finanziamenti), 2.630 per il debito verso altri finanziatori (specialmente "carta commerciale" o *commercial paper*) e 117 per l'incremento netto delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve.

prospetto n. 30 (riclassificato) (in milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
dal bilancio consolidato 2005 (secondo principi contabili IAS/IFRS)	2005	var. %	2004
A - Indebitamento netto a lungo termine	10.904	-41,68	18.696
B - Indebitamento a breve termine	2.296	-65,15	6.589
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-888	15,18	-771
D - Indebitamento netto a breve termine	1.408	-75,80	5.818
Indebitamento finanziario netto complessivo (A+D)	12.312	-49,78	24.514

Dalle varie componenti è possibile arguire come - oltre alla erogazione dei dividendi - abbiano assunto preponderante influenza le cessioni di *T.E.R.NA.*, *Wind* e *NewReal*, con effetti sulla politica degli *investimenti* in attività materiali

¹⁸³ Compresa la quota a breve delle obbligazioni.

¹⁸⁴ Compresa la quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine.

¹⁸⁵ Sul punto, si rinvia alle notazioni riportate nel paragrafo 11.3 - B.3.

¹⁸⁶ Si rammenta l'emissione di due prestiti obbligazionari.

ed immateriali, nonché le operazioni di cessione/dismissione di imprese minori e rami aziendali ovvero di acquisizione di partecipazioni.

11 - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENEL S.p.A. nel 2005.

11.1 - IL BILANCIO DI ESERCIZIO.

Il bilancio 2005 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 approvato dall'Assemblea degli azionisti in sede ordinaria il 26 maggio 2006 unitamente, secondo quanto previsto dalla legge n. 262/2005, al Piano di *stock options* per l'anno 2006 destinato ai dirigenti della Società e del Gruppo.

In sede straordinaria, l'Assemblea ha conferito al Consiglio di Amministrazione la delega quinquennale ad aumentare il capitale sociale per un importo massimo di euro 31.790.000 al servizio dello stesso Piano di *stock option*; ha, altresì, approvato la modifica statutaria richiesta dalla suddetta legge n. 262/2005 e attribuito al Consiglio il compito di provvedere alla nomina ed alla revoca del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, previo parere del Collegio Sindacale.

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 dei Sindaci, 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 società del Gruppo e con parti correlate*"; 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 di quest'ultimo 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. né esposti, da parte di terzi, e che ENEL S.P.A. impronta i comportamenti aziendali alla massima trasparenza e correttezza. Ha segnalato, inoltre, che la Società ha redatto il bilancio individuale dell'esercizio 2005 secondo i principi contabili italiani e le disposizioni del codice civile mentre, dal 1° gennaio 2006, adotta i principi contabili internazionali (IFRS/IAS)¹⁸⁷.

Il suddetto bilancio di esercizio è stato sottoposto a revisione contabile¹⁸⁸ da parte di Società specializzata e giudicato¹⁸⁹ "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 della Società".

¹⁸⁷ Il REGOLAMENTO COMUNITARIO EUROPEO n. 1606/2002 prevede che tutte le società quotate in mercati regolamentati dell'UE, dall'esercizio 2006, adottino gli standard contabili "International Financial Reporting Standard" (IFRS) per la stesura dei bilanci consolidati. Il legislatore italiano, nell'ambito della facoltà concessa dal citato Regolamento e con il D. lgs. di attuazione 28 febbraio 2005 n. 38, ha previsto che le imprese quotate obbligate alla redazione del bilancio consolidato in base agli IFRS, possano redigere, già a partire dal 2005, anche i bilanci di esercizio secondo tali principi.

¹⁸⁸ Art. 155 d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

¹⁸⁹ Relazione redatta ai sensi dell'art. 156 del citato d. lgs. n. 58/1998.

11.2 - NOTAZIONI GENERALI.

Dai dati di **sintesi** (prospetto n. 31), che tengono anche conto della riclassificazione elaborata dalla Società secondo criteri conformi alla prassi internazionale, si traggono risultati complessivi esponenziali di una gestione in generale flessione caratterizzata:

- a)** dalla contrazione di numerose componenti: ricavi, MOL, risultato operativo, utile d'esercizio, attività patrimoniali, patrimonio netto, capitale circolante netto e crediti (delle immobilizzazioni finanziarie e del circolante);
- b)** dall'incremento di: costi operativi, capitale netto investito, prestiti obbligazionari e disponibilità liquide.

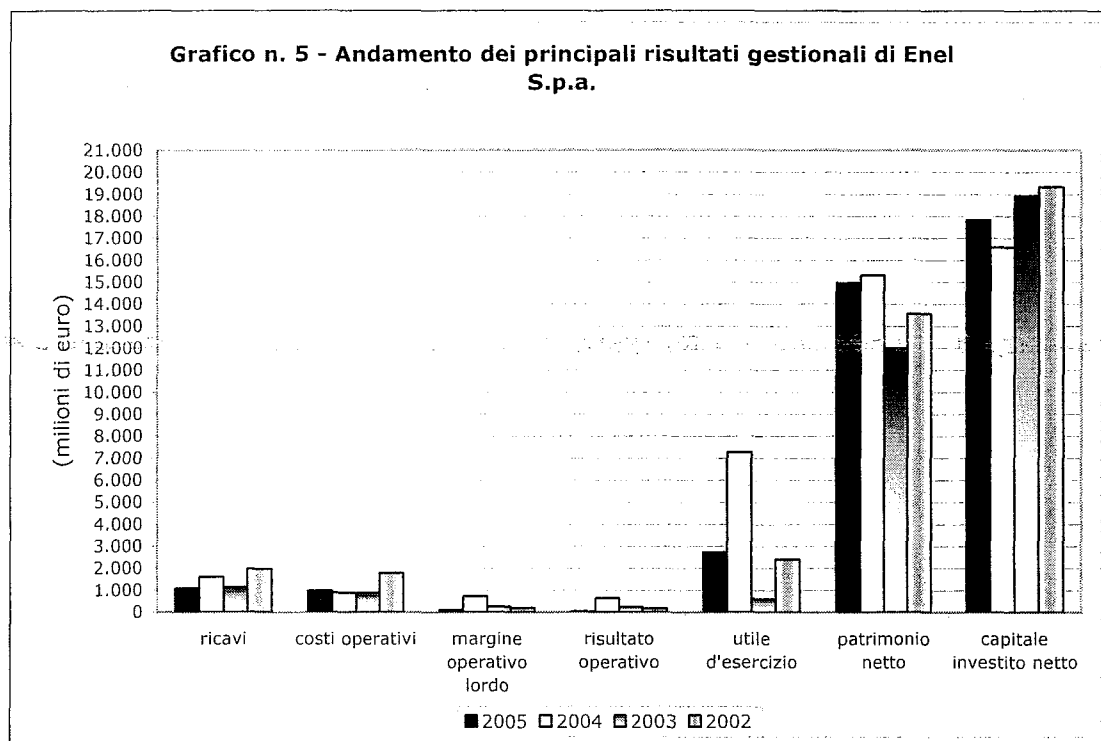
Queste risultanze sono, in parte, bilanciate dalla diminuzione - sia pure in misura percentualmente differente - delle passività patrimoniali, dell'indebitamento (a breve e medio/lungo periodo), delle immobilizzazioni finanziarie nonché della consistenza e relativi costi del personale.

prospetto n. 31

(milioni di euro)

RISULTANZE GENERALI RICLASSIFICATE - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004
- ricavi	1.088	-32,59	1.614
- costi operativi	983	10,82	887
- margine operativo lordo	105	-85,56	727
- risultato operativo	25	-96,16	651
- utile d'esercizio	2.715	-62,67	7.272
- attività patrimoniali	27.785	-11,78	31.495
- passività patrimoniali	12.813	-20,88	16.194
- patrimonio netto	14.972	-2,15	15.301
- disponibilità liquide	46	130,00	20
- capitale circolante netto	1.078	-14,10	1.255
- capitale investito netto	17.826	7,50	16.583
- indebitamento a breve	1.353	-58,48	3.259
- indebitamento a medio - lungo termine	5.641	-12,75	6.465
- prestiti obbligazionari	8.139	2,64	7.930
- crediti delle immobilizzazioni finanziarie	2.121	-46,09	3.934
- crediti del circolante	7.494	-30,62	10.802
- investimenti	11	10,00	10
- consistenza del personale al 31 dicembre	569	-3,56	590
- costo del lavoro	83	-3,49	86

Il seguente grafico indica i suddetti risultati gestionali nell'ultimo quadriennio:



È, tuttavia, da evidenziare - come precisato dal Collegio Sindacale - che, nell'esercizio precedente, in applicazione delle vigenti nuove disposizioni di diritto tributario e societario¹⁹⁰, *Enel S.p.A.* aveva provveduto all'eliminazione delle interferenze fiscali¹⁹¹ con riflessi sia sull'utile sia sul patrimonio netto: l'effetto positivo del c.d. "disinquinamento fiscale" era stato di ben euro 2.241 milioni riportato tra le componenti straordinarie di reddito.

Il **margine operativo lordo** si riduce di euro 622 milioni (che, in percentuale, è di ben l' 85,56%) per effetto sia della netta contrazione dei proventi diversi (v. par. 11.2.1) sia della crescita dei costi operativi (10,82%).

Analogo discorso vale per il **risultato operativo** (ridottosi da euro 651 milioni a 25 milioni) influenzato anche dalla lieve crescita degli ammortamenti ed accantonamenti passati da euro 76 milioni a 80 (+5,26%).

¹⁹⁰ Il d. lgs n. 6/2003 - e successive disposizioni - ha apportato modifiche e integrazioni alla previgente normativa tra cui l'eliminazione delle interferenze fiscali.

¹⁹¹ Presenti sino al 2003 e connesse, essenzialmente, a svalutazioni di partecipazioni operate in esercizi passati ai soli effetti fiscali in base all'abrogato art. 2426, co. 2, c.c.

Consistente è, inoltre, la diminuzione (euro milioni 4.557) dell'**utile dell'esercizio** dovuta principalmente al diverso ammontare, rispetto al 2004, delle plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni nonché al precedente riconoscimento degli *stranded cost* ed al disinquinamento fiscale.

Il **patrimonio netto**, infine, flette nella misura percentuale del 2,15% a causa, sopra tutto, del minore utile di esercizio.

11.2.1 - LA GESTIONE ECONOMICA (prospetto n. 32).

Esponde generale peggioramento dei diversi risultati - tra cui, in particolare, l'utile netto di esercizio - causati sia dalla diminuzione dei *ricavi* e dall'incremento dei *costi operativi* sia dalla brusca riduzione (- 61,35%) del *risultato prima delle imposte*.

prospetto n. 32 (riclassificato)		(in milioni di euro)	
SINTESI DELLA GESTIONE ECONOMICA - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004
- Ricavi	1.088	-32,59	1.615
- Costi operativi (*)	983	10,82	887
- Margine operativo lordo	105	-85,56	727
- Ammortamenti e accantonamenti	80	5,26	76
- Risultato operativo	25	-96,16	651
- Proventi (perdite) da partecipazioni	1.374	229,26	-1.063
- Proventi (oneri) finanziari netti	-170	-35,11	-262
- Proventi (oneri) straordinari netti	1.470	-80,90	7.696
- Risultato prima delle imposte	2.699	-61,56	7.022
- Imposte dell'esercizio	-16	-93,60	-250
Utile netto dell'esercizio	2.715	-62,67	7.272

(*) Al netto di ammortamenti e accantonamenti.

1. Per i ricavi e costi si segnala :

A) gran parte (euro milioni 814) dei **ricavi** proviene dalla *vendita di energia* corrisposti dall'ACQUIRENTE UNICO; la loro complessiva crescita (+ 6,13%), rispetto al 2004, in presenza di volumi presso che invariati, è da attribuire all'aumento del prezzo unitario di vendita.

Diminuiscono di euro 16 milioni (-6,23%) gli "*altri ricavi da società del gruppo*" che riguardano, sopra tutto, le prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate nonché il riaddebito degli oneri relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, di competenza delle controllate.

La marcata riduzione dei "proventi diversi" (passati da euro milioni 594 del precedente esercizio ad appena 37 milioni) deriva quasi totalmente dal riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso di euro 555 milioni dei costi non recuperabili - connessi al gas naturale importato dalla Nigeria - spettanti all' *Enel S.p.A.* per il periodo 2000-2003 (decreto del M.A.P. in data 6 agosto 2004)¹⁹²; la restante parte attiene alla permuta d'energia (euro milioni 22,3) nonché ai proventi per il riaddebito all' *advisor* del Ministero dell'Economia degli oneri sostenuti per il collocamento della quarta *tranche* di azioni *Enel*;

B) i costi operativi aumentano di circa 100 mila euro ed attengono alle "prestazioni di servizi" (informatici, locazioni immobiliari, ecc.) e godimento beni di terzi¹⁹³ oltre che al "costo del lavoro" legato sia alla normale dinamica retributiva sia alla consistenza media del personale (580 unità contro le 567 del 2004)¹⁹⁴.

A causa del maggiore prezzo medio unitario lievitano non solo gli oneri per *acquisti di energia elettrica* (+ 27 milioni di euro), nonostante la quantità importata sia diminuita (da 14.434 a 14.404 milioni di KWH), ma anche gli *altri costi* (+40 milioni di euro) comprendenti, in base al d. l. 16 marzo 1999, n. 79, gli oneri derivanti dai "certificati verdi" nonché dall'applicazione della delibera 20/04 dell'AEEG - in tema di fasce orarie - che ha comportato la riduzione dei prezzi dell'energia ceduta ad *Enel Distribuzione*, nel mese di marzo 2004, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato (v. par. 2.11).

2. E' di poco in crescita (+5,26%) l'andamento degli ammortamenti e accantonamenti riferiti, rispettivamente, alle immobilizzazioni immateriali e

¹⁹² I rimborsi relativi al periodo 2004-2009 sono, invece, di competenza di *Enel Trade* attuale titolare del contratto di acquisto di gas nigeriano. Detti rimborsi, provvisoriamente quantificati dal suddetto decreto in misura forfetaria, saranno liquidati solo sulla base dei quantitativi di gas effettivamente impiegati nella generazione di energia elettrica.

¹⁹³ L'incremento di 32 milioni di euro attiene a maggiori prestazioni ricevute da società del Gruppo, al corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (delibera 48/04 - *congestion fee*) e a maggiori oneri sostenuti per le operazioni in campo internazionale.

¹⁹⁴ La flessione deriva dall'accantonamento, effettuato nell'esercizio precedente, degli oneri connessi all'esercizio di *stock option* per il periodo 2001-2004 (impegno assunto da *ENEL S.p.A.* di corrispondere "una tantum" una integrazione retributiva parametrata ai dividendi da dismissione già distribuiti).

materiali, alle quote al Fondo di Previdenza Integrativa per i dirigenti in quiescenza¹⁹⁵ ed ai fondi per rischi e oneri¹⁹⁶ -.

3. La brusca riduzione (-4.323 milioni di euro) del **risultato prima delle imposte** è dovuta principalmente ai minori proventi straordinari netti¹⁹⁷, rappresentati nel 2004 dalle plusvalenze realizzate con la cessione del 43,85% di T.e.r.na S.p.A., nonostante i migliorati i proventi delle partecipazioni¹⁹⁸ e la flessione degli oneri finanziari netti in ragione della contrazione dell'indebitamento finanziario medio¹⁹⁹.

11.2.2 - LA GESTIONE PATRIMONIALE (prospetto n. 33).

La esigua riduzione del **patrimonio netto**²⁰⁰ é cagionata, sopra tutto, dal minore utile di esercizio oltre che dalla distribuzione del dividendo (saldo 2004 e acconto 2005) e dall'esercizio di *stock option*.

¹⁹⁵ Gli oneri sono riaddebitati alle società controllate per le quote di loro competenza.

¹⁹⁶ In gran parte riferibili al contenzioso.

¹⁹⁷ Nel 2004 i proventi straordinari netti ammontavano a 7.696 milioni di euro e comprendevano essenzialmente gli effetti netti del "disinquinamento fiscale" (2.241 milioni di euro), le plusvalenze conseguite con l'Offerta Globale di azioni pari al 50% del capitale di Terna SpA (1.249 milioni di euro), nonché la cessione delle partecipazioni in Enel Green Power (a Enel Produzione 3.387 milioni di euro) e in Enel Distribuzione Gas (a Enel Distribuzione 601 milioni di euro).

¹⁹⁸ I proventi da partecipazioni al netto delle rettifiche di valore delle partecipazioni sono pari a 1.374 milioni di euro (-1.063 milioni di euro nel 2004). I proventi, pari a 1.542 milioni di euro, si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2005 e sono relativi agli utili conseguiti nel 2004 dalle società controllate (1.536 milioni di euro) e all'acconto sul dividendo 2005 di Terna (6 milioni di euro). Le rettifiche di valore delle partecipazioni ammontano complessivamente a 168 milioni di euro e si riferiscono all'allineamento del valore di libro della partecipazione in *Enel Investment Holding BV* a quello del suo patrimonio netto. Nel 2004 i proventi, includevano i dividendi relativi agli utili delle controllate dell'esercizio 2003 per 1.838 milioni di euro e all'acconto sul dividendo del 2004 di Terna per 45 milioni di euro, mentre le rettifiche di valore delle partecipazioni, pari complessivamente a 2.946 milioni di euro si riferivano in massima parte alle rettifiche di valore operate nel settore delle Telecomunicazioni (2.889 milioni di euro).

¹⁹⁹ Il minore ricorso all'indebitamento bancario ha comportato una diminuzione dei relativi interessi ed altri oneri sull'indebitamento bancario sia a medio/lungo che a breve termine. Nel corso dell'esercizio si è registrata, inoltre, una riduzione degli oneri finanziari sui rapporti di c/c verso le società controllate e degli oneri sulle coperture di cambio e di tasso.

²⁰⁰ Il patrimonio netto al 31 dicembre 2005 considera il risultato dell'esercizio per euro 2.715 milioni, la distribuzione del dividendo sugli utili 2004 per 2.214 milioni, l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2005 per 1.169 milioni nonché l'esercizio dei piani di *stock option* 2001, 2002, 2003 e 2004 con l'incremento del patrimonio netto di 339 milioni di euro: il capitale sociale di *ENEL* passa, quindi, (da euro 6.103,5 milioni al 31 dicembre 2004) ad euro 6.157,1 milioni al 31 dicembre 2005.

prospetto n. 33 (riclassificato) (in milioni di euro)

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004
- Immobilizzazioni nette	17.729	10,07	16.107
- Capitale circolante netto	1.078	-14,10	1.255
Capitale investito lordo	18.807	8,32	17.362
- Fondi diversi	-981	25,93	-779
Capitale investito netto	17.826	7,50	16.583
- Patrimonio netto	14.972	-2,15	15.301
- Indebitamento finanziario complessivo	2.854	122,62	1.282
Totale	17.826	7,50	16.583

L'incremento (negli importi ed in percentuale) del *capitale investito*, lordo e netto, è originato da diversi fattori:

a) per il *capitale investito lordo* dalla:

1. crescita (+ 1.622 milioni di euro) delle "immobilizzazioni nette" - costituite per la quasi totalità (99,83%) da "immobilizzazioni finanziarie" - per
 - diverse acquisizioni: 20% del capitale di *Enel.Factor* detenuto da Meliorbanca²⁰¹, 5,2% del capitale di *Weather Investments* nell'ambito dell'operazione di cessione di *Wind*, intera partecipazione di *Enel Finance International* detenuta da *Enel Produzione* (75%) ed *Enel Distribuzione* (25%),
 - sottoscrizione del contratto di acquisto di *Slovenske Electrårne*,
 - alcune cessioni (43,85% del capitale di T.e.r.na, intero pacchetto azionario di *Enel.Hydro SpA*, 20% del capitale detenuto da *ENEL* in *Idrosicilia S.p.A.* e partecipazione in *Echelon Corporation*) nonché per apporti a *Wind*;
2. contrazione (- 177 milioni di euro) del "capitale circolante netto" dovuta a varie ragioni tra cui: la crescita dei "crediti tributari netti" (riguardo il Consolidato Fiscale Nazionale) e dei "clienti" nonché il decremento delle "altre attività e crediti netti verso la Cassa Conguaglio" (in particolare per il rimborso dei costi non recuperabili connessi all'importazione di gas Nigeriano e alle minori attività per imposte anticipate);

²⁰¹ Con tale acquisto *ENEL SPA* ha portato la sua percentuale di possesso al 100%, divenendo conseguentemente azionista unico della società.

b) per il *capitale investito netto*, dall'aumento dei fondi diversi.

Il capitale investito è coperto per l'84% dal patrimonio netto e per il restante 16% dall'indebitamento (nel 2004, invece, il rapporto fra le due fonti di copertura era, rispettivamente, del 92% e dell'8%).

11.2.3 - LA GESTIONE FINANZIARIA (prospetto n. 34).

La principale voce è costituita dal *cash-flow* della gestione corrente il cui calo (- 587 milioni di euro), rispetto all'esercizio precedente, deriva dai maggiori acconti d'imposta versati all'Erario e dai diminuiti dividendi ricevuti dalle società del Gruppo parzialmente compensati dall'incasso della quota di rimborso degli oneri relativi al gas importato dalla Nigeria.

La *liquidità in attività di investimento* (cessioni/acquisizioni di partecipazioni²⁰², apporti in conto capitale²⁰³) si presenta con segno negativo se confrontato al 2004 quando si erano verificate numerose e notevoli dismissioni.

prospetto n. 34 (riclassificato)

(in milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004
- Liquidità generata da gestione corrente (Cash flow operativo)	1.623	-26,56	2.210
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	-151	102,03	7.422
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-1.446	-85,16	-9.745
- Cash flow generato (impiegato) nel periodo	26	123,01	-113
- Disponibilità liquide iniziali	20	-84,96	133
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	46	130,00	20

Si riduce abbondantemente il valore negativo della liquidità in attività di finanziamento avendo richiesto complessivamente l'impiego di risorse sensibilmente inferiore al 2004 per la variazione della posizione finanziaria netta verso le imprese controllate (passata da euro milioni -5.134 al valore positivo di 2.991 milioni); resta consistente la variazione sia del patrimonio, a seguito degli esborsi per il pagamento di dividendi e acconti (euro milioni 3.383 milioni²⁰⁴), sia

²⁰² Cessione della partecipazione di T.E.R.M.A. nonché delle partecipazioni in Enel-Hydro, Idrosicilia ed Echelon; acquisizioni di partecipazioni in Enel Finance International, Enel Factor e Weather Investment.

²⁰³ Apporti in conto capitale a favore di società controllate e deposito effettuato per l'acquisizione del 66% del capitale di Slovenske Elektrarne.

²⁰⁴ Come riportato nel prospetto "patrimonio netto" della nota integrativa al bilancio di Enel S.p.a. 2005 nonché nel prospetto dei "flussi finanziari 2005" (pagg. 126 e 40).

del volume dei debiti (a breve, medio e lungo termine) netti verso terzi (euro milioni 1.393 milioni).

I suddetti flussi finanziari hanno, complessivamente, determinato nel periodo il valore positivo del *cash-flow* di euro milioni 26 (nel 2004 = -113 milioni di euro) e le disponibilità liquide finali si sono incrementate di 26 milioni di euro.

Si incrementa di euro 1.572 milioni l'indebitamento finanziario netto complessivo (prospetto n. 35) sia per l'aumento (919 milioni) dell'indebitamento a medio/lungo termine sia per il peggioramento (653 milioni) della posizione finanziaria netta a breve.

Tra i principali fattori di dette variazioni è da menzionare il minor ricorso alle linee di credito *revolving* a 36 mesi ed il rimborso di un prestito obbligazionario per 750 milioni di euro, scaduto nel mese di dicembre.

prospetto n. 35 (riclassificati)

(in milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004
- Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	5.641	19,46	4.722
- Posizione finanziaria netta a breve termine	-2.787	-18,98	-3.440
Indebitamento finanziario netto	2.854	122,62	1.282

Nel corso dell'anno sono stati integralmente rimborsati i finanziamenti concessi a *Wind* e *Newreal* e, nell'ambito dell'operazione di cessione di *Wind*, è stato integralmente restituito il deposito in "pegno" vantato da *Enel S.p.A.* verso un primario istituto finanziatore italiano, sorto nel corso del 2003 nell'ambito della rinegoziazione di una linea di credito di 1.500 milioni di euro erogata nel 2001 a *Infostrada* (successivamente incorporata in *Wind*).

Giova rammentare, infine, l'emissione avvenuta il 10 marzo 2005 di due prestiti obbligazionari a 7 anni, per complessivo un miliardo di euro (rispettivamente, 400 e 600 milioni ciascuno), destinati ai risparmiatori italiani.

11.3 - LO STATO PATRIMONIALE²⁰⁵ (prospetto n. 36).

Il totale del patrimonio netto e passivo, che nel 2004 aveva presentato il modesto aumento del 6,9 %, nell'esercizio in esame manifesta invece la variazione *negativa* (-11,8%) atteso che si riduce in misura quasi simile la

²⁰⁵ Nel rinviare, per ogni maggiore dettaglio informativo, alla relazione degli amministratori della Società e alla nota integrativa 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.

consistenza degli importi del totale sia attivo (-3.710 milioni di euro) sia passivo (-3.381 milioni).

prospetto n. 36		(in milioni di euro)	
STATO PATRIMONIALE - ENEL S.p.A.		2005	2004
ATTIVO			
A) IMMOBILIZZAZIONI			
- Immateriali		27	28
- Materiali		4	5
- Finanziarie		19.638	20.003
	Totale immobilizzazioni	19.669	20.036
B) ATTIVO CIRCOLANTE			
- Rimanenze		0	0
- Crediti		7.494	10.802
- Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		493	496
- Disponibilità liquide		46	20
	Totale Attivo circolante	8.033	11.318
C) RATEI E RISCONTI			
- Ratei attivi		30	89
- Risconti attivi		53	52
	Totale ratei e risconti	83	141
	TOTALE ATTIVO	27.785	31.495
	<i>variazione %</i>	<i>-11,78</i>	<i>6,69</i>
PATRIMONIO NETTO E PASSIVO			
A) Patrimonio netto			
- Capitale		6.157	6.104
- Riserva sovrapprezzo azioni		485	200
- Riserva legale		1.452	1.452
- Altre riserve		2.255	2.255
- Utili portati a nuovo		3.077	32
- Utile d'esercizio		2.715	7.272
- Acconto sui dividendi		-1.169	-2.014
	Totale patrimonio netto	14.972	15.301
	<i>variazione %</i>	<i>-2,15</i>	<i>27,54</i>
B) Fondi per rischi e oneri			
		1.255	1.059
C) Trattamento fine rapporto di lavoro subordinato			
		11	11
D) Debiti			
- Obbligazioni		8.139	7.930
- Debiti verso banche		1.003	4.190
- Debiti diversi		2.243	2.823
	Totale debiti	11.385	14.943
E) Ratei e risconti			
- Ratei passivi		153	176
- Risconti passivi		9	5
	Totale ratei e risconti	162	181
	TOTALE PASSIVO	12.813	16.194
	<i>variazione %</i>	<i>-20,88</i>	<i>-7,59</i>
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO			
		27.785	31.495
	<i>variazione %</i>	<i>-11,78</i>	<i>6,69</i>
CONTI D'ORDINE			
		25.010	26.039
	<i>variazione %</i>	<i>-3,95</i>	<i>14,94</i>

A) ATTIVO

1. Le **immobilizzazioni** sono complessivamente in lievissimo decremento (euro milioni 367 = -1,83%) e, in disparte i modestissimi valori delle *immateriali*²⁰⁶ e *materiali*²⁰⁷, continuano ad assumere quasi esclusivo rilievo quelle **finanziarie** (v. prospetto n. 37) costituite dalle partecipazioni e, con importo decisamente inferiore, dai crediti:

prospetto n. 37		(in milioni di euro)		
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - ENEL S.p.A.	2005	var. %	2004	
Partecipazioni in:				
- Imprese controllate	15.319	-4,55	16.050	
- Imprese collegate	1.836	91.700,00	2	
- Altre imprese	362	2.029,41	17	
Totale partecipazioni	17.517	9,01	16.069	
Crediti:				
- verso imprese controllate	1.940	-17,55	2.353	
- verso altri	181	-88,55	1.581	
Totale crediti	2.121	-46,09	3.934	
Altri titoli	0	-	0	
Totale immobilizzazioni finanziarie	19.638	-1,82	20.003	

A) In prosecuzione del processo di riorganizzazione e razionalizzazione del Gruppo si decrementano di euro 731milioni le **partecipazioni** nelle società *controllate* valutate in base al costo di acquisto o di sottoscrizione, rettificato per le perdite durevoli di valore salva la facoltà ex art. 2426, comma 2 c.c. di "effettuare rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie". I principali movimenti di dette partecipazioni hanno riguardato:

²⁰⁶ La lieve diminuzione (1 milione di euro) riguarda i "diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno" costituiti dal valore residuo delle licenze d'uso software che Enel S.p.A. ha acquistato nel da Enel.it, società fusa per incorporazione (con efficacia dall'1/1/2005) in Enel Servizi S.r.l. (già Enel Ape S.r.l.) a seguito del processo di razionalizzazione del settore informatico del Gruppo e dalle ulteriori acquisizioni effettuate nel 2005. La voce "migliorie su immobili di terzi" riguarda i lavori di ristrutturazione di alcune aree dell'edificio, condotto in locazione, in cui ha sede ENEL S.p.A. ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione di tale fabbricato, la cui scadenza è stata anticipata al 31 dicembre 2007.

²⁰⁷ Diminuzione connessa agli ammortamenti. Le rivalutazioni ai sensi di legge e le rettifiche ex lege n° 292/1993 riguardano solo i "terreni e fabbricati". L'ammontare delle rivalutazioni al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2004 è pari a 1,7 milioni di euro.

- acquisto per circa 7,8 milioni di euro del 20% del capitale di *Enel.Factor* (detenuto da Meliorbanca) per un valore complessivo di circa 1.414 milioni di euro;
- cessione della partecipazione in *T.e.r.na.* (13,86% e 29,99%²⁰⁸, rispettivamente, nei mesi di aprile e settembre 2005) a fronte del corrispettivo di 1.883 milioni di euro;
- cessione alla "Companie Generale des Eaux S.c.a" dell'intero pacchetto azionario di *Enel.Hydro S.p.A.* nonché del 20% del capitale di *Idrosicilia*²⁰⁹ per un ammontare, rispettivamente, di euro milioni 16,5 e 5,2 ;
- trasferimento ad una società controllata da Weather²¹⁰ della partecipazione (62,75%) che *Enel Investment Holding* deteneva in *Wind* .

Assai netto è l'incremento del valore delle "imprese collegate" (da appena euro milioni 2 a ben 1.836) conseguente alla riclassificazione effettuata mediante la cessione dei pacchetti di maggioranza di *Idrosicilia* e *Wind*; la voce comprende, inoltre, il valore della partecipazione (25,9%) direttamente detenuta nel CESI.

Aumentano le partecipazioni in "altre imprese" che si riferiscono a varie società (Elcogas, Emittente Titoli, T.e.r.na e Weather Investment).

Non figura, invece, il valore a bilancio della statunitense "Echelon Corporation Inc."²¹¹, acquisita nel 2000 e compartecipe del progetto del contatore elettronico, poiché il Consiglio²¹² ha ritenuto opportuno disporre il trasferimento infragruppo alla *Enel Investment Holding BV* della partecipazione - peraltro ridottasi al 7,4% del capitale - per il corrispettivo di 20,8 milioni di euro interamente corrisposti per cassa da *EIH*.

²⁰⁸ Alla Cassa Depositi e Prestiti.

²⁰⁹ Con questa cessione la partecipazione di *ENEL* in *Idrosicilia S.p.A.* è scesa al 40%; ciò non consente più l'iscrizione di *Idrosicilia* tra le società controllate ma nell'ambito delle collegate.

²¹⁰ A seguito della cessione, la partecipazione detenuta direttamente da *ENEL* è stata riclassificata nelle imprese collegate.

²¹¹ Nel 2004 = 16 milioni di euro, allineando il valore alle quotazioni del titolo ed al cambio euro/dollaro.

²¹² Riunione del 20 dicembre 2005.

B) La flessione di euro 1.813 milioni (-46,09%) dei **crediti** è dovuta principalmente alla riduzione ad euro milioni 181 (da 1.581) dei crediti "verso gli altri". In questa voce – tenuto conto del rimborso del deposito in pegno di 1.500 milioni di euro (costituito, nel 2003, nell'ambito del ri-finanziamento di una linea di credito in capo a *Wind*) nonché del credito di 75 milioni di euro vantato da *ENEL S.P.A.* per la vendita della *NewReal* alla "Deutsche Bank" – sono riportati 168 milioni di euro quale deposito offerto per l'acquisto di *Slovenske Electrarne*.

Diminuiscono, altresì, di 413 milioni di euro i crediti "verso le imprese controllate" in particolare, per: a) rimborsi effettuati nel 2005²¹³; b) estinzione del prestito di 168,3 milioni di euro concesso nel 2001 a *Wind*.

2. La contrazione (-29,02%) dell'**attivo circolante** è originata quasi esclusivamente dai **crediti** (complessivamente -3.308 milioni = - 30,62%) che continuano a rappresentare la componente più significativa²¹⁴; nel loro ambito spiccano i "crediti verso imprese controllate"²¹⁵ anch'essi in riduzione (-35,44%) per minori fabbisogni operativi e parziale rimborso dei finanziamenti a breve.

Flettono, inoltre, i crediti verso la "Cassa conguaglio monetario" (da euro 558 a 394 milioni) - per il rimborso dei costi non recuperabili connessi al gas nigeriano - e per "imposte anticipate"²¹⁶.

Aumentano, invece, i crediti "verso imprese collegate"²¹⁷, "verso clienti" (da 158 a 189 milioni) – che si riferiscono a crediti verso l'Acquirente Unico per forniture di energia – quelli "tributari"²¹⁸ (tra cui i crediti IRES derivanti dall'applicazione del consolidato fiscale) e "verso altri".

²¹³ Trattasi di acollo dell'indebitamento finanziario ossia di quote di prestiti obbligazionari alle società del Gruppo con valenza interna.

²¹⁴ Il 95,44% del totale nel 2004 ed il 93,91% nel 2005.

²¹⁵ Specialmente per finanziamenti a breve sul c/c intersocietario (5.189 milioni) alle società del Gruppo (in evidenza *Enel Produzione* ed *Enel Distribuzione*), per "altri rapporti di finanziamento a breve" (*Dalmazia Trieste*), nonché "crediti commerciali" e "crediti altri".

²¹⁶ Decremento legato alla deduzione delle quote delle svalutazioni di partecipazioni operate negli esercizi passati.

²¹⁷ L'importo si riferisce principalmente a crediti per servizi ed attività prestati da *ENEL SPA* a favore di società collegate; l'incremento (12 milioni), rispetto al 2004, è da attribuire essenzialmente alla riclassifica tra le società collegate della partecipata *WIND*.

²¹⁸ Crediti Iva del Gruppo, interessi su imposte, ecc.

Quasi stazionarie e di assai minore consistenza sono le **"attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni"**²¹⁹ nonché le **"disponibilità liquide"**: queste ultime raddoppiano da euro milioni 20 a 47 e sono costituite, in massima parte, da depositi bancari (giacenze liquide connesse alla gestione operativa).

3. Anche i **ratei e risconti (attivi)** nel complesso si riducono (-41,13%): i primi riguardano il riaddebito, a società del Gruppo, degli interessi sui finanziamenti ad esse accollate; i risconti, pressoché stabili, attengono a spese e disagi di emissione su prestiti nonché ad interessi passivi già liquidati.

B) PASSIVO

1. Il **patrimonio netto** si assottiglia di euro milioni 329 per molteplici fattori: il meno consistente risultato economico²²⁰, la distribuzione dei "dividendi", l'allocazione a riserve nonché, come accennato, l'esercizio delle opzioni assegnate con i piani di *stock options* dal 2001 al 2004.

Rispetto ai valori del 2004 restano invariati gli importi della *riserva legale* e della riserva "ex lege n. 292/1993"²²¹ mentre si incrementano di 3.045 milioni di euro gli utili dell'esercizio 2004 portati a nuovo.

In base all' **utile netto di esercizio 2005**, pari ad euro 2.714.880.591,03, l'Assemblea degli azionisti ha deliberato il dividendo per l'intero esercizio 2005 pari a 63 centesimi di euro per azione e la distribuzione di 44 centesimi a titolo di saldo²²² tenuto conto dell'acconto di 19 centesimi già corrisposto.

²¹⁹ Obbligazioni ENEL S.p.A. della "serie speciale riservata al personale" riacquistate dalla Società nell'ambito della movimentazione prevista dal regolamento del prestito.

²²⁰ L'utile netto dell'esercizio si attesta a 2.715 milioni di euro, a fronte di 7.272 milioni di euro del 2004. La differenza tra i due esercizi deriva principalmente dal diverso ammontare delle plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni e dall'effetto, nel 2004, del riconoscimento degli "stranded cost" e del "disinquinamento fiscale".

²²¹ Giova anche menzionare le altre riserve che riguardano i contributi legislativi in c.c., da enti pubblici ed organismi comunitari, per la realizzazione di nuove opere (art. 55 del d.P.R. n. 917/1986) al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione.

²²² La data di stacco cedola è stata fissata per il 19 giugno 2006.

2. I **debiti**, costituenti l'88,85% del totale del passivo, calano di euro milioni 3.558 (-23,81%).

L'evoluzione delle singole componenti si presenta alquanto differente e le più significative variazioni riguardano il modesto incremento di circa 209 milioni (+2,64%) delle "**obbligazioni**" tutte con scadenza tra il 2006 ed il 2031.

Da menzionare la netta riduzione di circa 1.635 milioni (-86,69%) dei "*finanziamenti a medio e lungo termine*" che riflettono esposizioni sia in euro che in valuta e comprendono obbligazioni e finanziamenti bancari, in essere alla fine del 2005, garantiti dallo Stato Italiano.

Al netto delle quote accollate alle società controllate l'indebitamento di *Enel S.p.A.*, al 31 dicembre 2005, ammontava ad euro milioni 6.734 (nel 2004 = 7.923). Alla stessa data il tasso nominale medio di interesse in euro era del 4,12%.

La movimentazione delle obbligazioni e degli altri finanziamenti bancari a medio e lungo termine, nel corso dell'esercizio, è riassunta nel seguente prospetto²²³:

prospetto n. 38 (milioni di euro)

movimentazione obbligazioni e altri finanziamenti bancari a medio e lungo termine	2004	Rimborsi	Accensioni	Differenze di cambio	2005
	Obbligazioni a tasso fisso	5.385,10	864,40	600,00	
Obbligazioni a tasso variabile	2.544,80	23,90	497,00		3.017,90
Finanziamenti bancari a tasso fisso	134,50	41,30		-0,10	93,10
Finanziamenti bancari a tasso fisso	1.751,90	1.694,30	100,00	-	157,60
totale	9.816,30	2.623,90	1.197,00	-0,10	8.389,30

Continua la flessione (1.550 milioni = - 67,30%) dei debiti "*verso banche per finanziamenti a breve termine*"²²⁴ e, per i minori fabbisogni operativi delle società del Gruppo, diminuisce la consistenza di quelli "*verso imprese controllate*" - pari a 1.761 milioni di euro - nel cui ambito si nota la riduzione di

²²³ Rispetto al 31 dicembre 2004 le obbligazioni e i finanziamenti bancari a medio e lungo termine presentano nel complesso un decremento netto di 1.427,0 milioni di euro, determinato da nuove accensioni per 1.197,0 milioni di euro, da rimborsi per 2.623,9 milioni di euro e da differenze nette positive di cambio per 0,1 milioni di euro. I rimborsi effettuati nel corso del 2005 hanno riguardato in massima parte un prestito da 750 milioni di euro emesso da *ENEL S.P.A.* scaduto nel mese di dicembre.

²²⁴ Dalla nota integrativa al bilancio di esercizio 2005 si desume che la flessione è effetto della cessione del 43,85% del capitale di *T.E.R.NA.* e di minori finanziamenti concessi ad *Enel Investment Holding* a seguito della vendita a "*Weather Investments*" del 62,75% del capitale di *WIND.*

euro milioni 746 (-38,00%) del conto corrente intersocietario remunerato ai tassi di mercato.

Non sussistono debiti per imposte sul reddito essendo negativa la base imponibile sia per l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) sia per l'imposta sui redditi d'esercizio (IRES).

Si alleggeriscono, infine, gli importi dei ratei passivi per i minori interessi gravanti sull'indebitamento.

C) CONTI D'ORDINE

L'importo dei conti d'ordine flette di euro milioni 1.028 (-3,95%) e comprende sopra tutto le fidejussioni (euro milioni 10.297) rilasciate a garanzia di imprese controllate ovvero in occasione di cessione a terzi di attività aziendali dell' ENEL.

Figurano impegni sia per acquisti di energia elettrica dall'estero sia per operazioni a copertura dei rischi di cambio e variazione dei tassi d'interesse per indebitamento delle società del Gruppo (nel complesso, 14.714 milioni di euro).

11.4 – IL CONTO ECONOMICO (prospetto n. 39).

È redatto in forma scalare ed espone, quale risultato dell'attività produttiva, le differenze tra il valore ed i costi della produzione.

La riduzione di quasi 527 milioni di euro (-32,63%) del **valore della produzione** sostanzialmente determinata dalla mancanza negli "altri ricavi e proventi" – come nel 2004 - del rimborso dei costi non recuperabili per il gas importato dalla Nigeria nel periodo 2000/3.

L'incremento dei **costi** (+10,38%) è, invece, dovuto sopra tutto alla variazione degli oneri sia "diversi di gestione" sia "per servizi".

In conseguenza di entrambe le suddette variazioni la **differenza tra valore e costi della produzione** diminuisce di euro 627 milioni (-96,17%) ed è solo in parte compensata, ai fini del risultato d'esercizio, dai positivi saldi delle altre componenti del conto economico.

prospetto n. 39 (in euro milioni)

CONTO ECONOMICO - ENEL S.p.A.		2005	2004
A) Valore della produzione			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni		1.062	1.021
- Altri ricavi e proventi		26	594
Totale A		1.088	1.615
B) Costi della produzione			
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		607	579
- Per servizi		196	166
- Per godimento di beni di terzi		14	13
- Per il personale		84	86
- Ammortamenti e svalutazioni		13	5
- Variazione delle rimanenze di materie sussidiarie consumo e merci		-	-
- Accantonamenti vari		67	71
- Oneri diversi di gestione		82	43
Totale B		1.063	963
Differenza tra valore e costi della produzione (A - B)		25	652
C) Proventi ed oneri finanziari			
- Proventi da partecipazioni e altri proventi finanziari		1.977	2.323
- Interessi e altri oneri finanziari		-605	-702
Totale C		1.372	1.621
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie			
Totale D		-168	-2.946
E) Proventi e oneri straordinari			
- Proventi		1.492	8.198
- Oneri		-23	-503
Totale E		1.469	7.695
Risultato prima delle imposte (A - B + C - D + E)		2.698	7.022
Imposte sul reddito dell'esercizio		-17	-250
Utile dell'esercizio		2.715	7.272
variazione %		-62,67	1.097,39

1) Per il **valore della produzione**, nell'ambito dei *ricavi delle vendite e delle prestazioni* spiccano quelli per vendita di energia all' Acquirente Unico il cui lieve aumento di 41 milioni di euro si spiega con la crescita del prezzo medio unitario di vendita, nonostante la invarianza rispetto al 2004 dei volumi di energia importata²²⁵.

2) Tra i **costi della produzione** risaltano quelli sia per l' *acquisto di energia*²²⁶ (che rappresentano circa il 57% del totale e sono in crescita del 4,83% per l'incremento del prezzo unitario medio sia per *servizi* (+18,07%)

²²⁵ La quantità importata è stata di kWh 14.404 milioni (14.434 nel 2004).

²²⁶ Riflettono i prezzi relativi ai contratti pluriennali con fornitori esteri (quali EDF e ATEL) ed includono il costo dell'energia permutata.

riguardanti prevalentemente le prestazioni da terzi (euro milioni 153 = +13,34%)²²⁷ e da società del Gruppo (43 milioni di euro = +38,71%)²²⁸.

Torna a salire (+ 90,70%) anche il modesto importo degli *oneri diversi di gestione*²²⁹: l'incremento di 39 milioni di euro è legato ai maggiori oneri per "certificati verdi" (13 milioni di euro) e all'applicazione della delibera n. 20/04 dell'AEEG con la riduzione dei prezzi dell'energia ceduta ad *Enel Distribuzione* nel mese di marzo 2004 (16 milioni di euro) a seguito della sentenza del Consiglio di Stato.

La flessione di appena 2 milioni (- 2,33%) dei *costi del personale* risente dell'effetto combinato sia della rilevazione (nel 2004) dell'accantonamento per potenziali oneri da corrispondere come integrazione retributiva "*una tantum*", parametrata ai dividendi da dismissione già distribuiti, sia dell'aumento della consistenza media del personale.

3. I proventi ed oneri finanziari diminuiscono complessivamente del 15,36%.

A) I "*proventi da partecipazioni*" calano da euro milioni 1.883 a 1.543. Di questi: 1.536 milioni riguardano i dividendi sul risultato 2004 distribuiti da società controllate tra cui *Enel Produzione* (736 milioni), *Enel Distribuzione* (621 milioni), *Enel Trade* (69 milioni), ecc.; 6 milioni si riferiscono, invece, all'acconto di competenza di *Enel S.p.A.* sul dividendo dell'esercizio 2005 di *T.E.R.NA.* (dell'importo complessivo di 100 milioni).

Gli "*altri proventi finanziari*" diminuiscono di appena 5 milioni (-1,34%) a causa non solo dei minori "interessi su finanziamenti accollati e concessi alle società controllate" (-46 milioni) ma anche della riduzione (-23 milioni) degli

²²⁷ Secondo quanto si apprende dalla nota integrativa al bilancio 2005, le prestazioni rese da terzi aumentano per effetto essenzialmente dei maggiori oneri per vettoriamento dell'energia elettrica come disposto dalla delibera 48/04 (cosiddetta *congestion fee*) nonché da maggiori oneri sostenuti per le operazioni straordinarie su partecipazioni.

²²⁸ In massima parte per prestazioni informatiche e da servizi di edificio prestati da *Enel Servizi* (già *Enel Ape Srl*), nonché per servizi di telecomunicazioni forniti da WIND.

²²⁹ Gli oneri diversi di gestione includono, inoltre, gli emolumenti al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale.

"altri proventi"²³⁰ nonostante l'incremento degli "interessi maturati su rapporti di c/c verso le società controllate" (+41 milioni) e "verso istituti di credito" (+10 milioni).

B) La discreta riduzione (- 13,76%) degli "oneri finanziari" è connessa al minore ricorso all'indebitamento bancario con conseguente diminuzione degli interessi nonché degli altri oneri sui finanziamenti a medio/lungo termine (-57 milioni di euro) solo in parte compensati dalla crescita di appena euro 9 milioni degli oneri sui prestiti obbligazionari per le due nuove emissioni effettuate nel marzo 2005.

Nel corso dell'esercizio si è, inoltre, registrata la riduzione degli oneri finanziari sui rapporti di c/c verso le società controllate (-21 milioni di euro) e sulle coperture di cambio e di tasso (-34 milioni di euro).

Da segnalare, infine, il saldo negativo (4 milioni) della voce "utili e perdite su cambi"²³¹ collegato all'attività di copertura sistematica effettuata da *ENEL S.P.A.*, per conto delle società del Gruppo, mediante operazioni in strumenti finanziari derivati.

4. Le rettifiche di valore di attività finanziarie presentano un nettissimo miglioramento del valore negativo - che da euro milioni 2.946 si assottiglia a 168 milioni (+94,30%) - ed attengono a "svalutazioni di partecipazioni" per il previsto ripianamento dei deficit patrimoniali delle controllate *Enel Investment Holding* (euro 172 milioni), *Enel Hydro* (euro 2 milioni) nonché per il ripristino di valore (5 milioni) riguardante la partecipazione nella società *Echelon*.

5. I movimenti delle partite straordinarie espongono saldo positivo ma ridotto sensibilmente (- 80,91%) rispetto al 2004.

Nei proventi (- 72,91%) figurano plusvalenze di euro milioni 1.488 milioni - realizzate dalle cessioni sia di *T.E.R.NA* sia di *Idrosicilia* - nonché talune sopravvenienze attive.

²³⁰ Derivante dal rimborso del credito per deposito "di pegno" di 1.500 milioni di euro vantato da *ENEL S.P.A.* nei confronti di un primario istituto finanziatore.

²³¹ Nel 2004 figura il saldo positivo di 600 mila euro.

Gli *oneri* straordinari, anch'essi in rilevante diminuzione (-95,43%), includono: minusvalenze e sopravvenienze passive di varia natura (euro milioni 4,7), minusvalenze da partecipazioni (euro 2 milioni), oneri per esodo incentivante del personale (euro 11 milioni) ed oneri per la cessione (euro 7 milioni) delle azioni di T.E.R.NA oltre l'accantonamento della "*bonus share*".

6. Si riducono, da ultimo, di 234 milioni di euro le **imposte sul reddito dell'esercizio** comprendenti imposte anticipate e differite ed imposte correnti IRES.

Sul risultato finale influisce la perdita fiscale prodotta dalle variazioni derivanti dai dividendi incassati e dalle plusvalenze esenti rilevate sulle partecipazioni.

Il valore della produzione netta ai fini IRAP è negativo.

12. – CONCLUSIONI

1. E' preliminarmente da rilevare che nell'esercizio in esame (ma il discorso vale fino a data corrente) - con gli episodi significativi sia della vendita di *T.E.R.NA.* che, ormai definitiva, di *WIND* (e relativo consolidamento delle partecipazioni) sia dell'acquisto del 66% del capitale di "*Slovenske Elektrarne*" nonché, recentemente, di *Electrica Muntenia Sud*, con la completa dismissione del settore idrico e con quelle ulteriori del patrimonio immobiliare, con l'ingresso nel mercato francese conseguente all'accordo con *E.D.F.*, con l'inizio dal 1° gennaio 2005 della "domanda attiva" - è proseguito il perfezionamento del programma dell'*ENEL S.P.A.*, in Italia ed all'estero, di concentrare le attività del Gruppo sull'elettricità ed il gas, tipiche del *core business*, senza rinunciare ad eventuali opportunità di crescita coerenti con le linee strategiche intraprese purché in grado di migliorare i risultati col massimizzare i profitti, ridurre i costi e mantenere inalterata la politica dei dividendi.

2. Può dirsi che oggi *ENEL* - il cui 67,9% del capitale sociale è detenuto da oltre 2,2 milioni di azionisti (tra piccoli risparmiatori, fondi di investimento ed investitori istituzionali italiani ed esteri) - rappresenta uno dei *leaders* mondiali dell'**elettricità** essendo un operatore energetico che all'estero ha oltre tre milioni di clienti (circa il doppio, rispetto a quelli ceduti in Italia alle ex municipalizzate per favorire la liberalizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica) e 11 GW di capacità installata in 13 Paesi.

In questo settore, la Società svolge la propria attività in un mercato:

- in profonda trasformazione nei suoi assetti competitivi, considerata la progressiva apertura iniziata nel 1999 con la liberalizzazione dei clienti c.d. energivori, proseguita con la possibilità concessa a circa sette milioni di possessori di "partita Iva" di scegliere il proprio fornitore di fiducia e prossima al completamento nel luglio del 2007 col mercato libero per i 30 milioni di clienti domestici. Giova ricordare che, per favorire il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano, *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 come *Endesa*, *Electrabel*, *EdF* e diverse reti di distribuzione;

- in forte evoluzione, come dimostra il crescente aumento dei *competitors* (secondo l'AEEG sarebbero 135 i produttori e 400 i distributori/grossisti);

- non più nazionale ma 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.

Non va, però, dimenticato che *ENEL* ha caratteristiche peculiari in quanto, per produrre e distribuire l'elettricità, gestisce numerose centrali nonché oltre 1 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.

3. Nel settore del **gas** naturale la Società cresce più della concorrenza, sia per clientela che per volume di produzione, e rappresenta il secondo operatore nazionale (con oltre 2,2 milioni di clienti) in un mercato che ha anticipato le tappe della liberalizzazione atteso che già dal 1° gennaio 2003 i clienti domestici possono scegliere il loro operatore.

La domanda di gas continua ad aumentare spinta, in particolare, dal termoelettrico ma la disponibilità di fonti di approvvigionamento è limitata e lo scorso inverno ha presentato aspetti problematici, con la crisi Mosca/Ucraina, quando si è dovuto far ricorso alle riserve strategiche. Ad evitare il rischio di un "black-out del gas", l'Enel è impegnata a diminuire, in qualche modo, il costo ed il rischio dell'import mediante il potenziamento del mercato del GNL con la costruzione di più gassificatori in Italia.

4. Particolarmente rilevante e significativa e con interessanti prospettive per il futuro è, inoltre, persistente e/o maggiore la **presenza** nell'ambito **internazionale** verso cui, sempre più, va indirizzandosi la strategia di espansione della *Corporate* nella generazione e distribuzione di elettricità specie nei Paesi europei già avanti nel settore (es. Spagna e Francia) oppure con prospettive di sviluppo offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione. Si segnalano, negli ultimi tempi, le acquisizioni: in Bulgaria, della centrale di Maritza III, la più importante del paese; in Slovacchia, del 66% di *Slovenske Elektrarne*, società leader nella produzione di energia elettrica con l'83% del mercato nazionale; in Romania, del 67,5% del capitale di "Electrica Muntenia

Sud" (EMS), nella regione di Bucarest e limitrofe; in Brasile, dove nel giugno 2006 sono stati acquistati 22 impianti di generazione idroelettrica; a Panama - nell'ambito del più vasto mercato elettrico Centro Americano, dove è già presente - con l'acquisto della quota del 24,51% nell'impianto di generazione idroelettrica da 300 MW denominato "Fortuna"; in Francia (in disparte quanto detto al par. 2.4), con l'acquisizione della soc. "Erelis" che sviluppa iniziative nel settore eolico. Non mancano, altresì, significative presenze sia in Russia - dove ENEL gestisce una centrale a ciclo combinato da 450 Megawatt che serve San Pietroburgo e partecipa alla principale società di *trading* elettrico - sia in altri Paesi quali: Nord America, Cile, Colombia, Polonia (con l'apertura di "representative office"), ecc.

5. Si tratta di importanti risultati che, unitamente alla prospettiva di dividendi per gli azionisti, costituiscono un insieme di valori da preservare nel tempo, in termini di credibilità e di affidabilità, così come la crescita della dimensione dell'ENEL S.p.A. 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.

In ragione di quanto detto, sembra da apprezzare la politica di crescita dell'ENEL S.p.A. sostanzialmente tendente a spostare il baricentro sui mercati internazionali, per passare da *player* domestico a leader europeo dell'energia (piano industriale 2006/10), senza trascurare la difesa dei margini esistenti sul mercato nazionale.

Assume, perciò, rilevanza primaria la destinazione dei futuri investimenti non solo con selezionata acquisizione di *asset* all'estero - per accrescere la capacità produttiva della Società con benefici 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) che potrebbe influire positivamente anche sull'andamento del titolo in Borsa, con ricaduta sulle pubbliche finanze considerata la quota posseduta dall'azionista di maggioranza.

Oltre a questi obiettivi fondamentali, ritiene la Corte che non dovrebbero essere trascurati altri fini 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.

6. Dalla *"Relazione generale sulla situazione economica del Paese"*, consegnata dal Ministro dell'economia e delle Finanze al Parlamento, nel giugno 2006, si desume che il fabbisogno energetico lordo italiano nel 2005 è stato di 198,74 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (+1,0%) con maggior peso della quota di gas naturale (dal 33,8 al 35,8%) e dell'importazione netta di energia elettrica (dal 5,1% al 5,4%); in calo, invece, la quota delle fonti rinnovabili (da 7,7 a 7,0%) mentre si è incrementata dello 0,7% la importazione netta di fonti energetiche. I risvolti economici negativi di questa elevata dipendenza strutturale da fonti importate si traducono in un elevato peso della fattura energetica nazionale. Non va dimenticato che il nostro è un Paese con crescenti consumi, sempre più a gas, sempre più dipendente dall'estero per gli approvvigionamenti energetici, in svantaggio sia per l'uso delle fonti rinnovabili sia nel settore della ricerca scientifica e tecnologica (come, peraltro, si arguisce dal *"Rapporto energia e ambiente"* dell'ENEA presentato a Roma il 2 febbraio 2006); è prevedibile, perciò, l'incremento del mercato del gas naturale connesso anche alla sostituzione delle obsolete centrali termoelettriche ad olio combustibile con nuove e più efficienti centrali a turbogas.

Considerata la scarsità di risorse energetiche in Italia e la dipendenza dall'estero occorre, dunque, ad avviso della Corte, sviluppare e perseguire 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, integrazione delle politiche di energia e sviluppo, interventi di carattere intersettoriale, ricerca e sviluppo, problematiche fiscali, internazionalizzazione delle imprese, 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. Il quadro delineato suggerisce, comunque, di puntare maggiormente su fonti alternative e di investire di più, sopra tutto, sulle fonti rinnovabili.

7. Tra le **vicende**, sul piano nazionale ed internazionale, riguardanti il periodo in esame (v. par. 2) - in disparte la crisi dell' inverno 2005/6 tra Russia ed Ucraina (e, poi, anche tra Russia e Moldova), con notevole riduzione della fornitura di gas - particolare menzione meritano:

- il collocamento, conclusosi il 7 luglio 2005, di 575 milioni di azioni (IV tranche);
- l'avvio dei contratti di energia con la soc. francese *E.d.F.* e la possibilità di disporre, dal 1° gennaio 2006, di una capacità di 300 MW;
- l'acquisto della quota residua della centrale a lignite di Maritza East III (in Bulgaria) e le acquisizioni di *Electrica Muntenia Sud* (EMS), in Romania, nonché di *Slovenske Electrarne* (in Slovacchia);
- gli investimenti nel settore del gas e l'acquisizione di società con più di 20 mila clienti oltre alle negoziazioni preliminari con la *holding* cinese "Beijing Capital Group" (BCG), per un possibile ingresso dell' *ENEL* nel capitale di detta società;
- l'istituzione della "Divisione internazionale", nel novembre 2005;
- la prosecuzione del progetto "Overhead" - di riorganizzazione e razionalizzazione delle società operanti nell'Area Servizi - concernente l'accentramento del governo delle attività di supporto in unico veicolo societario;
- le iniziative finalizzate a svalutare alcune partecipazioni ancora in portafoglio ed a far dimettere i consiglieri di nomina *ENEL S.P.A.* dai consigli di amministrazione di quelle società verso cui non persiste alcun interesse alla gestione e/o al controllo;

- il riordino delle società finanziarie estere mediante l'eliminazione di veicoli societari, ormai, privi di scopo o di utilità specifica (con la fusione e la liquidazione di alcune società) e l'acquisizione, da parte della Società, di alcune partecipazioni.

Da rammentare, infine, l'approntamento di un piano di sviluppo delle competenze nucleari (luglio 2005), la cessione della rete elettrica (oltre 3.700 km) riguardante 18 Comuni della provincia di Modena ed il protocollo di intesa tra ENEL ed ANCI (dicembre 2005) volto a potenziare l'uso delle fonti rinnovabili.

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 alacramente e con tempestività come è agevole intuire dalle 21 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.

Prosegue il **piano di riconversione a carbone pulito** di talune centrali, deliberato nel 2004, con cui si intende, tra l'altro, accrescere la capacità competitiva del Paese sì da produrre energia in modo più efficiente e più economico atteso che, oggi, poco meno di 2/3 circa di essa si ottiene dal petrolio (in Germania, appena il 10%). La validità di questa scelta strategica appare determinante per la ripresa delle attività industriali e per favorire la presumibile riduzione dei costi del 20% atteso che, a causa dell'utilizzo di combustibili dispendiosi, il costo dell'energia elettrica italiana è tra i più cari d'Europa - circa il 50% in più per l'elettricità e il 20% in più per il gas - e riguarda, sopra tutto, i clienti industriali: un Kwh di elettricità viene pagato circa 20 centesimi di euro, rispetto agli 8 corrisposti dai greci, i 13 degli austriaci, i 17 dei polacchi, ecc..

Per l'impianto di **Torre Valdaliga Nord** (Civitavecchia) l'avanzamento del progetto, dell'importo complessivo di oltre 1,2 miliardi di euro, supera attualmente il 25%: si prevede il completamento dei lavori entro il 2010.

A dicembre 2005, invece, apposita convenzione con la Regione Veneto, sotto forma di protocollo di intesa, ha riguardato la nuova configurazione - da quattro a tre sezioni - dell'impianto di **Porto Tolle** (Rovigo) il cui rendimento

elettrico dovrebbe aumentare dal 38% al 45%: rispetto all'investimento iniziale, stimato in 1,915 miliardi di euro, il costo complessivo di detta conversione dovrebbe scendere a 1,629 miliardi.

Oltre quanto finora esposto, meritano di essere ricordati gli **investimenti**, con previsione di spesa nei prossimi 4 anni di circa 15 miliardi di euro, destinati ad opere che dovrebbero consentire una sempre maggiore efficienza per il sistema e, quindi, una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica: sono, infatti, previsti nuovi impianti da realizzare sia ad idrogeno (a Fusine, nel Veneto) sia eolici sia solari termodinamici (a Priolo, in Sicilia) nonché geotermici anche per rendere compatibili i livelli di emissione col protocollo di Kyoto.

* * *

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.

Come per il passato non mancano, tuttavia, talune riserve e criticità (es. posizione dominante, indagini, istruttorie, messe in mora, ecc.) (v. par. 2) che, ribadisce la Corte, devono indurre l'*ENEL* a maggiore attenzione nonché più equilibrata presenza sul mercato nazionale rafforzandosi, sopra tutto, sul piano competitivo internazionale in virtù della lunga esperienza acquisita specialmente nel settore elettrico.

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**, 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, dunque, ancora caratterizzato da più ampia ed effettiva concorrenza tale da consentire il ribasso dei prezzi nonostante bisogna

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 - rimpiazzando vecchi 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, ai fini di concorrenza, l'accesso al mercato libero.

10. Dalle **risultanze generali** del **Gruppo** riclassificate (prospetto n. 14) e dal raffronto dei dati del biennio 2004/2005 (secondo i principi contabili internazionali IAS/IFRS) riportati nel bilancio consolidato si desume, nell'esercizio **2005**, una situazione disomogenea per i dati economici: il panorama è, infatti, caratterizzato dall'incremento dei ricavi (+3.048 milioni di euro) ma, ancor più, dei costi operativi (+3.374 milioni), con conseguente diminuzione (-326 milioni) del MOL (*ebitda*) e del risultato operativo (*ebit*) (-332). L'utile d'esercizio del *Gruppo* e di terzi aumenta, comunque, di euro 1.385 milioni - alimentato da plus valore per cessione di alcune attività - mentre si riducono sia le attività (-14.876 milioni) che le passività (-15.226 milioni) patrimoniali. In lievissimo rialzo, invece, il patrimonio netto complessivo del Gruppo e di Terzi (+350 milioni). Valori positivi apprezzabili sono, inoltre, rappresentati dalla riduzione della voci relative all'indebitamento a breve e a lungo termine.

Nonostante il brusco incremento del prezzo medio del "greggio Brent" (da 38,2 a 54,4 dollari al barile) e dell'olio combustibile BTZ (da 182 a 272 dollari), solo in parte compensato dalla riduzione del prezzo medio del carbone, i dati dei **primi nove mesi 2006** (tenuto conto anche della relazione concernente il terzo trimestre, approvata dal C.d.A. il 9 novembre 2006) registrano risultanze positive e in crescita, ancorché con percentuali tra loro variabili (v. par. 10.2).

In ragione dei buoni risultati conseguiti, l'Assemblea degli azionisti - tenutasi il 26 maggio 2006 - ha approvato il **dividendo ordinario** dell'esercizio **2005** nell'importo lordo complessivo di euro 0,63 (0,19 dato in acconto a novembre 2005 + 0,44 a saldo) per ognuna delle azioni ordinarie in circolazione alla data di "stacco cedola" (19 giugno 2006); un risultato apprezzabile se si considera che nel 2000 il dividendo fu di euro 0,24 per azione salito a 0,26 nel 2001 e, poi, a 0,36 nel triennio successivo. Il Consiglio di Amministrazione ha dato atto, in proposito, che il dividendo è riferibile al risultato solo della gestione ordinaria e, pertanto, non dà luogo al riconoscimento di alcun *bonus* correlato a dividendi da dismissioni di *asset*.

Per il **2006** il Consiglio, tenuto conto dell'andamento economico e della situazione finanziaria della Società e del Gruppo nel 1° semestre dell'esercizio, ha deliberato la distribuzione di un *acconto* di 0,20 centesimi di euro per azione, con stacco cedola il 20 novembre 2006.

La politica dei dividendi, anche semestrali, costituisce fattore di attrazione per i risparmiatori interessati verso il titolo il cui rendimento continua ad essere superiore al *Mibtel*.

11. Dai dati di **sintesi** dell'**ENEL S.p.A.** per il **2005** (prospetto n. 31) si traggono risultati complessivi meno favorevoli - rispetto sia al 2004 sia se rapportati al *Gruppo* - in quanto caratterizzati:

- a) dalla contrazione di numerose componenti: ricavi, MOL, risultato operativo, utile d'esercizio, attività patrimoniali, patrimonio netto, capitale circolante netto e crediti (delle immobilizzazioni finanziarie e del circolante);

b) dall'incremento di: costi operativi, capitale netto investito, prestiti obbligazionari e disponibilità liquide.

Queste risultanze sono, in parte, bilanciate dalla diminuzione con percentuali differenti delle passività patrimoniali, dell'indebitamento (a breve e medio/lungo periodo), delle immobilizzazioni finanziarie nonché della consistenza e relativi costi del personale.

È da evidenziare, tuttavia, che nel 2004 – per l'applicazione delle vigenti nuove disposizioni di diritto tributario e societario²³² - *Enel S.p.A.* aveva risentito dell'effetto positivo del c.d. "disinquinamento fiscale" di ben euro 2.241 milioni, riportato tra le componenti straordinarie di reddito.

La **gestione economica** espone generale peggioramento dei diversi risultati tra cui, in particolare, l'utile netto di esercizio ;la riduzione di circa 527 milioni di euro (-32,63%) del *valore della produzione* è quasi esclusivamente determinata dalla mancanza negli "altri ricavi e proventi" – come nel 2004 - del rimborso dei costi non recuperabili per il gas importato dalla Nigeria nel periodo 2000/3.

La principale voce della **gestione finanziaria** è costituita dal *cash-flow* della gestione corrente in calo (- 587 milioni di euro); la liquidità in attività di investimento si presenta con segno negativo se confrontato al 2004 quando si erano verificate più numerose e consistenti dismissioni; quella in attività di finanziamento si riduce abbondantemente avendo, nel complesso, richiesto l'impiego di minori risorse. Restano consistenti gli esborsi sia per il pagamento dei dividendi (3.383 milioni di euro) sia per il volume dell'indebitamento verso terzi.

I suddetti flussi finanziari hanno, complessivamente, determinato nel periodo un positivo *cash-flow* di euro milioni 26 e le disponibilità liquide finali sono cresciute da 20 milioni a 46 milioni di euro.

Si incrementa di euro 1.572 milioni **l'indebitamento finanziario netto complessivo** sia per l'aumento dell'indebitamento a medio/lungo termine sia per il peggioramento della posizione finanziaria netta a breve.

Le **immobilizzazioni** sono complessivamente in lievissimo decremento e continuano ad assumere quasi esclusivo rilievo quelle finanziarie costituite dalle partecipazioni e, con importo decisamente inferiore, dai crediti.

²³² Il d. lgs n. 6/2003 – e successive disposizioni - ha apportato modifiche e integrazioni alla previgente normativa tra cui l'eliminazione delle interferenze fiscali.

12. Nel rinviare a tutte le considerazioni finora svolte, la Corte richiama l'attenzione su taluni profili di criticità tra cui la prospettiva di crescita dei "costi medi totali" del personale, legata alla dinamica salariale ed alle difficoltà di incisivi ridimensionamenti - che richiede da parte del Consiglio attenta valutazione delle soluzioni eventualmente adottabili avuto riguardo al rapporto costi/benefici - e la sempre attuale necessità che venga realizzata stretta interrelazione tra i coesenziali 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. A tal fine sembra opportuno che, se indispensabile, siano apportati gli eventuali correttivi in fase di esecuzione del piano non solo per impedire che detto strumento possa ricevere una applicazione distorta o, comunque, non coerente con gli obiettivi prefissati ma anche ad evitare negative reazioni del mercato e/o della pubblica opinione.

E' da ribadire, inoltre, l'esigenza di definire, in modo obiettivo e prioritario, i criteri in base ai quali - oltre a quanto previsto nel trattamento ordinario (fisso e variabile) - si attribuiscono eventuali ed ulteriori gratificazioni economiche ai soggetti che operano per la Società²³³: ciò allo scopo di individuare esattamente le attività remunerate in via ordinaria e quelle, invece, di diversa natura, compensate con *bonus* e di eludere comprensibili danni all'immagine della Società; sulla questione si richiama l'attenzione del Collegio Sindacale tenuto ad esprimere il proprio parere.

Sempre in un'ottica complessiva restano 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 soddisfazione del cliente; la valorizzazione delle risorse e delle capacità interne ad essa.

²³³ Si fa riferimento al *bonus* deliberato dal Consiglio nella misura di euro 500 mila in favore dell'Amministratore Delegato e di euro 200 mila in favore del Presidente per il buon esito dell'operazione "Slovenske Elektrarne".

Infine, non va trascurata l'ulteriore riduzione, laddove possibile, della spesa per consulenze, senza rischi di pregiudizio per l'efficienza operativa e per i risultati conseguibili: circostanza che consentirebbe di valorizzare meglio le professionalità interne e di limitare le richieste dei pareri, studi, consulenze, ecc. ai casi di stretta necessità ampliando la scelta ad una più vasta gamma di esperti per evitare la cristallizzazione di alcuni rapporti. In argomento, quanto agli incarichi aggiuntivi affidati alla società di revisione e di certificazione dei bilanci, richiama l'attenzione sulle limitazioni introdotte dalla legge n. 262 del 2005 (v. par. 7).

Per i profili più strettamente gestionali e di bilancio, la Corte rileva ancora che non è possibile quantificare, neppure in via approssimativa, gli effetti finanziari conseguenti all'esito sfavorevole di talune componenti del contenzioso: suggerisce, comunque, la massima attenzione circa la costante adeguatezza dell'importo in bilancio nel l'apposito "fondo contenzioso legale" - nella specie di euro 341.000.000 (peraltro, inferiore ai 382 milioni del 2004) - aggiornando tempestivamente detto "fondo" in base all'evoluzione delle numerose controversie in atto.

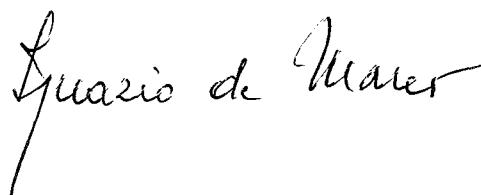
Ciò premesso, ritiene utile che tutti gli "attori" del sistema energetico nazionale si adoperino a cooperare proficuamente sia per tracciare fondate ed attendibili previsioni circa i fabbisogni energetici del nostro Paese, nel breve e medio periodo, sia per apprestare i dovuti rimedi nonché adottare tutte 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. In questa prospettiva appare essenziale la stretta finalità degli investimenti all'aumento della 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 - 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.

In conclusione, la Corte non si discosta dal giudizio sostanzialmente positivo già espresso nei precedenti referti avendo la Società continuato a perseguire 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.

Di particolare rilevanza è il crescente sviluppo in campo internazionale - come dimostrano le recenti acquisizioni - operando in un mercato, quale l'Europa centro/orientale, dove si registrano i maggiori tassi di crescita del continente: vanno, infatti, rammentate le operazioni in tal senso (v. il paragrafo 2) connesse alla sempre più accentuata focalizzazione dell'attività sul *core business*.

In Italia, invece, l'ENEL ha in corso di attuazione il passaggio alla completa liberalizzazione del mercato elettrico sia mediante diversificate offerte (di elettricità e gas) sia mediante azioni di efficientamento rivolte a sfruttare le sinergie nei detti settori. Proseguono, inoltre, l'ottimizzazione dell'approvvigionamento di combustibili, il miglioramento dell'efficienza operativa degli impianti, la trasformazione del parco mediante il completamento delle conversioni in cicli combinati e a carbone e non mancano, da ultimo, programmi di efficienza ed azioni di contenimento dei costi nei diversi segmenti di attività: per questo profilo sono da apprezzare gli investimenti per lo sviluppo di fonti alternative, le prospettive di sviluppo desumibili dai piani industriali, l'aggiornamento della struttura organizzativa sia per le aree che per le funzioni, la progressiva riduzione del personale, la politica dei dividendi, l'attenta gestione delle emissioni obbligazionarie.



ENEL S.p.A

ESERCIZIO 2005

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

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,

il 2005 è stato per la nostra società un anno di impegno e di lavoro straordinario. Abbiamo completato la cessione del controllo di Wind, di Terna e di altre attività minori, in linea con la strategia di focalizzazione di Enel nell'energia elettrica e nel gas. Abbiamo proseguito la strategia di crescita internazionale consolidando le nostre posizioni sui mercati europei. Abbiamo raggiunto e superato tutti gli obiettivi operativi che ci eravamo prefissati.

Agli azionisti consegniamo per il 2005 un EBITDA in crescita del 10,6% rispetto all'anno precedente (al netto degli *stranded cost* riconosciuti nel corso del 2004) e un utile netto del Gruppo in crescita del 48%. Grazie a questi risultati, siamo in grado di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 44 centesimi, tutti derivanti dalla gestione "ordinaria", con una crescita del 22% rispetto all'anno precedente. Se aggiungiamo a questo dividendo i 19 centesimi di euro pagati come acconto sul risultato 2005 nello scorso mese di novembre, derivanti dalla plusvalenza relativa alla cessione delle quote residue di Terna, otteniamo per l'azionista che ha aderito all'offerta di "Enel 4" un rendimento rispetto al prezzo di collocamento di circa il 9%.

La fiducia e l'apprezzamento del mercato per la strategia condotta in questi anni dalla nostra azienda sono stati confermati dal successo dell'operazione "Enel 4", il collocamento del 9,4% del capitale

che il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha completato lo scorso luglio.

Completata la fase di focalizzazione sull'energia elettrica e sul gas, si tratta ora di proseguire il cammino avviato lungo le direttrici dell'efficienza e della crescita in Italia e all'estero, per consentire a Enel di rivestire un ruolo di primo piano sul mercato europeo dell'energia.

Abbiamo le risorse umane, tecniche e finanziarie per conseguire questo obiettivo. Dal punto di vista organizzativo ci siamo dotati di una nuova struttura, che vede tre Divisioni (Generazione ed Energy Management, Infrastrutture e Reti, Mercato) focalizzate sul mercato italiano, cui si aggiunge una Divisione Internazionale chiamata a gestire e sviluppare la nostra presenza all'estero. Con l'impegno quotidiano e il contributo determinante in termini di idee e di progetti fornito dalle migliaia di persone che lavorano in Enel, puntiamo a essere il più efficiente produttore e distributore di energia elettrica e gas in Italia, consolidando così un modello di eccellenza da esportare negli altri Paesi in cui siamo e saremo presenti. Una eccellenza che abbiamo già raggiunto nell'ambito della responsabilità sociale d'impresa, dove l'adozione delle migliori pratiche internazionali in materia di trasparenza e di *corporate governance* e le politiche di rispetto dell'ambiente consentono a Enel di essere ammessa ai più selettivi indici etici mondiali come il FTSE4Good e il Dow Jones Sustainability Index.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nel 2005 Enel ha prodotto in Italia 112 TWh (-11% rispetto al 2004). Tale riduzione dei volumi è essenzialmente attribuibile all'andamento delle condizioni di idraulicità meno favorevoli rispetto al 2004, nonché all'aumento delle importazioni e della produzione di terzi che hanno coperto la maggiore richiesta di energia sulla rete italiana.

Il mix di produzione nel 2005 ha evidenziato inoltre un'ulteriore riduzione percentuale della produzione a olio e gas tradizionale a favore della quota percentuale di carbone e gas CCGT. Per quanto riguarda il futuro, i nostri obiettivi sono il mantenimento della *leadership* di costo di generazione e il raggiungimento dell'eccellenza nella gestione degli impianti. Stiamo proseguendo il nostro programma di investimenti, che consiste nella trasformazione di alcune vecchie centrali a olio combustibile in nuovi e più efficienti impianti, utilizzando la tecnologia del ciclo combinato a gas (con 10 impianti già entrati in esercizio e altri 2 in costruzione) e le nuove tecnologie applicabili nella produzione da carbone, con un progetto già avviato a Civitavecchia e uno in via di approvazione a Porto Tolle. A questo vanno aggiunti gli investimenti in fonti rinnovabili, in particolare nuovi impianti geotermici ed eolici e potenziamenti di impianti idroelettrici. Nel corso del 2005 sono entrati in esercizio 112 MW aggiuntivi e circa 1,3 miliardi di euro di nuovi investimenti di sviluppo e mantenimento sono previsti nell'arco di piano, con l'obiettivo di produrre con fonti rinnovabili almeno il 30% della nostra energia. Grazie a questo programma, che ci condurrà a un mix di combustibili più equilibrato e a una maggiore efficienza degli impianti, possiamo conseguire insieme due obiettivi prioritari: abbassare i costi dell'energia elettrica prodotta in Italia e allo stesso tempo ridurre le emissioni specifiche dei nostri impianti.

Dal punto di vista dell'efficienza stiamo proseguendo i nostri programmi di miglioramento nella gestione degli impianti. I progetti prevedono il coinvolgimento attivo e la mobilitazione delle nostre risorse, in una logica di qualità totale, e sono focalizzati sull'efficienza operativa e la sicurezza. Ci attendiamo ulteriori risultati in termini di riduzione dei costi di *Operation and Maintenance* (-24% negli ultimi 3 anni, con un *target* di -4% al 2007), di maggiore disponibilità e flessibilità di gestione degli impianti, di ottimizzazione del portafoglio di vendita e di minimizzazione del costo di approvvigionamento dei combustibili.

Divisione Infrastrutture e Reti

Per quanto riguarda la distribuzione di elettricità e di gas, nel corso del 2005 abbiamo ottenuto risultati significativi malgrado la riduzione delle tariffe introdotta dal nuovo ciclo tariffario in vigore dal 2004 e valido fino a tutto il 2007. Oltre ai continui miglioramenti nella qualità della distribuzione di elettricità, riconosciuti e premiati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (circa il 50% di riduzione delle interruzioni rispetto al 2001), la Divisione Infrastrutture e Reti ha sviluppato e condotto programmi di efficienza che si sono tradotti in miglioramenti dei risultati economici. È in via di completamento il progetto di sostituzione dei vecchi contatori con i nuovi contatori digitali, che si concluderà nel corso

del prossimo anno con oltre 30 milioni di contatori installati. Con questo investimento, uno dei più grandi realizzati nel Paese negli ultimi anni e il più grande progetto di questo genere nel mondo, conseguiamo importanti risparmi nella gestione dei clienti. Più in generale il programma di riduzione del *cash cost* per cliente (il parametro che misura i costi operativi e gli investimenti sulla rete per singolo cliente) prosegue con circa un anno di anticipo rispetto agli obiettivi comunicati: questo risultato ci ha permesso di conseguire nel 2005 un risparmio annuo di circa 1 miliardo di euro rispetto a quanto veniva speso nel 2002 e, in particolare sul lato dei costi, abbiamo ancora margini e individuato obiettivi significativi di miglioramento. Anche per quanto riguarda la rete gas, grazie alla crescente integrazione con la gestione delle reti elettriche, ci attendiamo importanti miglioramenti nella gestione.

Divisione Mercato La Divisione Mercato ha avviato importanti e innovative azioni commerciali a beneficio dei nostri clienti, preparandosi così ad affrontare la piena apertura del mercato prevista per il 2007. Per quanto riguarda i clienti industriali, vorrei ricordare il successo dell'operazione "prezzo sicuro", una nuova offerta rivolta ai grandi clienti che permette di 'sterilizzare' il costo dell'energia rispetto all'andamento del costo dei combustibili. Abbiamo inoltre avviato nel corso del 2005 un'offerta combinata di elettricità e gas, rivolta ai clienti idonei di alcune città pilota, che intendiamo sviluppare ulteriormente nel corso dei prossimi mesi. La possibilità di lettura in tempo reale del contatore, offerta dal contatore digitale, ci ha consentito di lanciare nel corso dell'anno nuove offerte su misura, che permettono significativi risparmi ai clienti che concentrano i propri consumi in determinate fasce orarie del giorno e della settimana. A tutti i consumatori italiani abbiamo infine rivolto una specifica campagna promozionale sui temi del risparmio energetico, che rappresenta il miglior contributo all'efficienza complessiva del sistema.

Vogliamo operare attivamente per favorire l'apertura del mercato elettrico, con l'obiettivo di raggiungere una quota di mercato del 30% e di servire 12 milioni di clienti liberi al 2010.

Sul fronte della crescita nel settore del gas, nel corso del 2005 abbiamo consolidato il nostro ruolo di secondo operatore nella distribuzione di gas nel Paese, superando i 2,1 milioni di clienti serviti.

Divisione Internazionale

Nel corso del 2005 Enel ha sviluppato il proprio posizionamento internazionale, raggiungendo una potenza installata di circa 3.800 MW, superando i 13.000 GWh di energia prodotta e i 2 milioni di clienti serviti. In particolare, il 2005 ha visto sviluppi significativi nell'Europa Centro-Orientale, attraverso l'acquisizione di due reti di distribuzione in Romania e la prossima acquisizione del 66% di Slovenské Elektrárne, il principale generatore di energia elettrica slovacco. Particolare attenzione viene rivolta alle opportunità che potranno presentarsi sul mercato russo: oltre a gestire una centrale a ciclo combinato a San Pietroburgo, Enel ha siglato un'intesa per l'ingresso nel capitale di RusEnergosbyt, una delle principali società di *trading* di energia elettrica del Paese. Enel sta consolidando inoltre la

propria presenza in Spagna, dove Enel Viesgo ha avviato un programma di oltre 1,3 miliardi di euro di investimenti per rinnovare il proprio parco di generazione, e in Francia, dove grazie a un accordo finalizzato con EdF avremo la possibilità di disporre di una capacità equivalente fino a 1.200 MW e l'opportunità di sviluppare, insieme a EdF, un investimento nel nucleare di nuova generazione EPR. Le fonti rinnovabili costituiscono, anche all'estero, un obiettivo prioritario di crescita per Enel. Con una capacità installata di oltre 1.600 MW, che si aggiunge agli oltre 15.000 MW di impianti da fonte rinnovabile in Italia, Enel si conferma uno dei principali operatori del settore a livello mondiale, e nuove iniziative sono previste in Nord, Centro e Sud America, oltre che in Slovacchia e in Spagna.

Previsioni

I risultati conseguiti nel 2005 confermano una redditività in crescita rispetto al 2004, grazie anche al contributo delle attività internazionali.

I programmi di efficienza e le azioni di contenimento dei costi avviati nei diversi segmenti di attività e la crescita internazionale continueranno a produrre effetti positivi anche nel 2006, i cui risultati sono attesi in crescita, così come in crescita sono previsti gli investimenti della nostra società in Italia e all'estero.

L'Amministratore Delegato

Fulvio Conti



Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA, riunitasi in Roma il 26 maggio 2006 presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, in sede ordinaria (seconda convocazione) ha:

1. approvato il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2005; prendendo atto altresì dei risultati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, parimenti riferito al 31 dicembre 2005, che si è chiuso con un utile netto di 3.895 milioni di euro;
2. deliberato, in materia di destinazione dell'utile di esercizio e di distribuzione di riserve disponibili:
 - > per quanto concerne l'utile netto dell'esercizio 2005 di Enel SpA, pari a 2.714.880.591,03 euro, di:
 - a) destinare alla distribuzione in favore degli azionisti:
 - 0,19 euro per ognuna delle 6.154.857.239 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005, previo stacco in data 21 novembre 2005 della cedola n. 6, per un importo complessivo di 1.169.422.875,41 euro;
 - 0,25 euro per ognuna delle azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 19 giugno 2006, data prevista per lo "stacco cedola", a titolo di saldo del dividendo, per:
 - un importo complessivo minimo – che tiene conto delle n. 6.166.984.541 azioni in circolazione al 22 marzo 2006 – di 1.541.746.135,25 euro;
 - un importo complessivo massimo – che tiene conto delle n. 6.181.364.565 azioni potenzialmente in circolazione alla indicata data di "stacco cedola" – di 1.545.341.141,25 euro;
 - b) destinare a "utili portati a nuovo" la parte residua, per:
 - un importo massimo – che tiene conto delle n. 6.166.984.541 azioni in circolazione al 22 marzo 2006 – di 3.711.580,37 euro;
 - un importo minimo – che tiene conto delle n. 6.181.364.565 azioni potenzialmente in circolazione alla indicata data di "stacco cedola" – di 116.574,37 euro;
 - > di destinare inoltre alla distribuzione in favore degli azionisti un importo di 0,19 euro per ognuna delle azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 19 giugno 2006, data prevista per lo "stacco cedola", prelevandolo dalla riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo" appostata nel bilancio di Enel SpA, per:
 - un importo complessivo minimo – che tiene conto delle n. 6.166.984.541 azioni in circolazione al 22 marzo 2006 – di 1.171.727.062,79 euro;
 - un importo complessivo massimo – che tiene conto delle n. 6.181.364.565 azioni potenzialmente in circolazione alla indicata data di "stacco cedola" – di 1.174.459.267,35 euro;
 - > di porre in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge e per ognuna delle azioni ordinarie che risulteranno in circolazione alla data di "stacco cedola", il dividendo complessivo di 0,44 euro – di cui 0,25 euro a titolo di distribuzione del saldo dell'utile dell'esercizio 2005 e 0,19 euro a titolo di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo" – a decorrere dal 22 giugno 2006, con "data stacco" della cedola n. 7 coincidente con il 19 giugno 2006;

3. approvato il Piano di *stock option* 2006 destinato ai dirigenti di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ., attribuendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano stesso.

La medesima Assemblea ha altresì deliberato in sede straordinaria (terza convocazione):

1. il conferimento al Consiglio di Amministrazione di una delega quinquennale ad aumentare il capitale sociale per un importo massimo di euro 31.790.000 al servizio del Piano di *stock option* 2006, come sopra approvato in sede ordinaria;
2. una integrazione dell'art. 20 dello Statuto sociale, finalizzata ad attribuire al Consiglio di Amministrazione il compito di provvedere alla nomina e alla revoca del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, previo parere del Collegio Sindacale.

Enel e i mercati finanziari

Principali dati per azione e borsistici

	2005	2004
Dividendo unitario (euro)	0,63 ⁽¹⁾	0,69
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,48	7,25
Prezzo minimo dell'anno (euro)	6,32	5,21
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,75	7,07
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	41.543	43.155
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	6,157	6,104

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2006 pari a 0,44 euro per azione quale saldo del dividendo 2005 (in aggiunta a 0,19 euro per azione corrisposti quale acconto a novembre 2005).

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

Altri indicatori finanziari

	Corrente ⁽¹⁾	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2003
Peso azioni Enel:				
> su indice MIB30	8,65%	8,75%	10,46%	8,58%
> su indice FT-SE Electricity	20,37%	23,22%	28,12%	15,75%
Rating	Corrente ⁽¹⁾	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2003
Standard & Poor's	Outlook	Negative	Stable	Negative
	M/L termine	A+	A+	A+
	Breve termine	A-1	A-1	A-1
Moody's	Outlook	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	Aa3	Aa3	A1
	Breve termine	P-1	P-1	P-1

(1) Dati aggiornati al 28 febbraio 2006.

Il 2005 è stato caratterizzato da un generalizzato andamento favorevole dei mercati azionari che hanno proseguito la tendenza positiva iniziata nel 2004, in particolare nell'area Euro. Si registrano *performance* brillanti nel Regno Unito (FSTE-100: +19%), in Francia (CAC-40: +22%) e in Germania (DAX: +26%).

In Italia il mercato azionario ha realizzato rendimenti in linea con quelli del 2004, con l'indice SPMIB che ha mostrato un progresso di oltre il 14%.

L'andamento crescente dei tassi di interesse e, in Italia, le incertezze politico-regolatorie che hanno caratterizzato l'ultima parte dell'anno hanno influito negativamente sul settore delle *utility*. In tale contesto il titolo Enel, nel mese di ottobre, ha registrato il valore minimo dell'anno pari a 6,32 euro. A fine anno il titolo si è attestato a un valore di 6,63 euro deprezzandosi rispetto all'anno precedente del 4,8%.

Nel mese di luglio 2005, inoltre, il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) ha collocato sul mercato una ulteriore *tranche* di 575 milioni di azioni. Dopo tale collocamento, al 31 dicembre 2005, l'azionariato Enel vede il MEF al 21,4%, Cassa Depositi e Prestiti (CDP) al 10,2%, e il restante 68,4% sul mercato. Tale ripartizione tiene conto della *bonus share* distribuita in dicembre relativa al collocamento della terza *tranche* di azioni Enel.

Il collocamento della quarta *tranche* di azioni Enel da parte del MEF, prevede l'attribuzione di una *bonus share* che verrà assegnata a luglio 2006 a tutti gli aventi diritto.

Nel corso dell'anno si è altresì completato il processo di rifocalizzazione sul *core business* energetico con il deconsolidamento delle partecipazioni in Wind e Terna.

In particolare, a seguito della cessione della quota di Terna a Cassa Depositi e Prestiti (circa il 30%), il Consiglio di Amministrazione ha deliberato il pagamento di un acconto di dividendo sull'esercizio 2005 pari a 0,19 euro per azione messo in pagamento il 24 novembre.

Tale dividendo si è aggiunto a quello relativo all'esercizio 2004, pari a 0,36 euro per azione pagato in giugno, portando l'ammontare complessivo dei dividendi distribuiti nel corso dell'anno a 0,55 euro per azione.

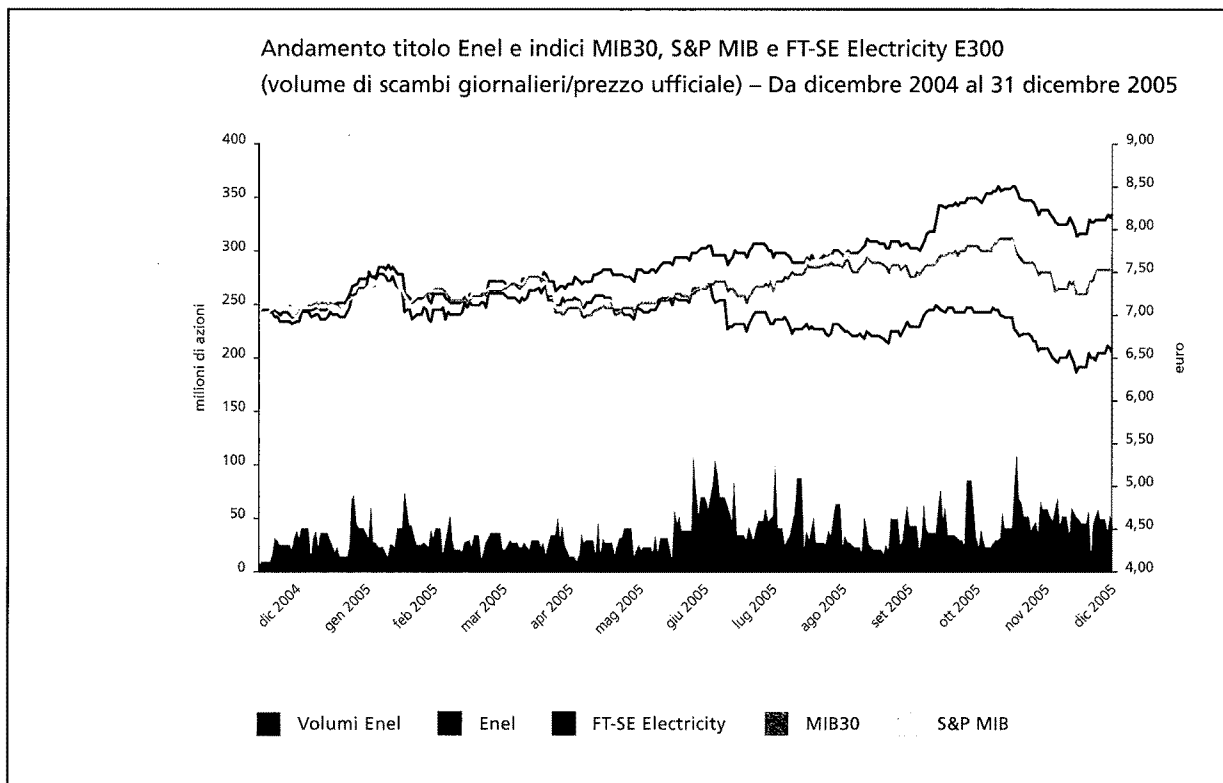
Lo *yield* realizzato, pari all'8,3%, ha costituito un sicuro elemento di attrattiva verso l'investimento in azioni Enel.

Il volume giornaliero medio di scambi è stato pari a 40,6 milioni di azioni rispetto ai 38,2 milioni del 2004, con un incremento di circa il 6%.

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/notizie_mercati) dove sono disponibili:

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

Sono anche disponibili punti di contatto specificatamente 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).



RELAZIONE SULLA GESTIONE

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 dalla Francia e dalla Svizzera di energia elettrica a lungo termine (cosiddetti contratti pluriennali). L'energia sottesa a tali contratti è ceduta all'Acquirente Unico a un prezzo stabilito dal Ministero delle Attività Produttive (MAP) e destinata alla fornitura del mercato vincolato.

Nel mese di dicembre 2005 sono stati adottati dalle istituzioni italiane e francesi diversi provvedimenti relativi alla gestione dei contratti pluriennali di importazione. I provvedimenti riguardano:

- > la modifica delle modalità di fissazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica sottostante da Enel ad Acquirente Unico;
- > le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'esecuzione dei contratti pluriennali.

Per quanto riguarda il primo punto, fino al 31 dicembre 2005 il prezzo di cessione era pari al valore della componente tariffaria a copertura del costo del combustibile (Ct) in vigore nel trimestre ottobre-dicembre 2003, aggiornata per tener conto delle variazioni dei costi dei combustibili secondo i criteri già stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità). Con decreto del 13 dicembre 2005, il MAP, anche sulla base delle richieste di Autorità e Acquirente Unico, ha stabilito di modificare i criteri di definizione del prezzo di cessione, sostituendo al valore della componente PGt il prezzo massimo di 66 €/MWh. È stata inoltre prevista la possibilità che l'Autorità riduca tale valore in caso di eventuali diminuzioni del costo dei combustibili rispetto agli scenari attesi al momento della definizione del prezzo massimo.

Per quanto attiene all'allocazione della capacità sulle linee di interconnessione, con decisione del 1° dicembre 2005 il regolatore francese (CRE) ha stabilito di non riservare alcuna capacità per l'esecuzione del contratto pluriennale di importazione, 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 sta cedendo all'estero parte dell'energia elettrica sottesa a tale contratto.

Eventi di rilievo del 2005

Acquisizione della Slovenské Elektrárne

Il 17 febbraio 2005, Enel ha sottoscritto il contratto per l'acquisizione del 66,0% del capitale della Slovenské Elektrárne (SE). SE dispone di un parco impianti con una capacità produttiva pari a circa 7.000 MW (l'83% della capacità produttiva della Slovacchia) ben bilanciato tra termico, idroelettrico e nucleare, che garantisce una produzione di elettricità a costi molto competitivi. Il corrispettivo è pari a 840 milioni di euro, a fronte del quale Enel ha effettuato un deposito di 168 milioni di euro. Il perfezionamento dell'acquisizione è previsto entro il primo semestre del 2006.

Emissione obbligazionaria da 1 miliardo di euro

In data 8 marzo 2005 si è chiusa anticipatamente l'Offerta Pubblica di sottoscrizione di obbligazioni Enel da 1 miliardo di euro riservata al pubblico dei risparmiatori italiani. Tale operazione, inquadrata nell'ambito del programma di rifinanziamento del debito di Enel, ha riguardato l'emissione di due prestiti obbligazionari, entrambi a 7 anni, uno per 600 milioni di euro al tasso fisso annuo del 3,625%, l'altro per 400 milioni di euro al tasso variabile (Euribor 6m + 0,10%). Il rimborso avverrà in un'unica soluzione prevista per il 14 marzo 2012.

Cessione della partecipazione in Terna

In linea con le norme di legge che hanno previsto la riduzione della partecipazione di Enel in Terna al di sotto della soglia del 20% entro il 1° luglio 2007, Enel SpA, dopo aver collocato nel 2004 il 50% del capitale sociale di Terna, nel corso del 2005 ha finalizzato altre due cessioni complessivamente pari al 43,85% del suo capitale.

In particolare, il 31 marzo 2005, al termine di una procedura di *accelerated bookbuilding* rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri, Enel ha ceduto il 13,86% del capitale sociale della società controllata Terna per un corrispettivo complessivo di 568 milioni di euro. L'operazione è stata regolata mediante la consegna dei titoli e il pagamento del corrispettivo in data 5 aprile 2005.

Successivamente, il 24 maggio 2005, Enel SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA hanno firmato il contratto per la cessione, da parte di Enel alla Cassa stessa, di una partecipazione del 29,99% del capitale sociale di Terna.

In data 15 settembre 2005, a seguito del rilascio dell'autorizzazione al trasferimento da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), Enel SpA ha finalizzato la cessione a Cassa Depositi e Prestiti del 29,99% del capitale sociale di Terna riducendo così la propria partecipazione al 6,14%. Il corrispettivo dell'operazione, determinato sulla base della media ponderata delle quotazioni ufficiali dell'azione Terna, registrate nel periodo antecedente la cessione della partecipazione, è risultato pari a 1.315 milioni di euro.

A seguito dell'esercizio, avvenuto nel mese di gennaio 2006, del diritto di attribuzione di azioni gratuite (c.d. "*bonus share*"), spettante agli aderenti all'offerta pubblica di azioni Terna effettuata da Enel nel giugno 2004, la partecipazione di Enel in Terna si è ulteriormente ridotta al 5,12%.

Accordo per lo sviluppo geotermico del Cile

Nel corso del mese di aprile 2005, nell'ambito delle attività di sviluppo all'estero, Enel ha sottoscritto con la cilena Empresa Nacional del Petrolío (ENAP), una delle più grandi società energetiche del continente latinoamericano e la prima del suo Paese, un accordo per lo sviluppo di progetti di esplorazione geotermica finalizzati alla produzione di energia elettrica nella zona centro-meridionale del Cile. La *joint venture* porterà avanti le attività di esplorazione della risorsa geotermica nelle concessioni di Calabozo e Chillan con l'obiettivo di realizzare nei prossimi 7 anni fino a 300 MW di nuova capacità produttiva che utilizzi il calore naturale della terra.

Cessione di Enel.Hydro Il 10 maggio 2005 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel SpA a Compagnie Générale des Eaux SA, capofila del settore acqua nell'ambito del Gruppo Veolia Environment, del 100% del capitale di Enel.Hydro, cui fanno capo le iniziative nel settore Idrico di Enel in Calabria e in provincia di Latina, e del 20% del capitale di Idrosicilia. Il controvalore complessivo dell'operazione è di circa 36 milioni di euro.

Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione

Il 26 maggio 2005, l'Assemblea dei soci ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, il cui mandato scadrà in occasione dell'approvazione del Bilancio d'esercizio 2007. Il Consiglio di Amministrazione è composto da Piero Gnudi (confermato Presidente), Fulvio Conti (nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale), Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi. L'Assemblea ha anche provveduto, a seguito delle dimissioni di Angelo Provasoli, a nominare Eugenio Pinto quale Presidente del Collegio Sindacale e a rinnovare l'incarico di revisione contabile alla società KPMG SpA per il triennio 2005-2007.

Accordo di cooperazione tra Enel ed EdF

Il 30 maggio 2005 Enel ed EdF hanno siglato un *Memorandum* d'intesa finalizzato allo sviluppo congiunto del programma nucleare francese di nuova generazione EPR (European Pressurized Reactor). In base a tale programma, Enel ed EdF coopereranno per la costruzione, implementazione e gestione di un programma nucleare con tecnologia EPR in Francia, la cui piena operatività è prevista per il 2012. Enel avrà una quota pari al 12,5% della capacità nucleare generativa e produttiva. L'accordo prevede inoltre l'accesso anticipato da parte di Enel alla capacità nucleare disponibile in Francia a partire dal gennaio 2006. Sono ancora in corso di definizione gli impegni che le parti assumeranno relativamente a tale accordo.

Collocamento della quarta *tranche* delle azioni Enel

Il 7 luglio 2005 si è concluso il collocamento della quarta *tranche* delle azioni Enel. Le azioni assegnate al pubblico e agli investitori istituzionali sono pari a 500 milioni, oltre alla *greenshoe* di 75 milioni di azioni interamente esercitata. Il prezzo definitivo è stato fissato in 7,18 euro per azione per l'Offerta Istituzionale e in 7,07 euro per azione per l'Offerta Pubblica, con un incasso netto per il Ministero dell'Economia e delle Finanze di circa 4 miliardi di euro.

Cessione della partecipazione in Wind

In data 11 agosto 2005 Enel e Weather Investments Srl, società che fa capo all'imprenditore Naguib Sawiris, hanno completato gli adempimenti relativi alla prima fase dell'operazione di cessione di Wind Telecomunicazioni SpA a Weather, secondo quanto previsto negli accordi stipulati tra le parti il 26 maggio 2005 e a seguito dell'approvazione dell'operazione da parte delle Autorità competenti. In particolare, Enel SpA ha ceduto a una società controllata da Weather la quota del 62,75% del capitale di Wind detenuta in Enel Investment Holding B.V. per un corrispettivo ricevuto per cassa di 2.986 milioni di euro.

In precedenza Sawiris aveva ceduto a un'altra controllata di Weather una partecipazione del 50% più un'azione di Orascom Telecom Holding SAE (uno dei principali operatori di telefonia in Africa, Medio Oriente e Asia, i cui titoli sono quotati presso le Borse del Cairo e di Alessandria d'Egitto e negoziati, in forma di *General Depositary Receipts* – GDR – sulla Borsa di Londra).

Inoltre, sempre in data 11 agosto 2005, Enel SpA ha sottoscritto un aumento di capitale di Weather per un importo di 305 milioni di euro, acquisendo una partecipazione del 5,2% in tale società.

Infine, in data 8 febbraio 2006, Enel SpA e Weather hanno completato gli adempimenti relativi alla seconda e ultima fase dell'operazione di cessione di Wind a seguito dell'esercizio da parte di Weather, il 16 gennaio 2006, dell'opzione *call* prevista nei suddetti accordi.

In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather il 6,28% del capitale di Wind per un corrispettivo ricevuto per cassa di 328 milioni di euro.

Enel ha inoltre conferito a Weather il residuo 30,97% del capitale di Wind – valutato circa 1.655 milioni di euro in base ad apposita perizia indipendente presentata da Enel ai sensi di legge – ricevendo in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather e venendo a possedere in tal modo una partecipazione complessiva del 26,1%. La quota del capitale di Weather posseduta da Enel forma oggetto di accordi di *lock-up* in funzione dell'obiettivo di procedere alla quotazione in Borsa della stessa Weather, subordinatamente al verificarsi di favorevoli condizioni di mercato.

All'esito delle due fasi in cui si è articolata l'operazione di cessione di Wind, Weather possiede, direttamente e indirettamente, l'intero capitale di Wind, nonché una partecipazione del 50% più una azione del capitale di Orascom Telecom Holding SAE e il Gruppo Enel ha ricevuto da Weather un corrispettivo netto per cassa pari a 3.009 milioni di euro e una partecipazione pari al 26,1% del capitale di Weather del controvalore di circa 1.960 milioni di euro (pari alla somma (i) di 305 milioni di euro versati da Enel SpA per l'acquisizione del 5,2% del capitale di Weather durante la prima fase

dell'operazione e (ii) di circa 1.655 milioni di euro cui è stato valutato il 30,97% del capitale di Wind oggetto di conferimento alla data dell'8 febbraio 2006).

Distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005

In data 29 settembre 2005 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha determinato in 0,19 euro per azione la misura dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 già deliberato nella riunione dell'8 settembre 2005. Tale acconto è stato messo in pagamento in data 24 novembre 2005.

Nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel

Nel mese di novembre 2005, in attuazione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione, è stata varata la nuova struttura organizzativa che prevede l'istituzione della Divisione Internazionale, nella quale vengono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica (finora ripartite tra le altre Divisioni), e la conferma delle Divisioni Mercato Italia, Infrastrutture e Reti Italia e Generazione ed Energy Management Italia. 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. La Divisione Mercato Italia ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia, 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 Infrastrutture e Reti Italia ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficiente gestione dei sistemi di misura (telegestione) e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico. La Divisione Generazione ed Energy Management Italia ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

Rinnovo dei programmi di emissione di *Medium Term Notes* e *commercial paper*

Nel mese di novembre 2005 Enel (attraverso la propria controllata Enel Finance International SA) ha rinnovato sia il programma di emissione di *Medium Term Notes*, il cui importo è rimasto invariato in 10 miliardi di euro, sia quello di emissione di *commercial paper* elevandone l'importo da 2,5 a 4 miliardi di euro.

Risultati economico-finanziari di Enel SpA

La gestione economica di Enel SpA degli anni 2005 e 2004 è sintetizzata nel seguente prospetto, ottenuto riclassificando i dati esposti nello schema di Conto economico redatto sulla base della normativa vigente.

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Ricavi:			
> ricavi per vendita energia	814	767	47
> altri ricavi da società del Gruppo	237	253	(16)
> proventi diversi	37	594	(557)
Totale ricavi	1.088	1.614	(526)
Costi operativi:			
> costo del lavoro	83	86	(3)
> acquisti energia elettrica	604	577	27
> prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	211	179	32
> altri costi	85	45	40
Totale costi operativi	983	887	96
MARGINE OPERATIVO LORDO	105	727	(622)
Ammortamenti e accantonamenti	80	76	4
RISULTATO OPERATIVO	25	651	(626)
> Proventi/(Oneri) da partecipazioni netti	1.374	(1.063)	2.437
> Proventi/(Oneri) finanziari netti	(170)	(262)	92
> Proventi/(Oneri) straordinari netti	1.470	7.696 ⁽¹⁾	(6.226)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	2.699	7.022	(4.323)
Imposte dell'esercizio	(16)	(250)	234
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	2.715	7.272 ⁽¹⁾	(4.557)

(1) I proventi straordinari netti e l'utile netto del 2004 includevano 2.241 milioni di euro relativi all'effetto netto dell'eliminazione delle interferenze fiscali, riferite essenzialmente a svalutazioni di partecipazioni

I ricavi per vendita energia, pari a 814 milioni di euro, si riferiscono alla cessione all'Acquirente Unico dell'energia importata.

L'aumento di 47 milioni di euro rispetto al 2004 è da attribuire principalmente all'aumento del prezzo medio unitario di vendita in presenza di volumi sostanzialmente invariati.

Gli altri ricavi da società del Gruppo, pari a 237 milioni di euro, si riferiscono a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate per 219 milioni di euro (230 milioni di euro nel 2004), nonché in massima parte al riaddebito degli oneri relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza di competenza delle controllate stesse per 18 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2004); la diminuzione di tale riaddebito, pari a 5 milioni di euro, trova corrispondenza nel minore accantonamento al fondo previdenza integrativa.

I *proventi diversi*, pari a 37 milioni di euro, si riducono rispetto al precedente esercizio di 557 milioni di euro per effetto essenzialmente del riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso (decreto del Ministero delle Attività Produttive del 6 agosto 2004) dei maggiori costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (*stranded cost*), sostenuti nel periodo 2000-2003 (555 milioni di euro).

Il *costo del lavoro* si attesta a 83 milioni di euro e si riferisce a una consistenza media del personale pari a 580 unità (567 unità nel 2004).

Il decremento di 3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio è riferito al combinato effetto dell'aumento della consistenza media del personale e della rilevazione, nel 2004, di un accantonamento per potenziali oneri da corrispondere come integrazione retributiva "una tantum" parametrata ai dividendi da dismissione già distribuiti.

Gli *acquisti di energia elettrica* si riferiscono a 14.404 milioni di kWh e si incrementano di 27 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire essenzialmente all'incremento del prezzo medio unitario che per contro ha comportato, come precedentemente commentato, un incremento di ricavi.

I *costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi*, pari a 211 milioni di euro, sono attribuibili ad addebiti da terzi per 154 milioni di euro e da società del Gruppo per 57 milioni di euro riferiti principalmente a servizi informatici, servizi di edificio e servizi di telecomunicazione, nonché a canoni di locazione, forniti essenzialmente da parte della controllata Enel Servizi (già Enel Ape).

L'incremento di 32 milioni di euro rispetto al 2004 è da attribuire in massima parte al corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (13 milioni di euro), a maggiori oneri per acquisizioni in campo internazionale (4 milioni di euro) nonché a maggiori prestazioni ricevute dalle società del Gruppo (14 milioni di euro).

Gli *altri costi*, pari a 85 milioni di euro, presentano un incremento rispetto al precedente esercizio di 40 milioni di euro riferibili in massima parte ai maggiori oneri per certificati verdi e agli effetti derivanti dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) che ha comportato una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica ceduta a Enel Distribuzione nel mese di marzo 2004, a seguito di una sentenza del Consiglio di Stato.

Il *marginale operativo lordo* è pari a 105 milioni di euro e si decrementa di 622 milioni di euro rispetto al precedente esercizio per effetto sostanzialmente dell'incremento dei costi operativi, come sopra commentato, e del riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso dei maggiori costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (555 milioni di euro).

Gli *ammortamenti e accantonamenti*, pari a 80 milioni di euro, sono riferiti per 13 milioni di euro agli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali, per 22 milioni di euro agli accantonamenti al fondo Previdenza Integrativa Aziendale per i dirigenti in quiescenza i cui oneri sono riaddebitati alle società controllate per le quote di loro competenza, nonché per 45 milioni di euro ad accantonamenti ai fondi per rischi e oneri.

Questi ultimi sono riferiti essenzialmente all'adeguamento del fondo vertenze e contenzioso, tenuto conto altresì di accordi transattivi in via di definizione.

Il *risultato operativo*, scontando i suddetti ammortamenti e accantonamenti, si attesta a 25 milioni di euro con un decremento di 626 milioni di euro rispetto al 2004.

I *proventi da partecipazioni* al netto delle rettifiche di valore delle partecipazioni sono pari a 1.374 milioni di euro (-1.063 milioni di euro nel 2004). I proventi, pari a 1.542 milioni di euro, si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2005 e sono relativi agli utili conseguiti nel 2004 dalle società controllate (1.536 milioni di euro) e all'acconto sul dividendo 2005 di Terna (6 milioni di euro). Le rettifiche di valore delle partecipazioni ammontano complessivamente a 168 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'allineamento del valore di libro della partecipazione in Enel Investment Holding BV a quello del suo patrimonio netto.

Nel 2004 i proventi includevano i dividendi relativi agli utili delle controllate dell'esercizio 2003 per 1.838 milioni di euro e all'acconto sul dividendo del 2004 di Terna per 45 milioni di euro, mentre le rettifiche di valore delle partecipazioni, pari complessivamente a 2.946 milioni di euro, si riferivano in massima parte alle rettifiche di valore operate nel settore delle Telecomunicazioni (2.889 milioni di euro).

Gli *oneri finanziari netti* sono pari a 170 milioni di euro. La diminuzione rispetto all'esercizio precedente, pari a 92 milioni di euro, è connessa alla contrazione dell'indebitamento finanziario medio.

Il saldo dei *proventi e oneri straordinari*, positivo per 1.470 milioni di euro, è rappresentato principalmente dalle plusvalenze realizzate con la cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna SpA (1.487 milioni di euro); detta operazione ha peraltro generato in capo a Enel oneri straordinari per 7 milioni di euro. Nel 2004 i proventi straordinari netti ammontavano a 7.696 milioni di euro e comprendevano essenzialmente gli effetti netti del "disinquinamento fiscale" (2.241 milioni di euro), le plusvalenze conseguite con l'Offerta Globale di azioni pari al 50% del capitale di Terna SpA (1.249 milioni di euro), nonché la cessione delle partecipazioni in Enel Green Power a Enel Produzione (3.387 milioni di euro) e in Enel Distribuzione Gas a Enel Distribuzione (601 milioni di euro).

Le *imposte sul reddito dell'esercizio* evidenziano un provento di 16 milioni di euro da collegare al saldo delle partite economiche fiscalmente rilevanti.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'utile netto dell'esercizio si attesta a 2.715 milioni di euro, a fronte di 7.272 milioni di euro del 2004. La differenza tra i due esercizi deriva principalmente dal diverso ammontare delle plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni e dall'effetto, nel 2004, del riconoscimento degli *stranded cost* e del "disinquinamento fiscale".

I flussi finanziari dell'esercizio 2005 sono evidenziati dal seguente rendiconto finanziario:

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
CASH FLOW DELLA GESTIONE CORRENTE			
Utile dell'esercizio	2.715	7.272	(4.557)
Ammortamenti	13	5	8
Rettifiche di valore delle partecipazioni	168	2.946	(2.778)
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(1.481)	(5.494)	4.013
Variazione netta del fondo TFR e altri fondi	31	(294)	325
Effetti del disinquinamento fiscale	-	(2.241)	2.241
<i>Liquidità generata dalla gestione corrente prima delle variazioni del circolante netto</i>	<i>1.446</i>	<i>2.194</i>	<i>(748)</i>
(Aumento)/Diminuzione della liquidità:			
> crediti netti verso controllate	1	508	(507)
> crediti tributari netti	(165)	(79)	(86)
> altre attività e passività	341	(413)	754
Liquidità generata dalla gestione corrente	1.623	2.210	(587)
CASH FLOW PER L'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO			
(Investimenti)/Cessioni di partecipazioni	36	7.430	(7.394)
Variazione delle altre immobilizzazioni	(187)	(8)	(179)
Liquidità (impiegata) generata nell'attività di investimento	(151)	7.422	(7.573)
CASH FLOW PER L'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO			
Variazione dei debiti netti verso terzi:			
> a medio e lungo termine	157	(210)	367
> a breve termine	(1.550)	(433)	(1.117)
Variazione della posizione finanziaria netta verso controllate	2.991	(5.134)	8.125
Variazione del patrimonio per dividendi pagati	(3.383)	(4.209)	826
Variazione del patrimonio per piani <i>stock option</i>	339	241	98
Liquidità impiegata nell'attività di finanziamento	(1.446)	(9.745)	8.299
CASH FLOW GENERATO (IMPIEGATO) NELL'ESERCIZIO	26	(113)	139
DISPONIBILITÀ LIQUIDE INIZIALI	20	133	(113)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	46	20	26

La liquidità generata dalla gestione corrente nell'esercizio 2005 è stata di 1.623 milioni di euro, in diminuzione rispetto al precedente esercizio di 587 milioni di euro. Tale decremento è stato determinato da maggiori acconti d'imposta versati all'Erario (350 milioni di euro) e da minori dividendi distribuiti da società del Gruppo (341 milioni di euro), parzialmente compensati dall'incasso di quota parte del credito per il rimborso degli oneri connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (164 milioni di euro).

I flussi finanziari connessi all'attività di investimento hanno riguardato principalmente:

- > per 1.883 milioni di euro la cessione della partecipazione di Terna;
- > per 37 milioni di euro le cessioni delle partecipazioni detenute in Enel.Hydro, Idrosicilia ed Echelon;
- > per 1.727 milioni di euro le acquisizioni di partecipazioni in Enel Finance International (1.414 milioni di euro), Enel Factor (8 milioni di euro) e Weather Investment (305 milioni di euro);
- > per complessivi 328 milioni di euro gli apporti in conto capitale a favore di società controllate e il deposito effettuato per l'acquisizione del 66,0% del capitale della Slovenské Elektrárne.

La liquidità assorbita dall'attività di finanziamento è stata di 1.446 milioni di euro, principalmente dovuta alla corresponsione del dividendo relativo all'esercizio 2004 (2.214 milioni di euro), all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 (1.169 milioni di euro), alla riduzione dell'indebitamento complessivo verso terzi (1.393 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori fabbisogni finanziari delle società controllate (2.991 milioni di euro) e dai flussi positivi derivanti dall'esercizio delle *stock option* (339 milioni di euro).

Infine si segnala che la liquidità generata dalla gestione corrente è stata in grado di coprire interamente i fabbisogni rivenienti dalle attività di investimento e dalle attività di finanziamento, contribuendo a generare un flusso positivo complessivo di cassa di 26 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto complessivo al 31 dicembre 2005 e le variazioni rispetto al 31 dicembre 2004 sono riepilogati nella seguente tabella:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Indebitamento a medio e lungo termine:			
> finanziamenti bancari	59	1.581	(1.522)
> obbligazioni	7.643	7.042	601
> obbligazioni proprie e altre partite	(492)	(502)	10
> quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(1.569)	(1.656)	87
Indebitamento a medio e lungo termine	5.641	6.465	(824)
> Finanziamento a Wind	-	(168)	168
> Altri crediti a medio e lungo termine	-	(75)	75
> Crediti a medio e lungo termine per deposito di pegno	-	(1.500)	1.500
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	5.641	4.722	919
Indebitamento a breve termine:			
> quota corrente dell'indebitamento a medio e lungo termine ⁽¹⁾	600	956	(356)
> indebitamento a breve verso banche	753	2.303	(1.550)
> posizione finanziaria netta a breve verso società controllate e collegate	(4.094)	(6.679)	2.585
> disponibilità presso banche e titoli a breve	(46)	(20)	(26)
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(2.787)	(3.440)	653
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO	2.854	1.282	1.572

(1) Di cui quote accollate alle società controllate pari a 87 milioni di euro per il 2005 e a 238 milioni di euro per il 2004.

Al 31 dicembre 2005 l'indebitamento finanziario netto, pari a 2.854 milioni di euro, presenta un aumento di 1.572 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004. In particolare, si rileva un incremento dell'indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine pari a 919 milioni di euro e un peggioramento della posizione finanziaria netta a breve termine di 653 milioni di euro.

Tra i principali fattori che hanno determinato tali variazioni si evidenzia il minor ricorso alle linee di credito *revolving* a 36 mesi e il rimborso di un prestito obbligazionario scaduto nel mese di dicembre per 750 milioni di euro.

Tra le operazioni finanziarie di maggior rilievo si annovera l'emissione, avvenuta il 10 marzo 2005, di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, rispettivamente da 400 e 600 milioni di euro ciascuno.

Nel corso dell'anno sono stati inoltre integralmente rimborsati i finanziamenti concessi a Wind e Newreal e, nell'ambito dell'operazione di cessione di Wind, è stato integralmente restituito il deposito "in pegno" vantato da Enel SpA verso un primario istituto finanziatore italiano, sorto nel corso del 2003 nell'ambito della rinegoziazione di una linea di credito di 1.500 milioni di euro erogata nel 2001 a Infostrada (successivamente incorporata in Wind).

La situazione patrimoniale di Enel SpA al 31 dicembre 2005, confrontata con quella al 31 dicembre 2004, è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Immobilizzazioni nette:			
> materiali e immateriali	31	33	(2)
> finanziarie	17.698	16.074	1.624
Totale	17.729	16.107	1.622
Capitale circolante netto:			
> clienti	189	158	31
> altre attività e crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.050	1.435	(385)
> crediti netti verso controllate e collegate	(92)	(91)	(1)
> crediti tributari netti	572	407	165
> fornitori	(308)	(327)	19
> altre passività	(333)	(327)	(6)
Totale	1.078	1.255	(177)
Capitale investito lordo	18.807	17.362	1.445
Fondi diversi	(981)	(779)	(202)
Capitale investito netto	17.826	16.583	1.243
Patrimonio netto	14.972	15.301	(329)
Indebitamento finanziario complessivo	2.854	1.282	1.572
TOTALE	17.826	16.583	1.243

Le immobilizzazioni finanziarie aumentano di 1.624 milioni di euro per le seguenti principali operazioni:

- > acquisto del 20% del capitale di Enel.Factor detenuto da Meliorbanca per 8 milioni di euro. Con tale acquisto Enel SpA ha portato la sua percentuale di possesso al 100%, divenendo conseguentemente azionista unico della società;
- > acquisizione del 5,2% del capitale di Weather Investments per 305 milioni di euro nell'ambito dell'operazione di cessione di Wind;
- > acquisizione dell'intera partecipazione di Enel Finance International detenuta da Enel Produzione (75%) ed Enel Distribuzione (25%) per 1.414 milioni di euro;
- > deposito, a seguito della sottoscrizione del contratto di acquisto per la Slovenské Elektrárne, di 168 milioni di euro;
- > apporti in conto capitale pari a 160,0 milioni di euro riferiti in massima parte a Wind;
- > cessione del 43,85% del capitale di Terna, iscritto per un valore di libro di 396 milioni di euro;
- > cessione dell'intero pacchetto azionario di Enel.Hydro SpA, iscritto per un valore di libro di 19 milioni di euro;
- > cessione del 20% del capitale detenuto da Enel in Idrosicilia SpA e della partecipazione detenuta in Echelon Corporation.

Il *capitale circolante netto* è positivo per 1.078 milioni di euro con un decremento di 177 milioni di euro rispetto al valore del 31 dicembre 2004. La variazione è riferibile ai seguenti principali elementi:

- > decremento delle *altre attività e crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico* di 385 milioni di euro, attribuibile principalmente all'incasso di quota parte del credito verso la medesima per il rimborso dei costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (164 milioni di euro) e alle minori attività per imposte anticipate (228 milioni di euro) conseguenti in massima parte agli importi utilizzati con riguardo alle svalutazioni delle partecipazioni effettuate negli esercizi precedenti;
- > incremento dei *crediti tributari netti* di 165 milioni di euro, da attribuire essenzialmente alle posizioni di credito relative al consolidato fiscale nazionale.

Il *capitale investito netto* al 31 dicembre 2005 è coperto dal patrimonio netto per l'84%, contro il 92% del 31 dicembre 2004.

L'ammontare del *patrimonio netto* al 31 dicembre 2005, pari a 14.972 milioni di euro, considera, rispetto a quello di fine 2004, il risultato dell'esercizio 2005 per 2.715 milioni di euro, la distribuzione del dividendo relativo agli utili 2004 per 2.214 milioni di euro (pari a 0,36 euro per azione), nonché l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2005 per 1.169 milioni di euro (pari a 0,19 euro per azione).

Inoltre, nell'esercizio 2005 sono state esercitate n. 53.549.782 opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2001, 2002, 2003 e 2004; l'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 339 milioni di euro a fronte dei quali il capitale sociale è stato incrementato per 53,6 milioni di euro e la riserva da sovrapprezzo azioni è stata incrementata per 285,3 milioni di euro. Il capitale sociale di Enel passa quindi da 6.103,5 milioni di euro al 31 dicembre 2004 a 6.157,1 milioni di euro al 31 dicembre 2005.

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* a fine periodo si è attestato a 2.854 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,19 contro lo 0,08 di fine 2004.

Risultati delle principali società controllate

Enel Produzione SpA

Nel corso dell'anno 2005 la società è stata oggetto di alcune operazioni di carattere straordinario quali la fusione per incorporazione delle controllate Enel Green Power SpA, Enel Logistica Combustibili Srl e Conphoebus Srl, con effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2005.

La produzione netta di Enel Produzione SpA nell'esercizio 2005 si è attestata a 112,1 miliardi di kWh, mentre nel corrispondente periodo del 2004, a parità di perimetro, era pari a 125,9 miliardi di kWh. La contrazione di 13,8 miliardi di kWh risente anche dell'entrata in produzione di nuova potenza di terzi e dei programmi relativi alle conversioni in corso.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni nell'esercizio 2005 sono stati complessivamente pari a 9.361,1 milioni di euro.

I costi operativi si sono incrementati complessivamente per 1.100,1 milioni di euro. Tale crescita è correlata all'incremento del costo dei fattori produttivi impiegati, ai maggiori costi per acquisto energia in Borsa (290,7 milioni di euro), nonché agli effetti connessi all'applicazione della delibera n. 20/2004 che ha comportato una rettifica negativa del prelievo dell'energia ceduta ai distributori nel mese di marzo 2004 (191,3 milioni di euro).

Gli ammortamenti sono aumentati di 206,2 milioni di euro (+19,8%) principalmente per l'effetto combinato di maggiori ammortamenti conseguenti l'allocazione del disavanzo da fusione sulle immobilizzazioni materiali acquisite da Enel Green Power e di minori ammortamenti conseguenti la rivisitazione delle vite utili degli impianti di generazione.

Gli accantonamenti e svalutazioni, che ammontano a 240,2 milioni di euro, sono relativi essenzialmente all'accantonamento per gli oneri che la società dovrà sostenere per il deficit di quote di emissione di CO₂ registrato nel 2005, pari a 182,0 milioni di euro.

Gli oneri finanziari al netto dei relativi proventi aumentano di 69,6 milioni di euro soprattutto per la maggiore esposizione finanziaria media del 2005 rispetto a quella del 2004. Essi includono proventi da partecipazione per 29,4 milioni di euro (27,8 milioni di euro nel 2004) riconducibili al saldo tra i dividendi distribuiti da Enel Finance International (32,8 milioni di euro) e la svalutazione della partecipazione detenuta nella società Enel Green Power International (4,4 milioni di euro).

Le componenti straordinarie nette sono positive per 14,9 milioni di euro, contro 1.014,4 milioni di euro del 2004 che comprendevano gli effetti del "disinquinamento fiscale" per complessivi 1.186,0 milioni di euro.

Il Conto economico dell'esercizio, scontando imposte per 679,3 milioni di euro, chiude con un utile netto di esercizio di 1.041,1 milioni di euro in diminuzione di 1.485,0 milioni di euro rispetto al precedente esercizio per effetto essenzialmente del "disinquinamento fiscale" (1.186,0 milioni di euro) e del riconoscimento degli *stranded cost* progressi (322,0 milioni di euro).

Nel 2005 sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni materiali per 616,7 milioni di euro (620,9 milioni di euro nel 2004). I lavori di maggiore rilievo hanno riguardato principalmente la prosecuzione delle attività di riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord, la trasformazione a letto fluido e adeguamento a biomasse della centrale del Sulcis, l'intervento

di rifacimento e ripotenziamento su 41 impianti idroelettrici finalizzato alla copertura del fabbisogno di certificati verdi.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2005, pari a 15.135,8 milioni di euro, è coperto dal patrimonio netto per 10.274,4 milioni di euro (67,9%) e dall'indebitamento finanziario netto per 4.861,4 milioni di euro (32,1%).

La consistenza del personale in forza al 31 dicembre 2005 è pari a 8.773 unità, a fronte di 9.781 unità al 31 dicembre 2004.

Enel Distribuzione SpA

Nel corso del 2005 Enel Distribuzione SpA, che si rivolge a circa 30,1 milioni di clienti del mercato finale, libero e vincolato, ha distribuito complessivamente 248,6 miliardi di kWh, pari a circa l'80,6% del mercato finale, con una lieve riduzione pari allo 0,4% rispetto al 2004.

La società nel mese di aprile 2005 ha finalizzato l'acquisizione da Electrica S.A. (società di Stato rumena per l'energia elettrica) delle quote di controllo nelle società di distribuzione Electrica Banat ed Electrica Dobrogea per un corrispettivo pari a 131,1 milioni di euro. Complessivamente le due società rappresentano il 19% del mercato della distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania e, con 3.629 dipendenti, gestiscono una rete di distribuzione di oltre 68mila chilometri e servono oltre 1,4 milioni di clienti.

Inoltre, il 1° luglio 2005 Enel Distribuzione ha ceduto a SET (società della Provincia Autonoma di Trento) il ramo d'azienda "Trentino" che comprende circa 6.700 km di rete e 3.000 cabine, con 259 addetti che servono circa 255.000 clienti. Il corrispettivo è stato pari a 168,9 milioni di euro.

I ricavi complessivi, pari a 17.225,8 milioni di euro, si incrementano di 471,7 milioni di euro rispetto al 2004 per effetto dell'incremento sia dei ricavi delle vendite e prestazioni (+282,4 milioni di euro), sia degli altri ricavi e proventi (+189,3 milioni di euro). L'incremento di questi ultimi deriva principalmente dalla rilevazione, quali sopravvenienze attive, di minori costi di acquisto energia 2004 per effetto della sentenza del Consiglio di Stato che ha ripristinato la delibera n. 20/2004, precedentemente sospesa da parte del TAR. Con tale delibera l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva disposto una riduzione del costo di acquisto dell'energia per il mercato vincolato relativamente al mese di marzo 2004. Si evidenzia che, contestualmente, per effetto del meccanismo della perequazione, sono state rilevate sopravvenienze passive classificate tra gli "altri costi".

I ricavi delle vendite e delle prestazioni, pari a 16.532,6 milioni di euro, si incrementano di 282,4 milioni di euro rispetto al 2004 per effetto principalmente dell'aumento dei ricavi per vendita e trasporto di energia (+297,6 milioni di euro).

I costi complessivi, pari a 14.894,1 milioni di euro, si incrementano di 884,6 milioni di euro rispetto al 2004 per effetto sia dell'aumento di 684,6 milioni di euro dei costi per acquisto e trasporto di energia, sia dell'iscrizione di sopravvenienze passive per minori perequazioni sui costi di generazione connesse alla citata sentenza del Consiglio di Stato. Si evidenzia, inoltre, un incremento degli ammortamenti,

accantonamenti e svalutazioni, pari complessivamente a 106,6 milioni di euro.

Il risultato operativo si attesta a 2.331,7 milioni di euro, evidenziando una riduzione di 413,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, determinata, oltre che dalla riduzione del margine relativo alla vendita e al trasporto dell'energia (pari a 304,3 milioni di euro), dai citati maggiori ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni rilevati nel periodo.

Gli oneri finanziari netti, pari a 63,1 milioni di euro, evidenziano un peggioramento di 19,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I proventi straordinari netti ammontano a 27,7 milioni di euro e derivano sostanzialmente dalla rilevazione delle plusvalenze straordinarie da cessione (101,1 milioni di euro), in parte compensate dalla svalutazione rilevata a seguito della rideterminazione degli oneri ancora da sostenere per la dismissione anticipata dei contatori statici nell'ambito del progetto "Telegestore" in corso di completamento (37,0 milioni di euro) e dagli oneri connessi alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro (27,2 milioni di euro).

Il risultato dell'esercizio 2005, scontando imposte per 905,6 milioni di euro, si attesta su un utile netto di esercizio di 1.390,7 milioni di euro.

Il capitale investito al 31 dicembre 2005, pari a 12.723,1 milioni di euro, è coperto dal patrimonio netto per 10.198,8 milioni di euro (80,2%) e dall'indebitamento finanziario netto per 2.524,3 milioni di euro (19,8%).

La consistenza del personale al 31 dicembre 2005 è pari a 29.108 unità, a fronte di 32.402 unità al 31 dicembre 2004.

Enel Trade SpA

Nel corso del 2005 Enel Trade ha gestito gli approvvigionamenti di combustibile per le centrali del Gruppo Enel e di gas naturale per Enel Gas, ha svolto 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 clienti "energivori" (utilizzatori con consumi annui superiori a 100 GWh) e ai grossisti. Ha inoltre effettuato operazioni di copertura sui rischi di fluttuazione di prezzi delle *commodity* energetiche a favore delle società del Gruppo Enel.

Nell'ambito delle operazioni societarie, Enel Trade ha ceduto nel 2005 l'intera partecipazione detenuta in Pragma Energy S.A. alla Enel Investment Holding B.V. (interamente posseduta da Enel SpA) e la partecipazione detenuta in Brindisi LNG (società costituita per la realizzazione e la gestione di un terminale di rigassificazione di gas naturale liquefatto nel porto di Brindisi) alla BG Italia SpA. Il prezzo di cessione di quest'ultima operazione è stato pattuito in 44,1 milioni di euro, pari ai costi complessivi sostenuti da Enel Trade nel progetto. Alla data del *closing* (avvenuto il 21 giugno 2005) è stata incassata una prima quota, pari a circa 17,0 milioni di euro; il pagamento della quota residua è previsto entro un anno dalla data del *closing*, al verificarsi di alcune condizioni legate alla continuazione del progetto da parte di BG Group.

I ricavi delle vendite e prestazioni ammontano a 7.565,0 milioni di euro, (6.864,4 milioni di euro nel 2004).

Gli altri ricavi e proventi, pari a 417,1 milioni di euro (320,9 milioni di euro nel 2004) includono proventi per 229,0 milioni di euro per attività di copertura rischio *commodity* (121,6 milioni di euro nel 2004).

I costi operativi, pari a 7.805,5 milioni di euro (7.052,8 milioni di euro nel 2004) includono per 5.073,1 milioni di euro gli acquisti di combustibile, per 2.207,7 milioni di euro gli acquisti di energia elettrica e per 158,5 milioni di euro gli oneri per l'attività di copertura del rischio *commodity*.

I proventi finanziari netti si attestano a 9,1 milioni di euro nel 2005 (-8,8 milioni di euro nel 2004) per effetto essenzialmente della contrazione dell'indebitamento e del provento connesso alla cessione della partecipazione in Pragma Energy, che ha consentito di recuperare parte delle svalutazioni effettuate negli esercizi precedenti.

Il risultato prima delle imposte aumenta da 124,6 milioni di euro nel 2004 a 188,3 milioni di euro nel 2005, mentre l'utile netto del periodo passa da 76,9 milioni di euro nel 2004 a 126,0 milioni di euro nel 2005.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2005 è pari a 388,5 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 241,8 milioni di euro (62,2%) e dall'indebitamento finanziario netto per 146,7 milioni di euro (37,8%).

Il personale in forza al 31 dicembre 2005 è pari a 194 unità, a fronte di 189 unità al 31 dicembre 2004.

Enel Finance International SA

La società, con sede in Lussemburgo, svolge attività di *holding* di partecipazioni e attività finanziarie verso società del Gruppo.

Nell'ambito della riorganizzazione delle partecipazioni finanziarie del Gruppo, con efficacia dal 4 novembre 2005, la società (precedentemente detenuta da Enel Produzione SpA per il 75% e da Enel Distribuzione SpA per 25%) è stata interamente acquisita da Enel SpA.

Enel Finance International detiene il 100% del capitale di Enel Ireland Finance Ltd, con sede a Dublino, Irlanda, società dalla quale ha ottenuto il rinnovo per il 2005 del finanziamento di 1.291,0 milioni di euro già in essere al 31 dicembre 2004.

Relativamente ai finanziamenti concessi nel corso dell'anno alle società del Gruppo, si segnala il rinnovo fino al 31 dicembre 2005 dei finanziamenti esistenti alla data del 31 dicembre 2004 (Viesgo Generación SL per 1.169,1 milioni di euro ed Electra de Viesgo Distribución SL per 233,4 milioni di euro).

In data 2 gennaio 2006 sono stati estinti sia il prestito ricevuto da Enel Ireland Finance sia quelli concessi alle società spagnole.

Nel corso del secondo semestre 2005 Enel Finance International ha partecipato con Enel SpA al rinnovo di due importanti programmi di emissione di finanziamenti, non ancora utilizzati al 31 dicembre 2005. Il risultato dell'esercizio 2005 è positivo per 44,9 milioni di euro e deriva principalmente da dividendi corrisposti dalla controllata Enel Ireland Finance Ltd.

Il patrimonio netto della società al 31 dicembre 2005 è pari a 1.457,4 milioni di euro (1.466,9 milioni

di euro a fine 2004) e la posizione finanziaria netta è positiva per 143,3 milioni di euro (140,5 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

La società non ha dipendenti.

Enel Investment Holding BV

La società, di diritto olandese, ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utility* in genere.

Nel primo trimestre 2005 Enel Investment Holding ha acquistato da Enel Trade il 100% delle azioni in Pragma Energy SA per un importo di 8,4 milioni di dollari (equivalenti a 6,5 milioni di euro).

Come previsto nel contratto stipulato il 26 maggio 2005 tra Enel SpA, Enel Investment Holding BV e Weather Investment Sri, società che fa capo all'imprenditore egiziano Naguib Sawiris, in data 11 agosto 2005 Enel Investment Holding ha ceduto a una società controllata da Weather il 62,75% del capitale di Wind per un corrispettivo di 2.986 milioni di euro. Il risultato della vendita della partecipazione, al netto della quota di competenza della perdita di Wind, è stato pari a 52,8 milioni di euro e ha parzialmente compensato l'onere per l'ammortamento dell'avviamento di competenza del periodo 1° gennaio - 10 agosto 2005 (146,7 milioni di euro).

Nel mese di dicembre 2005 Enel Investment ha realizzato la fusione per incorporazione con la propria controllata WEBiz Holding B.V., con efficacia amministrativa e fiscale dal 1° gennaio 2005, e ha acquistato da Enel SpA le azioni detenute in Echelon (7,54% del capitale), società operante nel campo dei sistemi di automazione, quotata al mercato NASDAQ negli Stati Uniti d'America, per un corrispettivo di 24,6 milioni di dollari (corrispondenti a 20,8 milioni di euro).

Nell'esercizio 2005 i proventi netti da partecipazioni sono risultati pari a 69,4 milioni di euro, mentre l'ammortamento dell'avviamento di Wind ha pesato sul Conto economico per 146,7 milioni di euro. La gestione finanziaria, che ha beneficiato di una sostanziale contrazione dell'indebitamento a seguito della cessione di Wind, evidenzia oneri finanziari netti per 94,5 milioni di euro (156,2 milioni di euro nell'esercizio 2004).

La perdita netta dell'esercizio è pari a 172,4 milioni di euro.

La situazione patrimoniale espone un indebitamento finanziario netto di 781,3 milioni di euro.

Il patrimonio netto risulta negativo per 712,1 milioni di euro. Enel SpA ha rilasciato in favore della società una "letter of support" a garanzia della continuità aziendale.

La società non ha dipendenti.

Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl)

Enel Servizi Srl è la società del Gruppo Enel che effettua le attività di gestione informatica del personale, di organizzazione, realizzazione, forniture di servizi di informatica e telematica, attività di supporto nel campo degli immobili e attività di contabilità e amministrazione a beneficio delle società del Gruppo Enel residenti in Italia.

Nel corso dell'anno 2005, al fine di realizzare il progetto di riorganizzazione delle attività di servizi e *staff* (approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 21 ottobre 2004) mediante l'accentramento del governo di tali attività in un unico veicolo societario, Enel Servizi Srl, sono state finalizzate:

- > la fusione per incorporazione delle società Enel Facility Management SpA ed Enel.it Srl;
- > l'acquisizione dei rami d'azienda "Information & Communication Technology", "Amministrazione" e "Servizi" da alcune società del Gruppo.

I ricavi complessivi sono pari a 798,8 milioni di euro e, rispetto al valore *pro forma* del 31 dicembre 2004, evidenziano un incremento di 124,0 milioni di euro, derivante essenzialmente dai ricavi per il "service amministrativo" prestato tramite i rami d'azienda acquisiti in corso d'anno e dai maggiori ricavi per le prestazioni di servizi fornite principalmente alle altre società del Gruppo.

I costi operativi, pari a 770,6 milioni di euro, si sono incrementati di 87,1 milioni di euro rispetto al valore nel "*pro forma* 2004".

Il risultato operativo è positivo per 28,2 milioni di euro e, rispetto al valore *pro forma*, evidenzia un incremento di 36,9 milioni di euro. Tale risultato ha beneficiato soprattutto della riduzione degli ammortamenti sulle immobilizzazioni immateriali (-41,7 milioni di euro).

Gli oneri finanziari netti, pari a 4,0 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle minusvalenze derivanti dalla cessione delle partecipazioni detenute in Immobiliare Progetto Ostiense "IPO" e Leasys. Gli oneri straordinari netti ammontano a 9,9 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'esodo incentivato dei dipendenti.

Il risultato dell'esercizio 2005, al netto delle imposte di competenza pari a 4,3 milioni di euro, è positivo per 10,0 milioni di euro.

Il capitale investito netto, positivo per 350,2 milioni di euro, è interamente coperto dal patrimonio netto che ammonta a 510,9 milioni di euro. La posizione finanziaria netta è positiva per 160,7 milioni di euro.

La consistenza finale del personale passa da 772 unità di fine 2004 alle 4.338 unità al 31 dicembre 2005 per effetto della incorporazione delle società Enel Facility Management ed Enel.it, nonché delle acquisizioni dei rami d'azienda "Information & Communication Technology", "Amministrazione" e "Servizi" da alcune società del Gruppo.

Enelpower SpA

Nel corso dell'esercizio 2005 la società ha proseguito l'attività di *EPC General Contractor* per la realizzazione "chiavi in mano" di impianti per la produzione di energia elettrica per conto di società del Gruppo Enel (mercato *captive*). Sono inoltre proseguite le attività volte al completamento degli impianti per conto di clienti terzi in Italia e all'estero.

I ricavi del 2005 sono pari a 793,7 milioni di euro di cui 215,5 milioni di euro verso clienti esterni al Gruppo Enel.

I costi operativi ammontano a 669,7 milioni di euro e, rispetto all'esercizio precedente, diminuiscono di 139,4 milioni di euro quale conseguenza della riduzione dei volumi di attività.

Il risultato operativo, positivo per 124,0 milioni di euro, è sostanzialmente in linea con quello rilevato nell'esercizio precedente.

I proventi e gli oneri finanziari netti, positivi per 4,6 milioni di euro, derivano principalmente da proventi per interessi attivi su crediti finanziari verso la controllante.

Il risultato dell'esercizio 2005, scontando imposte per 56,7 milioni di euro, chiude con un utile netto di 57,2 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2005 è negativo per 309,1 milioni di euro ed è composto da immobilizzazioni nette per 4,0 milioni di euro, da un capitale circolante netto negativo per 193,2 milioni di euro e da fondi diversi per 119,9 milioni di euro.

Il patrimonio netto risulta pari a 122,9 milioni di euro e la disponibilità finanziaria netta si attesta a 432,0 milioni di euro con una crescita di 135,9 milioni di euro rispetto alla fine del 2004.

La consistenza finale del personale al 31 dicembre 2005 è pari a 826 unità, a fronte di 937 unità al 31 dicembre 2004 (comprensivi rispettivamente di 40 e 75 unità assunte presso le filiali estere).

Corporate governance

Sezione I: struttura di governance

Premessa

Nel corso del 2005 il sistema di *corporate governance* in atto nella Società e nel Gruppo ha continuato a mantenersi in linea con i principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle Società Quotate, con le raccomandazioni formulate dalla Consob in materia e, più in generale, con la *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.

Nel corso del 2006 Enel intende procedere a un aggiornamento del proprio sistema di governo societario per garantirne un permanente allineamento alle raccomandazioni formulate dalla nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate, pubblicata nel mese di marzo 2006 e applicabile successivamente a tale data.

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 alla data del 23 febbraio 2006, nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 21,36% del capitale sociale, e della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 10,18% 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.

Si segnala che tanto il gruppo Assicurazioni Generali (nel corso del periodo febbraio-marzo 2005) quanto il gruppo Banca Intesa (nel corso del periodo maggio-giugno 2005) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

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 dell'atto costitutivo, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e (ii) a controllare altresì l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- > 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) alle modificazioni dello statuto sociale, (v) 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 previo parere 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 dalle recenti modifiche apportate al Testo Unico della Finanza, già da tempo le previsioni del Codice Etico del Gruppo sanciscono 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 previsioni
del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate
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. In tale contesto, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (ed, 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 dell'alta direzione della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione indirizzati al *management*;
- > definisce l'assetto organizzativo generale della Società e del Gruppo e la struttura societaria di quest'ultimo, verificandone l'adeguatezza;
- > esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari. 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 le operazioni aventi un significativo rilievo 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 sociale, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e dal Comitato per il controllo interno e verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
- > formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce agli azionisti in assemblea.

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; 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 recenti modifiche apportate 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 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.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti – forma oggetto di deposito presso la sede sociale contestualmente alle liste, nonché di immediata pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'assemblea.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto 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 delle Società Quotate.

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, 67 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, vice Presidente di Unicredit Banca d'Impresa, 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, 58 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 svolto 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* di 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, assumendo 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 svolto il ruolo di *Chief Financial Officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005.

> **Giulio Ballio, 66 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 ricopre la 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, 65 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 l'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 assunto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, rivestendo dal luglio 2005 la carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Banca Antonveneta. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano, 54 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 2 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 della soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005, dal giugno 2005 è anche Presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato).

> **Fernando Napolitano, 41 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 riveste attualmente il ruolo di responsabile per l'Italia, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal novembre 2001 fa parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 è Consigliere di Amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Taranto, 65 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 rivestito 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, di Pioneer Global Asset Management (facente parte del Gruppo Unicredito), di Kedrios e di Alto Partners SGR.

> **Gianfranco Tosi, 58 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 tenere 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 pubblicitari. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Valsecchi, 41 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.

Tutti gli Amministratori dedicano il tempo necessario a un proficuo svolgimento dei loro compiti – anche in considerazione degli incarichi ricoperti al di fuori del Gruppo Enel – essendo ben consapevoli 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.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2005 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 21 riunioni, durate in media oltre 2 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 l'esercizio 2006 risultano già programmate 16 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

Nel corso dell'esercizio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha affidato a una società specializzata nel settore l'incarico di analizzare il funzionamento del Consiglio stesso e di esprimere una propria valutazione al riguardo (c.d. "*board review*"), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero.

Nel corso del 2005, tenuto conto del rinnovo dell'organo gestorio intervenuto per scadenza del mandato nel mese di maggio, lo stesso Consiglio di Amministrazione si è astenuto dal procedere a una nuova *board review*, avendo ritenuto preferibile rinviare a un momento successivo la relativa effettuazione, in modo da dare preventivamente la possibilità ai componenti del Consiglio di maturare un'adeguata conoscenza della realtà aziendale e, al tempo stesso, per consentire al Consiglio medesimo di elaborare idonei meccanismi di funzionamento.

Dando seguito alle esigenze emerse dalla *board review* condotta nel 2004, si è ritenuto comunque opportuno organizzare anche nel corso del 2005 un apposito vertice strategico, svoltosi nel mese di settembre 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 per la maggior parte di membri non esecutivi (in quanto sprovvisti di deleghe operative e/o di funzioni direttive in ambito aziendale), tali da garantire, per numero e autorevolezza, 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. Fatta eccezione per l'Amministratore Delegato, gli altri otto membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Piero Gnudi, Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi) devono ritenersi tutti non esecutivi. Si segnala al riguardo, difatti, che anche il Presidente non risulta ricoprire un ruolo esecutivo in quanto, alla luce dei principi espressi dalla edizione del Codice di Autodisciplina applicabile per l'esercizio 2005, le indicate e pur rilevanti funzioni rivestite in ambito aziendale – connesse tanto al ruolo, riconosciutogli dalle previsioni statutarie, di garante della applicazione di una corretta *corporate governance* in seno al Consiglio di Amministrazione, quanto ai compiti in materia di formulazione delle strategie societarie e di vigilanza sulle attività di *auditing* attribuitigli dal Consiglio stesso – non si concretano in specifiche deleghe gestionali.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati e in attuazione degli aggiornamenti apportati al Codice di Autodisciplina delle società quotate, nei mesi di dicembre 2002, di marzo 2004, di marzo 2005 e di marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi.

In particolare, vengono qualificati come indipendenti i Consiglieri che:

- (i) non intrattengono (direttamente, indirettamente o per conto di terzi) né hanno di recente intrattenuto relazioni economiche con la Società, con le sue controllate, con l'Amministratore Esecutivo o con l'azionista di controllo, di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio;
- (ii) non sono titolari (direttamente, indirettamente o per conto di terzi) di partecipazioni azionarie di entità tale da consentire loro di esercitare il controllo ovvero un'influenza notevole sulla Società, neanche attraverso la partecipazione a patti parasociali;
- (iii) non sono stretti familiari dell'Amministratore Esecutivo o di soggetti che si trovino nelle situazioni sopra indicate ai punti (i) e (ii).

Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, la presenza 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.

Si osserva che in occasione della verifica sopra indicata da ultimo, effettuata nel mese di marzo 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 recenti modifiche apportate al Testo Unico della Finanza.

Comitati

Comitato per le remunerazioni

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione è stato costituito fin dal gennaio 2000 un apposito Comitato per le remunerazioni, con il compito di formulare al Consiglio medesimo proposte (i) per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che rivestono particolari cariche, nonché (ii) per la determinazione dei criteri di remunerazione dell'alta direzione della Società e del Gruppo, sulla base delle indicazioni dell'Amministratore Delegato.

Anche nel corso dell'esercizio 2005 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2005 hanno fatto parte di tale comitato (i) Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Mauro Miccio e Fernando Napolitano nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e maggio e (ii) Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi a partire dal mese di luglio. Nel corso dell'esercizio 2005 tale comitato ha tenuto 13 riunioni – caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 20 minuti ciascuna – e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge un ruolo di primo piano ai fini dell'attuazione in ambito aziendale di appositi 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 2005 – approvato dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni – 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 delle Società Quotate, 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 2005 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 e verificando il relativo conseguimento. Il comitato ha inoltre proceduto alla ridefinizione del trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato per il periodo 2005-2008, al fine di garantirne l'allineamento con le condizioni riscontrabili sul mercato per analoghe posizioni. Il comitato ha infine analizzato le politiche retributive e le metodologie di gestione del *management* della Società e del Gruppo, approfondendo l'esame delle possibili modalità di adozione in ambito aziendale di specifici strumenti di incentivazione (*long term incentive plan*) alternativi o integrativi rispetto ai piani di *stock option*.

Comitato per il controllo interno

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione è stato altresì istituito fin dal gennaio 2000 un apposito Comitato per il controllo interno, con funzioni consultive e propositive e avente, in particolare, i seguenti compiti, come ridefiniti nel mese di dicembre 2002 per recepire gli aggiornamenti del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate:

- > assistere il Consiglio di Amministrazione nel fissare le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e nel verificare periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento di quest'ultimo;
- > valutare il piano di lavoro redatto dal preposto al controllo interno e ricevere le relazioni periodiche dello stesso;
- > valutare, unitamente ai responsabili amministrativi della Società e alla società di revisione, l'adeguatezza dei principi contabili utilizzati e la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;
- > valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento dell'incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella lettera di suggerimenti;
- > riferire periodicamente al Consiglio di Amministrazione circa l'attività svolta e l'adeguatezza del sistema di controllo interno;
- > svolgere gli ulteriori compiti demandati dal Consiglio di Amministrazione, specie per quanto concerne i rapporti con la società di revisione.

Anche nel corso dell'esercizio 2005 il Comitato per il controllo interno è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2005 hanno fatto parte di tale comitato (i) Piero Gnudi (con funzioni di Presidente), Franco Morganti e Gianfranco Tosi nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e maggio e (ii) Piero Gnudi (con funzioni di Presidente), Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi a partire dal mese di luglio.

Nel corso dell'esercizio 2005 tale comitato ha tenuto 7 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna; alle riunioni del comitato ha preso parte il Presidente del Collegio Sindacale, in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate.

Nel corso del 2005 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 quanto dalla società di revisione, nonché (ii) dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla società di revisione con riguardo all'esercizio di competenza. Il comitato si è inoltre occupato dello svolgimento di attività istruttorie nell'ambito della procedura per il conferimento dell'incarico di revisione contabile, ha 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 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.

Collegio Sindacale Secondo le previsioni 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 contenuta nel Sarbanes-Oxley Act – che trova applicazione a Enel per effetto della quotazione delle azioni presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR – ha rafforzato le funzioni di vigilanza già affidate al Collegio Sindacale dalla normativa italiana, alla luce della disciplina statunitense sugli *audit committees*.

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) esprimere parere vincolante in merito alla nomina, alla determinazione dei compensi e alla eventuale revoca della società di revisione; (ii) 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; (iii) 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.

Tutti i componenti il Collegio Sindacale devono possedere i requisiti di onorabilità e di professionalità richiesti dalla legislazione speciale ai Sindaci delle società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi non possono inoltre, in base allo statuto, 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, 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 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. 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 immediata pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'assemblea.

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 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, 46 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 di Roma. 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 principi 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, 58 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, è 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, 62 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. 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 2005 il Collegio Sindacale ha tenuto 18 riunioni durate in media circa 2 ore ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

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 aziendale 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, in termini sia di adeguatezza dei controlli medesimi sia 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 sono rimesse 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 del sistema di controllo interno compete al Consiglio di Amministrazione, che provvede – con l'assistenza del Comitato per il controllo interno – a fissarne le linee di indirizzo e a verificarne periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento, assicurandosi che i principali rischi aziendali vengano identificati e gestiti idoneamente.

L'Amministratore Delegato ha il compito di dare attuazione agli indirizzi formulati dal Consiglio di Amministrazione mediante la progettazione, la gestione e il monitoraggio del sistema di controllo interno, di cui nomina (d'intesa con il Presidente) un preposto e assicura l'idoneità dei mezzi a disposizione per lo svolgimento delle attività di competenza.

Il preposto al controllo interno (individuato nel responsabile della funzione *internal auditing* della Società) non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative, coordina le funzioni deputate al controllo interno nell'ambito delle società del Gruppo e riferisce regolarmente del proprio operato all'Amministratore Delegato e al Presidente nonché, con cadenza semestrale (salvo che le circostanze richiedano un più tempestivo ragguaglio), al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Operazioni con parti correlate

Nell'ambito della Società e del Gruppo sono state predisposte le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza procedurale si prevede che, in presenza di operazioni con parti correlate, gli Amministratori che hanno un interesse (anche potenziale o indiretto) nell'operazione:

- > informino tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa l'esistenza di tale interesse, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata;
- > si allontanino dalla riunione consiliare al momento della deliberazione, ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo.

Inoltre, in tali casi le deliberazioni consiliari provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza dell'operazione.

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 dell'operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

Trattamento delle informazioni riservate

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato un apposito regolamento 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 *price sensitive*. Gli Amministratori e i Sindaci della Società 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 *price sensitive* – 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 Stati Uniti dal Sarbanes-Oxley Act – applicabili alla Società per effetto della quotazione delle azioni presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR – 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.

Nel dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha altresì approvato (e lievemente modificato nel marzo 2004) il codice di comportamento del Gruppo in materia di *internal dealing*, in osservanza delle disposizioni regolamentari dettate da Borsa Italiana SpA.

Tali disposizioni pongono a carico delle società con azioni quotate – a decorrere dal 1° gennaio 2003 – un obbligo di trasparenza verso il mercato circa le operazioni di rilievo, aventi a oggetto strumenti finanziari delle medesime società o di loro controllate, che risultino compiute da persone in possesso di rilevanti poteri decisionali in ambito aziendale e che abbiano accesso a informazioni *price sensitive* (c.d. "persone rilevanti").

Rispetto alla disciplina di riferimento dettata da Borsa Italiana, il codice di comportamento del Gruppo si caratterizza per i seguenti elementi qualificanti, ritenuti idonei a elevarne adeguatamente i contenuti sotto il profilo qualitativo:

> applicazione degli obblighi di trasparenza in materia di *internal dealing* a circa 30 "persone rilevanti"

nell'ambito del Gruppo (in aggiunta agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Direttore Generale della Capogruppo). Al fine di garantire un'adeguata flessibilità del perimetro delle "persone rilevanti" è inoltre prevista la possibilità di un'estensione degli indicati obblighi di trasparenza ad altri soggetti, la cui individuazione viene rimessa disgiuntamente al Presidente e all'Amministratore Delegato della Capogruppo;

- > dimezzamento delle soglie di rilevanza delle operazioni da comunicare al mercato con periodicità trimestrale (da 50.000 a 25.000 euro) ovvero senza indugio dopo la relativa effettuazione (da 250.000 a 125.000 euro);
- > applicazione degli obblighi di trasparenza anche alle operazioni di esercizio di *stock option* o di diritti di opzione compiute dalle "persone rilevanti";
- > divieto per le "persone rilevanti" di compiere operazioni (diverse da quelle concernenti diritti di opzione) nel corso dei 30 giorni che precedono l'approvazione del progetto di Bilancio di esercizio e della Relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione della Capogruppo. È inoltre previsto che il Consiglio medesimo possa individuare ulteriori *blocking period* nel corso dell'anno, in concomitanza di particolari eventi;
- > allestimento di un adeguato sistema sanzionatorio a carico delle "persone rilevanti" che violino le disposizioni del codice di comportamento.

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 sia della procedura per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni aziendali sia dei principi contenuti nella "Guida per l'informazione al mercato".

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,

verbali assembleari, informazioni e 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 momento privilegiato per l'instaurazione di un proficuo dialogo 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. 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.

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:

> principi 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 principi si

ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;

- > criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
- > meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Nel giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto di quanto richiesto dal Sarbanes-Oxley Act alle società con azioni quotate negli Stati Uniti d'America, ha inoltre approvato un ulteriore specifico codice di principi etici in materia finanziaria applicabile in particolare nell'ambito della Società all'Amministratore Delegato e ai 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. Al momento risultano finalizzate le "parti speciali" relative ai reati contro la Pubblica Amministrazione e ai reati societari, mentre è in corso la predisposizione di ulteriori "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati relativi agli abusi di mercato. In occasione dell'approvazione di tali ulteriori "parti speciali" è inoltre previsto un aggiornamento della "parte generale" e delle "parti speciali" già in precedenza adottate.

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel

Consiglio di Amministrazione

Carica	Componenti	Esecutivi	Non		Numero di altri **** incarichi**	Comitato controllo interno		Comitato remunerazioni		Eventuale Comitato nomine		Eventuale Comitato esecutivo	
			esecutivi	Indipendenti		***	****	***	****	***	****	***	****
Presidente Amministratore Delegato/Direttore Generale	Gnudi Piero ⁽¹⁾		X	X	100%	4	X	100%					
Amministratore Delegato/Direttore Generale	Conti Fulvio ⁽³⁾	X			100%	-							
Consigliere	Scaroni Paolo ⁽²⁾	X			100%	4							
Consigliere	Ballio Giulio* ⁽³⁾		X	X	73%	-			X	100%		Non esistente	Non esistente
Consigliere	Fantozzi Augusto* ⁽³⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Luciano Alessandro ⁽³⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Miccio Mauro ⁽²⁾		X	X	100%	1			X	100%			
Consigliere	Morganti Franco* ⁽²⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Napolitano Fernando ⁽¹⁾		X	X	86%	2			X	100%			
Consigliere	Taranto Francesco* ⁽¹⁾		X	X	100%	4			X	100%			
Consigliere	Tosi Gianfranco ⁽¹⁾		X	X	100%	-	X	80%	X	100%			
Consigliere	Valsecchi Francesco ⁽³⁾		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 2005: CdA: 21; Comitato controllo interno: 7; Comitato remunerazioni: 13; Comitato nomine: N.A.; Comitato esecutivo: N.A.

(1) In carica per l'intero esercizio 2005.

(2) In carica fino al mese di maggio 2005.

(3) In carica a decorrere dal mese di maggio 2005.

* La presenza dell'asterisco indica se l'Amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti dal soggetto interessato in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

*** In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai Comitati. Si segnala che il Consigliere Gianfranco Tosi nel corso del 2005 ha fatto parte dapprima del Comitato per il controllo interno (periodo gennaio-maggio) e quindi del Comitato per le remunerazioni (periodo luglio-dicembre).

**** In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore - tenuto conto del periodo per cui è stata rivestita tale carica nel corso del 2005 - rispettivamente alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di altri incarichi**
Presidente	Pinto Eugenio***	100%	3
Presidente	Provasoli Angelo****	100%	-
Sindaco effettivo	Conte Carlo	100%	-
Sindaco effettivo	Fontana Franco*	100%	-
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 2005: 18

* La presenza dell'asterisco indica se il Sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti dal soggetto interessato in altre società quotate in mercati regolamentati italiani.

*** In carica a decorrere dal mese di maggio 2005.

**** In carica fino al mese di maggio 2005.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento	
	SÌ	NO 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) periodicità dell'informativa?	X	
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo 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 dieci 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 dieci 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 <i>internal auditing</i>
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X	
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile <i>investor relations</i>		> Rapporti con investitori istituzionali: <i>Investor Relations</i> - 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

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2005 Enel ha varato un nuovo modello organizzativo orientato a rispondere al meglio alla strategia di sviluppo in ambito internazionale e alla completa apertura del mercato dell'energia elettrica in Italia, prevista a partire dal 1° luglio 2007.

Sulla base di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in novembre è stata pertanto istituita la Divisione Internazionale, con la missione di sviluppare la presenza e le attività all'estero di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas, garantire il presidio e l'ottimizzazione delle attività operative internazionali, elaborare la strategia di sviluppo e di bilanciamento della capacità produttiva nei mercati regionali esteri d'interesse.

Inoltre si è proceduto alla separazione di responsabilità nella gestione della Divisione Infrastrutture e Reti e della Divisione Mercato, assegnando a quest'ultima la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia, sviluppando un'offerta integrata di prodotti/servizi e assicurando il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

Di conseguenza, anche alla luce dell'avvenuto deconsolidamento della partecipazione in Wind e della cessione quasi totale della partecipazione in Terna, il Gruppo si articola oggi nelle Divisioni Generazione ed Energy Management Italia, Infrastrutture e Reti Italia, Mercato Italia, Internazionale. Nel corso del 2005 è proseguito il processo di riorganizzazione delle attività di *staff* iniziato nel 2004, al fine di assicurarne il governo complessivo e unitario e di garantire la piena realizzazione delle azioni di efficientamento e di miglioramento delle *performance*.

Dopo la fusione in Enel Servizi (già Ape Gruppo Enel, focalizzata sulle attività di amministrazione del personale) di Enel.it. ed Enel Facility Management, avvenuta con decorrenza dal 1° gennaio 2005, sono confluiti nella stessa società anche i rami d'azienda relativi alle attività di "Information & Communication Technology" (il 1° gennaio), "Amministrazione" (il 1° aprile) e "Servizi" (il 1° luglio) da alcune società del Gruppo. Tale riconfigurazione societaria conferma l'orientamento prevalentemente interno di queste aree, volte ad assicurare servizi efficienti e di qualità a tutto il Gruppo.

Il processo di semplificazione societaria ha interessato anche la Divisione Generazione ed Energy Management, con la fusione, efficace dal 1° giugno, di Enel Green Power, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus in Enel Produzione, in coerenza con il modello organizzativo adottato nel processo di produzione di energia elettrica, che consolida in un'unica area tutte le attività a essa inerenti. Inoltre, con efficacia dal 1° gennaio 2006, le attività di ingegneria e costruzioni di Enelpower verso le società del Gruppo sono state accorpate alle attività di progettazione e sviluppo impianti di Enel Produzione, lasciando in capo a Enelpower unicamente le attività relative al completamento delle commesse in corso verso terzi.

Il tema dell'ottimizzazione organizzativa, infine, è stato affrontato anche con il proseguimento di interventi di miglioramento dei processi operativi della generazione e della distribuzione.

Sviluppo e formazione

Le iniziative di sviluppo realizzate nel corso del 2005 hanno avuto come *focus* la gestione sempre più individualizzata delle risorse e la crescita interna del *management* e delle figure professionali più rilevanti. In questa prospettiva si è proceduto alla identificazione e alla descrizione, in termini di competenze, delle *key position* nei processi *core* e di supporto, nonché all'estensione dei processi di valutazione delle competenze, delle *performance* e del potenziale.

Per quanto riguarda la formazione ci si è mossi, secondo programma, lungo quattro direttrici strettamente connesse con le *policy* di sviluppo e le strategie aziendali:

- > rafforzamento del *management* attraverso *action learning* e *learning tour* indirizzati a giovani *manager* che già occupano posizioni di rilievo in azienda;
- > accompagnamento ai processi di *change* e di eccellenza/efficientamento;
- > ulteriore diffusione di una cultura e di un *know-how* Enel condivisi, attraverso la formazione istituzionale (neoassunti, neoquadri, neodirigenti);
- > campagne generali rivolte ad ampi segmenti di popolazione: in particolare, il progetto dedicato alla Corporate Social Responsibility ha coinvolto tutti i quadri e i dirigenti dell'azienda.

Per il 2006 i piani formativi già impostati prevedono un ulteriore rafforzamento della formazione manageriale e una focalizzazione su internazionalizzazione, mercato e rapidità ed efficacia nell'*execution*.

Verrà inoltre svolto un massiccio programma di addestramento sulle procedure di sicurezza e sulla percezione del rischio.

Selezione

La selezione in Enel ha l'obiettivo di garantire la rispondenza dei candidati prescelti al profilo di competenze atteso dai vari ruoli di ingresso e di creare le condizioni di massima appetibilità del marchio Enel sui segmenti pregiati del mercato del lavoro.

Il processo di reclutamento è centrato prevalentemente sulle candidature che pervengono spontaneamente attraverso la sezione dedicata del sito istituzionale. I processi di selezione sono differenziati in relazione alla natura e alla quantità delle posizioni da ricoprire.

Per il 2006 è prevista la finalizzazione delle intense attività di reclutamento e selezione, avviate nel secondo semestre del 2005, e finalizzate al potenziamento della struttura tecnica e manageriale della Divisione Internazionale.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2005 si è focalizzata su:

- > il rafforzamento dell'integrazione tra i processi di *compensation* e di valutazione;
- > l'incremento della retribuzione variabile collegata alle *performance* aziendali;
- > la selettività degli interventi della retribuzione fissa, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato il sistema di Management by Objectives (MBO) quale strumento elettivo ed è stato realizzato il Piano di Incentivazione per una parte dei dipendenti appartenenti all'area commerciale.

Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, anche nel 2005 è stato assegnato un Piano di *stock option* che ha coinvolto circa l'85% dei dirigenti.

Il 2006, confermando gli orientamenti perseguiti negli ultimi anni, punterà al miglioramento del processo di pianificazione delle azioni di sviluppo e *compensation* per differenti segmenti di popolazione, nonché al consolidamento e all'affinamento degli strumenti introdotti. In tale direzione si è dato avvio a una rivisitazione del sistema MBO con l'obiettivo di una semplificazione del processo attraverso l'utilizzo di supporti informativi, di uno snellimento dello strumento e di un più forte presidio nel processo di individuazione e di comunicazione degli obiettivi, nel rispetto dei principi della *corporate governance*.

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 2005.

Piano 2001

Tale iniziativa ha preso avvio nel dicembre 1999, con la delega conferita dall'Assemblea straordinaria di Enel al Consiglio di Amministrazione per procedere a un aumento del capitale sociale – in una o più volte e per un periodo di cinque anni, ai sensi dell'art. 2443 cod. civ. – per un massimo di 121.261.500.000 lire (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), mediante l'emissione di un massimo di 121.261.500 azioni ordinarie da nominali 1.000 lire ciascuna, con godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a pagamento a dirigenti – da individuarsi a cura del Consiglio di Amministrazione tra coloro che svolgono funzioni

rilevanti per il conseguimento dei risultati strategici del Gruppo – della stessa Enel e/o delle società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ., con conseguente esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, ultimo comma, cod. civ. e dell'art. 134, commi secondo e terzo, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.

Nel corso del mese di aprile 2001, in attuazione della indicata delega assembleare, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito Piano di *stock option*, unitamente al regolamento attuativo. Tra i destinatari di tale Piano è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale.

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 a ciascuno di essi 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.

Il regolamento ha disposto altresì che le opzioni assegnate – qualora si fossero realizzate le condizioni di esercizio – sarebbero risultate esercitabili (i) per una quota del 20% a decorrere dall'anno successivo a quello di assegnazione ("opzioni a un anno") e sino al quarto anno successivo a quello di assegnazione; (ii) per la restante quota dell'80% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione ("opzioni a tre anni") e sino al quarto anno successivo a quello di assegnazione.

In ogni caso le opzioni risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, solamente nel corso dei quindici giorni di Borsa aperta successivi all'approvazione del bilancio di esercizio da parte dell'assemblea degli azionisti.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – il regolamento ha disposto che tutte le opzioni assegnate sarebbero divenute esercitabili se la media aritmetica dei prezzi di riferimento dell'azione Enel riportati dal sistema telematico della Borsa Italiana negli ultimi tre mesi dell'anno di assegnazione fosse risultata superiore al prezzo-obiettivo (*target price*) determinato dal Consiglio di Amministrazione sulla base del *consensus* degli analisti. Qualora il *target price* non fosse stato superato, tutte le opzioni a un anno e il 30% delle opzioni a tre anni sarebbero decadute automaticamente.

Peraltro lo stesso regolamento ha previsto, in via sussidiaria, la permanenza della possibilità di esercitare il rimanente 70% delle opzioni a tre anni (e, quindi, il 56% del totale delle opzioni assegnate) qualora (i) la variazione percentuale del prezzo dell'azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana durante l'anno di assegnazione delle opzioni fosse risultata superiore – secondo i criteri di

calcolo indicati nel regolamento – rispetto all'andamento di uno specifico indice di riferimento, individuato dal Consiglio di Amministrazione nella media dell'andamento dell'indice MIBTEL (peso: 50%) e dell'indice FT-SE Eurotop 300 Electricity (peso: 50%) e (ii) il parametro di crescita effettiva del valore del Gruppo (EVA) durante il medesimo anno di assegnazione delle opzioni fosse risultato superiore a quello fissato dallo stesso Consiglio di Amministrazione.

Sempre in conformità al regolamento, il prezzo di sottoscrizione delle azioni (*strike price*) sarebbe stato 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 2001

In concreto, sulla base di tale disciplina regolamentare, il Piano 2001 ha comportato l'assegnazione di complessive 68.548.100 opzioni in favore di 381 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 3,636 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate circa il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Consiglio di Amministrazione, si è peraltro constatato che (i) non è stato conseguito il *target price* prefissato, e sono quindi decadute tutte le opzioni a un anno (pari a 13.709.620 opzioni) e il 30% di quelle a tre anni (pari a 16.451.544 opzioni), mentre (ii) sono stati raggiunti gli obiettivi sussidiari relativi tanto alla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento quanto al superamento dell'EVA nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni, il che ha determinato il verificarsi dei presupposti per l'esercitabilità del residuo 70% delle opzioni a tre anni. Pertanto, in relazione al Piano 2001 risultano divenute esercitabili soltanto 38.386.936 opzioni a tre anni, il cui numero risulta peraltro dimezzato – e divenuto pertanto pari a 19.193.468 – a seguito del raggruppamento delle azioni Enel deliberato dall'Assemblea straordinaria nel maggio 2001, con effetto dal 9 luglio 2001, in occasione della ridenominazione del capitale sociale in euro; detto raggruppamento ha comportato anche il raddoppio dello *strike price* di tali opzioni da 3,636 euro a 7,272 euro. Si segnala che, delle indicate 19.193.468 opzioni a tre anni divenute esercitabili, sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 2.503.326 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 388.809 opzioni nel corso del 2005.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2001

Per effetto di quanto sopra, nel mese di aprile 2001 il Consiglio di Amministrazione, parzialmente esercitando la delega assembleare del dicembre 1999, ha quindi deliberato un aumento scindibile del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima inferiore allo 0,6% del capitale stesso *pro tempore*) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2001.

In particolare – tenuto anche conto degli effetti derivanti dalle indicate operazioni di ridenominazione

del capitale sociale in euro e di raggruppamento delle azioni Enel – in tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un aumento a pagamento del capitale dell'importo massimo di 34.274.050 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2005, al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2001, caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 7,272 euro. Per tale Piano, peraltro, a seguito delle successive verifiche effettuate circa il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Consiglio di Amministrazione, l'aumento di capitale avrebbe comunque potuto essere sottoscritto fino a un massimo di 19.193.468 euro.

In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, alla fine del 2005, 16.301.333 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2001 esercitate nel periodo compreso tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005.

Piano 2002

Nel maggio 2001 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione in considerazione della insufficienza dell'importo residuo della citata delega assembleare del dicembre 1999 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 dicembre 1999, 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 60.630.750 euro (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente delega attribuita nel dicembre 1999 e potenzialmente destinata all'intera platea dei dirigenti di Enel e/o delle società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ..

Nel corso del mese di marzo 2002, in attuazione di tale ultima 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. Tale Piano risulta caratterizzato da logiche significativamente differenti rispetto a quelle del Piano 2001 e di maggiore aderenza al mutato contesto dei mercati finanziari.

Il regolamento, come già disposto nel precedente Piano, ha previsto l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. Anche in tal caso, 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 a ciascuno di essi 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 continua a rimanere 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 FT-SE 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.

Analogamente a quanto disposto per il Piano 2001, il regolamento ha previsto che il prezzo di sottoscrizione delle azioni 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 entrambi 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) 4.824.000 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 48.500 opzioni nel corso del 2005.

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 a (i) 6,426 euro per le 39.245.000 opzioni assegnate nel marzo 2002 e a (ii) 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 2005, 10.697.094 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nei periodi compresi tra il 3 febbraio e il 23 febbraio 2005, tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2005. Esse si aggiungono alle 24.104.556 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nel corso del 2004.

Piano 2003

Nel maggio 2003 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione in considerazione della 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 delle precedenti deleghe del dicembre 1999 e 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 è stato compreso 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) 3.237.700 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 50.726 opzioni nel corso del 2005.

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 2005, 14.158.373 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nei periodi compresi tra il 3 febbraio e il 23 febbraio 2005, tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2005. Esse si aggiungono alle 16.342.119 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nel corso del 2004.

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 dicembre 1999, 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 è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002 e 2003, mutuando 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, disponendo 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 distortivi 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) 1.231.000 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 394.500 opzioni nel corso del 2005.

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 2005, 12.392.982 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2004 esercitate nel periodo compreso tra il 20 aprile e il 31 dicembre 2005.

Piano 2005

Nel maggio 2005 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 28.757.000 euro (e, quindi, per un importo inferiore allo 0,5% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del dicembre 1999, del maggio 2001, del maggio 2003 e del maggio 2004 e

destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2005, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2005.

Il Piano 2005 – tra i cui destinatari è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002, 2003 e 2004, mutuando in particolare le disposizioni del regolamento attuativo di tale ultimo Piano per quanto riguarda i diversi profili in precedenza descritti.

Sviluppo del Piano 2005

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2005 ha determinato l'assegnazione di complessive 28.757.000 opzioni in favore di 448 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 7,273 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 risulta essere stato conseguito l'obiettivo concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'azione Enel è risultata inferiore rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano. Ciò ha comportato l'automatica decadenza di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2005.

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, ma prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo Enel di appartenenza del destinatario

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 2005 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,53% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo del 2,17%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione dei piani di *stock option* sopra descritti nel corso dell'esercizio 2005.

Evoluzione dei piani di *stock option* nel corso dell'esercizio 2005

	Piano 2001 (anno di scadenza 2005)			Piano 2002 (anno di scadenza 2007)			Piano 2003 (anno di scadenza 2008)			Piano 2004 (anno di scadenza 2009)			Piano 2005 (anno di scadenza 2010)		
	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)
Diritti															
Diritti esistenti al 1° gennaio 2005	16.690.142	7,272	7,240	12.819.944	6,430	7,240	28.044.186	5,240	7,240	37.296.550	6,242	7,240	-	-	-
Nuovi diritti assegnati nell'esercizio 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.757.000	7,273	7,425 ⁽¹⁾
Diritti esercitati nell'esercizio 2005	16.301.333	7,272	7,432 ⁽¹⁾	10.697.094	6,431	7,494 ⁽¹⁾	14.158.373	5,240	7,449 ⁽¹⁾	12.392.982	6,242	7,114 ⁽¹⁾	-	-	-
Diritti decaduti nell'esercizio 2005	388.809	7,272	7,322 ⁽¹⁾	48.500	6,426	7,229 ⁽¹⁾	50.726	5,240	7,229 ⁽¹⁾	394.500	6,242	7,084 ⁽¹⁾	28.757.000 ⁽²⁾	7,273	6,640 ⁽¹⁾
Diritti esistenti al 31 dicembre 2005 > di cui esercitabili al 31 dicembre 2005	-	7,272	6,632	2.074.350	6,426	6,632	13.835.087	5,240	6,632	24.509.068	6,242	6,632	-	7,273	6,632
Fair value alla data di assegnazione		€ 0,48			€ 0,17			€ 0,37			€ 0,18			€ 0,27	
Volatilità		27%			28%			28%			17%			15%	

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

(2) Dichiarate decadute dal Consiglio d'Amministrazione di Enel nella seduta del 22 marzo 2006.

Stock option attribuite al Direttore Generale

Nello schema seguente sono indicati i dati relativi alle *stock option* di pertinenza di coloro che hanno rivestito, in distinte fasi nel corso del 2005, l'incarico di Direttore Generale (e Amministratore Delegato) di Enel SpA.

A ciascuna opzione ivi indicata corrisponde la sottoscrizione di una azione.

Nome e cognome	Carica ricoperta	Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio 2005			Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio 2005			Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio 2005			Opzioni scadute nel corso dell'esercizio 2005	Opzioni detenute alla fine dell'esercizio 2005		
		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'esercizio (euro)	Numero opzioni	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media
Paolo Scaroni	Direttore Generale Enel SpA (fino al 30.5.2005)	6.441.400	5,822	2007	2.500.000	7,273	2010	6.441.400	5,822	7,468	2.500.000	-	-	-
Fulvio Conti ⁽¹⁾	Direttore Generale Enel SpA (dal 30.5.2005)	2.120.376	6,124	2008	600.000	7,273	2010	689.416	6,509	7,476	600.000	1.430.960	5,939	2009

(1) Tutte le opzioni indicate nella tabella sono state assegnate a Fulvio Conti nella qualità di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel SpA, carica rivestita fino al 20 giugno 2005.

Relazioni industriali

Settore elettrico

A livello aziendale, nel corso del 2005, è proseguita l'implementazione della struttura organizzativa divisionale. Pertanto si è proceduto alle previste interlocuzioni sindacali in relazione ai trasferimenti di processi e risorse a Enel Servizi (amministrazione, servizi, *information technology*) e alla razionalizzazione societaria nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management (accorpamenti societari in Enel Produzione). È stata poi rinnovata una significativa parte degli accordi regionali in materia di rimborsi delle spese sostenute dal personale in missione per servizio e si è dato corso ai confronti in materia di premio di risultato. Sono inoltre proseguite le complesse trattative sulle tematiche degli istituti sociali e dei permessi e delle agibilità sindacali, che hanno intanto portato alla sottoscrizione di un Protocollo di intenti, ed è stata esperita la procedura propedeutica al trasferimento del ramo d'azienda addetto alla distribuzione di energia elettrica alla Provincia Autonoma di Trento. Infine, su richiesta di EPSU (European Federation of Public Services Unions) a settembre 2005 si è aperto l'iter negoziale propedeutico alla costituzione del Comitato Aziendale Europeo in Enel.

A livello di settore è proseguito il difficile negoziato sull'esercizio del diritto di sciopero (anche "virtuale") e sono iniziati i lavori per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) con l'illustrazione da parte delle Organizzazioni Sindacali della piattaforma rivendicativa e la successiva esposizione della posizione datoriale.

Settore Gas

A livello aziendale si è dato corso all'interlocuzione sindacale relativa al processo di integrazione nel "perimetro Gas" di Enel delle società di nuova acquisizione e alle operazioni di razionalizzazione finalizzate all'accorpamento di preesistenti società nell'ambito delle società Enel Gas (vendita) ed Enel Rete Gas (distribuzione). È stato altresì avviato il passaggio di attività e risorse di *staff* a Enel Servizi Srl. Si è poi proceduto alla sottoscrizione dell'accordo sul premio di risultato e all'armonizzazione di taluni trattamenti mediante il perfezionamento di precedenti accordi.

A livello di settore, il 22 giugno 2005 è stato sottoscritto il verbale d'accordo nazionale con il quale si è convenuto sulla necessità del superamento del Fondo Gas e sulla correlata confluenza verso il sistema di previdenza complementare. Le parti firmatarie hanno presentato alla competente Direzione Generale del Ministero del Lavoro una proposta normativa di recepimento dell'accordo stesso. Inoltre, alla fine del 2005 è scaduto anche il CCNL di settore gas/acqua e si è aperto il processo negoziale di rinnovo con la presentazione della piattaforma sindacale unitaria.

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.

Rapporti con parti correlate

Le parti correlate sono state individuate avendo a riferimento il disposto della delibera Consob n. 14990 del 14 aprile 2005.

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 il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Il corrispettivo per il trasporto viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Di seguito si fornisce la sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 31.12.2005		2005	
Acquirente Unico	171,0	-	-	828,4
GRTN	-	1,1	15,2	-
Terna ⁽¹⁾	0,1	-	1,9	-
Totale	171,1	1,1	17,1	828,4

(1) I rapporti economici si riferiscono al periodo che va dalla data del 15 settembre 2005 al 31 dicembre 2005.

Le operazioni compiute da Enel SpA nell'esercizio 2005 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.

I rapporti con società collegate si riferiscono essenzialmente ai servizi di telecomunicazione, al noleggio di veicoli con la società Leasys SpA (ceduta in data 30 settembre 2005 a Fiat) e a locazioni di immobili, in particolare con le società Immobiliare Foro Bonaparte, Immobiliare Porta Volta e Immobiliare Progetto Ostiense (cedute a terzi nel corso del mese di ottobre 2005).

Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate a condizioni 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 della presente Relazione sulla gestione, sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

I rapporti con le parti correlate sono indicati in Nota integrativa in sede di commento delle singole voci di bilancio e sintetizzati nel seguente prospetto.

Principali partite economiche, patrimoniali e finanziarie dell'esercizio 2005	Milioni di euro	Natura dell'operazione
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	222	Trattasi di ricavi per prestazioni di assistenza e consulenza rese a favore delle controllate.
Materie prime, servizi e prestazioni	74	Sono costituiti in massima parte da prestazioni informatiche e da servizi di edificio forniti da Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl), da servizi di telecomunicazioni forniti da Wind Telecomunicazioni, nonché da prestazioni svolte da società collegate per canoni di locazione immobili (Immobiliare Foro Bonaparte) e noleggio autovetture (Leasys).
Proventi finanziari e straordinari netti	286	Si riferiscono a proventi finanziari netti e riguardano principalmente interessi maturati sui conti correnti intersocietari, sul debito accollato e sui finanziamenti concessi alle società del Gruppo.
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie	1.940	Si riferiscono all'accollo dell'indebitamento a medio e lungo termine e del debito per previdenza integrativa avvenuto in sede di conferimenti, nonché a successive concessioni di finanziamenti.
Crediti del circolante	5.764	Riguardano i finanziamenti a breve concessi sul conto corrente intersocietario, crediti commerciali e applicazione del regime dell'IVA di Gruppo e del consolidato fiscale. I crediti commerciali derivano dai servizi prestati da Enel SpA per l'attività di assistenza e consulenza di natura istituzionale, amministrativa, finanziaria e fiscale.
Debiti del circolante	1.762	Riguardano i saldi dei conti correnti intersocietari, debiti commerciali e l'applicazione del regime dell'IVA di Gruppo e del consolidato fiscale. I debiti commerciali derivano da prestazioni di varia natura e si riferiscono principalmente a locazioni, servizi di edificio, a e prestazioni informatiche fornite da Enel Servizi (già Enel Ape Srl), nonché da debiti commerciali verso società collegate prevalentemente per canoni di noleggio autovetture e locazione immobili.

Azioni detenute dagli Amministratori e dai Sindaci

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971/99, nella tabella che segue sono indicate le azioni di Enel SpA possedute dagli Amministratori, dai Sindaci e da coloro che hanno rivestito, in distinte fasi nel corso del 2005, l'incarico di Direttore Generale, 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 e dal Direttore Generale. Sono considerate tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2005 hanno ricoperto le cariche di Amministratore, Sindaco e Direttore Generale. I nominativi non indicati nella tabella risultano pertanto non avere posseduto alcuna azione di Enel SpA nel corso dell'esercizio 2005.

Cognome e Nome	Società partecipata	Numero azioni possedute a fine 2004	Numero azioni acquistate nel 2005	Numero azioni vendute nel 2005	Numero azioni possedute a fine 2005	Titolo del possesso
Ballio Giulio	Enel SpA	1.200 ⁽¹⁾	500 ⁽¹⁾	-	1.700 ⁽¹⁾	Proprietà
Conti Fulvio	Enel SpA	23.844 ⁽²⁾	691.896 ⁽³⁾	674.416 ⁽⁴⁾	41.324 ⁽⁵⁾	Proprietà
Giordano Giancarlo	Enel SpA	524	-	-	524	Proprietà
Gnudi Piero	Enel SpA	70.524 ⁽⁶⁾	-	-	70.524 ⁽⁶⁾	Proprietà
Morganti Franco	Enel SpA	1.987 ⁽⁷⁾	96 ⁽⁸⁾	-	2.083 ⁽⁹⁾	Proprietà
Provasoli Angelo	Enel SpA	16.000	-	-	16.000	Proprietà
Scaroni Paolo	Enel SpA	23.237	6.461.044 ⁽¹⁰⁾	6.441.400 ⁽¹¹⁾	42.881	Proprietà
Taranto Francesco	Enel SpA	10.000	-	-	10.000	Proprietà

(1) Tutte da parte del coniuge.

(2) Di cui: 23.582 personalmente e 262 da parte del coniuge.

(3) Di cui: 691.396 personalmente (delle quali (i) 689.416 sottoscritte in sede di esercizio di *stock option*, (ii) 1.500 acquistate in sede di OPV nel mese di luglio 2005 e (iii) 480 rivenienti dall'assegnazione di *bonus share*) e 500 da parte del coniuge.

(4) Tutte rivenienti dall'esercizio di *stock option*.

(5) Di cui: 40.562 personalmente e 762 da parte del coniuge.

(6) Di cui: 262 personalmente; 24.262 da parte del coniuge; 46.000 da parte di società controllata.

(7) Di cui: 1.125 personalmente; 862 da parte del coniuge.

(8) Di cui: 48 personalmente e 48 da parte del coniuge. In entrambi i casi si tratta di azioni rivenienti dall'assegnazione di *bonus share*.

(9) Di cui: 1.173 personalmente e 910 da parte del coniuge.

(10) Di cui 6.441.400 sottoscritte in sede di esercizio di *stock option* e 19.644 acquistate sul mercato.

(11) Tutte rivenienti dall'esercizio di *stock option*.

Fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio, prevedibile evoluzione della gestione e altre informazioni

I principali fatti successivi alla chiusura dell'esercizio sono di seguito descritti.

Memorandum of Understanding con il trader russo RusEnergosbyt

Il 2 marzo 2006 Enel ha annunciato la firma di un *Memorandum of Understanding* per l'acquisizione, con un investimento di 105 milioni di dollari, di una partecipazione paritetica nel capitale di RusEnergosbyt (RES), società russa attiva nel *trading* di energia elettrica e facente capo al Presidente del Gruppo ESN, Grigory Berezkin. Grazie a questo accordo Enel ha accesso al mercato della fornitura di elettricità della Federazione Russa in collaborazione con il maggior operatore del settore attivo fin dal 2003 nella vendita di energia elettrica sia sul mercato *wholesale* sia sul mercato *retail*.

Con questa operazione Enel rafforza la sua posizione nel mercato russo, dove opera dal 2004 grazie all'accordo raggiunto con RAO UES per la gestione dell'impianto di produzione a ciclo combinato di San Pietroburgo, North West Thermal Power Plant (NWTTP).

L'alleanza con RES è parte della strategia di espansione europea di Enel ed è finalizzata a cogliere le ulteriori opportunità di investimento che saranno offerte dal processo di liberalizzazione del mercato russo.

Prevedibile evoluzione della gestione

I risultati economici e il livello dell'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 focalizzazione 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*, Enel intende proseguire le azioni già attivate per cogliere tutte quelle opportunità di espansione all'estero che le permettano di sfruttare il proprio *know-how* in Paesi in cui si sta verificando l'apertura del mercato elettrico e dove la richiesta di energia è in crescita.

Infine Enel continuerà a gestire i contratti pluriennali di acquisto di energia dall'estero.

Altre informazioni

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 (RG n. 2460/03) 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 delle deliberazioni assunte dai Consigli di Amministrazione di Enel, 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, dopo aver emesso un decreto di sequestro conservativo di beni immobili, mobili e crediti nei confronti dell'ex Amministratore Delegato e di un ex dirigente della società Enelpower, nonché dell'ex Presidente della società Enel Produzione, li ha citati in giudizio per l'accertamento di una loro eventuale

responsabilità (amministrativa patrimoniale) in relazione a un danno patrimoniale all'Erario.

In data 9 novembre 2005 Enel, Enelpower ed Enel Produzione hanno depositato un atto di intervento *ad adiuvandum* della richiesta della Procura Regionale; il successivo 18 novembre 2005, con atto notificato anche a Enelpower, la difesa dell'ex Amministratore Delegato di Enelpower ha proposto un ricorso alle Sezioni Unite della Corte di Cassazione volto ad accertare il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti nel procedimento sopra menzionato in ragione della non configurabilità di Enel SpA e di Enelpower SpA come organismi di diritto pubblico ed enti pubblici e la non riconducibilità degli Amministratori alla qualità di pubblico ufficiale o incaricato di pubblico servizio.

In data 30 novembre 2005 Enelpower ed Enel Produzione hanno notificato agli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione un atto di citazione volto a chiedere, ex artt. 2901 e ss. cod. civ., l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dimissioni di cespiti dal medesimo posti in essere.

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.

Codice in materia di protezione dei dati personali (D.Lgs. 30 giugno 2003 n. 196)

Enel SpA ha redatto nel 2005 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). Il documento sarà aggiornato 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.

Adozione dei principi contabili internazionali

Il Regolamento Europeo n. 1606/2002 prevede che tutte le società quotate in mercati regolamentati dell'UE, a partire dall'esercizio 2005 adottino gli *standard* contabili "International Financial Reporting Standard" (IFRS) per la stesura dei bilanci consolidati.

Il legislatore italiano, nell'ambito della facoltà concessa dal citato Regolamento e con il D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005, ha previsto che le imprese quotate obbligate alla redazione del Bilancio consolidato in base agli IFRS possano redigere, già a partire dal 2005, anche i bilanci di esercizio secondo tali principi (l'obbligo decorre dal 2006).

Enel SpA adotterà a partire dal 1° gennaio 2006 i principi contabili internazionali (IFRS/IAS) nella redazione del Bilancio di esercizio.

I maggiori impatti di carattere qualitativo sono principalmente riconducibili a:

- > utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione del trattamento di fine rapporto e altre indennità corrisposte al personale dopo il pensionamento;
- > adozione del *fair value* nella valutazione degli strumenti derivati;
- > rilevazione (capitalizzazione) di alcune tipologie di immobilizzazioni immateriali non più ammesse.

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 nello specifico paragrafo della Nota integrativa.

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 2005 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 che individuano come operazioni di maggior rilievo: a) quelle di acquisizione e alienazione di partecipazioni societarie connesse ad accordi strategici; b) le cessioni di *asset* di valore superiore a 5 milioni di euro e c) le operazioni finanziarie di valore superiore 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. Gli Amministratori, nella Relazione sulla gestione, indicano le principali operazioni con parti correlate effettuate dalla Capogruppo Enel SpA nel capitolo "Rapporti con le parti correlate", cui rinviamo per quanto attiene alle caratteristiche delle operazioni e ai loro effetti economici; inoltre, nella Relazione sulla gestione sono riportate le modalità procedurali da adottare per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate seguendo i criteri di correttezza procedurale e sostanziale;
- > per quanto concerne le operazioni infragruppo avvenute tra la Società e le controllate e collegate, esse si riferiscono, in prevalenza, alla gestione finanziaria (finanziamenti e conti correnti intersocietari), alla prestazione di servizi (locazioni, noleggi e assistenza/consulenza amministrativa e prestazioni informatiche) e scambio di beni. Possiamo ragionevolmente assicurare che le suddette operazioni sono congrue e rispondenti all'interesse della Società;
- > la Società ha redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2005 secondo i principi contabili italiani e le disposizioni contenute nel codice civile così come modificate dal D.Lgs n. 6 del 17 gennaio 2003. Per la redazione del Bilancio sono stati confermati i principi e i criteri utilizzati per l'esercizio 2004. Come riportato nella Relazione degli Amministratori, la Società, a partire dal 1° gennaio 2006, ha adottato i principi contabili internazionali (IFRS) così come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002 e successivi aggiornamenti e dal D.Lgs. n. 38/2005. Tra i fatti di rilievo intervenuti nel corso dell'esercizio 2005 si segnalano:
 - la cessione di una prima *tranche* della partecipazione in Terna, pari al 13,86%, per un corrispettivo di 568 milioni di euro e, successivamente, di una seconda *tranche* pari al 29,99%, per un corrispettivo di 1.315 milioni di euro;

- nel corso dell'anno 2005, la Società ha stipulato accordi e concluso la cessione di Wind Telecomunicazioni SpA a Weather Investment Srl. La prima fase dell'operazione ha riguardato (i) la cessione a una controllata di Weather del 62,75% del capitale di Wind per un corrispettivo per cassa di 2.986 milioni di euro e (ii) la sottoscrizione da parte della Società di un aumento di capitale di Weather per 305 milioni di euro, pari a una partecipazione del 5,2%. In una seconda fase all'inizio dell'anno corrente la Società ha ceduto a una controllata di Weather il 6,28% del capitale di Wind per un corrispettivo per cassa di 328 milioni di euro e, inoltre, ha conferito a Weather il 30,97% del capitale di Wind, valutato in 1.655 milioni di euro, in cambio di azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather;
 - la Società, nell'ambito del progetto di riorganizzazione delle partecipazioni finanziarie, ha acquisito da Enel Produzione e da Enel Distribuzione la partecipazione in Enel Finance International SA per un valore complessivo di 1.414 milioni di euro;
 - nel mese di luglio 2005 è stata collocata sul mercato, da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, la quarta *tranche* delle azioni della Società che ha riguardato l'assegnazione al pubblico e agli investitori istituzionali di complessivi 575 milioni di azioni;
 - la Società, nell'ambito del programma di rifinanziamento del debito, ha effettuato un'offerta pubblica di sottoscrizione di obbligazioni per un importo complessivo di 1 miliardo di euro;
 - il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2005, pari a 0,19 euro per azione, corrisposto nel mese di novembre 2005;
- > con riferimento ai procedimenti avviati dalla Procura della Repubblica di Milano e dalla Corte dei Conti, già portati a Vostra conoscenza nelle precedenti relazioni, con sentenza del 22 febbraio 2006 la Corte dei Conti per la Lombardia, ritenuta la responsabilità degli ex Amministratori e dirigenti già citati in giudizio, ha riconosciuto in favore di Enelpower, in qualità di parte lesa, un risarcimento di circa 14 milioni di euro;
- > la Società ha redatto il Bilancio consolidato 2005 del Gruppo Enel applicando i principi contabili internazionali (IFRS), con data di transizione 1° gennaio 2004, e i relativi effetti e informazioni sono contenuti nelle Note di commento alla nota "Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)" e sottoposti al giudizio della Società di revisione KPMG SpA. Quest'ultima ha emesso le relazioni sulla revisione di tutte le società controllate senza rilievi attestando altresì che i Bilanci dell'esercizio 2005 sono conformi alle norme che 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. Con riferimento al Bilancio consolidato 2005 del Gruppo Enel, la Società di revisione KPMG SpA ha presentato la relazione di revisione senza rilievi né richiami di informativa;
- > abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società. Il modello organizzativo, già ridisegnato nel precedente

- esercizio con un significativo grado di accentramento in previsione anche della semplificazione strutturale del Gruppo, ha visto l'istituzione della Divisione Internazionale in cui sono state concentrate risorse e attività svolte all'estero nel settore della produzione e distribuzione di energia elettrica. Restano confermate le altre Divisioni: Mercato Italia, Infrastrutture e Reti Italia e Generazione ed Energy Management Italia; 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 principi 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. Il Collegio Sindacale ha seguito con attenzione nel corso dell'esercizio l'avvio e la prima fase di realizzazione del c.d. "Progetto Overhead", volto a far confluire i principali servizi di *back office* svolti dalle società del Gruppo nella controllata Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl), con l'intento di migliorarne la qualità e di contenerne i costi. Nel corso dell'esercizio, l'attuazione del Progetto ha comportato, tra l'altro, la cessione dei rami di azienda "Amministrazione" della controllante e delle sue controllate a Enel Servizi Srl;
 - > abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno anche attraverso 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, decreto legislativo 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. È pervenuto un esposto da parte di un ex dipendente: il Collegio ha svolto gli opportuni approfondimenti senza rilevare irregolarità da segnalare;
 - > 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 riesaminato i contenuti dell'assetto dei poteri in ambito aziendale, rivedendo la tipologia e l'entità delle operazioni soggette a esame e approvazione da parte del Consiglio stesso al fine di aderire al meglio a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina. Il Comitato per le remunerazioni e il Comitato per il controllo interno esplicano le funzioni a essi attribuite dal Codice di Autodisciplina;

- > la Società ha adottato un apposito regolamento per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate nonché per la comunicazione all'esterno di informazioni *price sensitive*;
- > la Società ha adottato un apposito codice di comportamento in materia di *internal dealing* in osservanza delle disposizioni regolamentari di Borsa Italiana SpA. Quanto ai contenuti, si rileva che, come per l'esercizio precedente, nel corso del 2005 (i) esso è risultato applicabile a circa 30 "persone rilevanti" nell'ambito del Gruppo oltre agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Direttore Generale della Capogruppo, (ii) le soglie di rilevanza delle operazioni da comunicare al mercato sono risultate dimezzate rispetto agli importi indicati da Borsa Italiana SpA, (iii) gli obblighi di trasparenza sono stati estesi anche alle operazioni di *stock option* ed (iv) è risultato operante il divieto per le "persone rilevanti" di compiere operazioni nei 30 giorni antecedenti l'approvazione del progetto di Bilancio d'esercizio e della Relazione semestrale prevedendo un sistema sanzionatorio per le eventuali violazioni;
- > 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*;
- > la Società ha adottato (dal giugno 2004), in base a quanto previsto dalla Sezione 406 del "Sarbanes-Oxley Act" (SOA), uno specifico codice di principi etici in materia finanziaria al fine di prevenire fenomeni di condotta illecita. Inoltre, tenuto conto della Sezione 302 del SOA, la Società ha provveduto a formalizzare in un apposito documento (*disclosure controls and procedures*) le procedure applicate in ambito aziendale in materia di informativa societaria. Infine, con riferimento alla Sezione 404 del SOA, la Società sta realizzando un progetto volto a fornire un adeguato supporto alla valutazione del sistema di controllo interno da parte del *management*;
- > nel mese di luglio 2005 la Società ha altresì adeguato le proprie regole di *governance* a quanto indicato dalla Sezione 301 del SOA, individuando nel Collegio Sindacale, in linea col comportamento tenuto dalle altre società italiane interessate dalla questione, l'organo preposto a svolgere in Enel SpA le funzioni di *audit committee* previste dalla normativa statunitense applicabile. A tal fine, il Consiglio di Amministrazione ha adottato, d'intesa col Collegio Sindacale, il "Regolamento di competenze per l'attribuzione delle funzioni di *audit committee* al Collegio Sindacale", in cui vengono indicati ruoli e compiti affidati al Collegio a integrazione delle funzioni di vigilanza a esso già demandate dalla normativa italiana; il Collegio Sindacale, nella seduta del 27 luglio 2005, ha deliberato di assumere, in assenza di alternative concretamente praticabili, la suddetta funzione di *audit committee*, peraltro ai soli fini della normativa statunitense applicabile;
- > 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 2005 è stata avviata la predisposizione di ulteriori "parti speciali", 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 1.600.500,00 euro (IVA esclusa), riferiti alle seguenti revisioni contabili:

- <i>comfort letter</i> per <i>Global Medium Term Notes</i>	euro	60.500,00
- <i>comfort letter</i> per la 4ª <i>tranche</i> Enel	euro	1.500.000,00
- <i>filing</i> situazione semestrale consolidata in Giappone	euro	40.000,00

> nel corso dell'esercizio 2005 il Collegio Sindacale ha rilasciato cinque pareri ex art. 2389, comma 3, cod. civ.;

> l'attività di vigilanza del Collegio Sindacale nell'esercizio 2005 è stata svolta in diciotto riunioni e con la partecipazione alle ventuno riunioni del Consiglio di Amministrazione e alle sette 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 che si è chiuso il 31 dicembre 2005 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 10 maggio 2006

Il Collegio Sindacale

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 dell'ENEL S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2005. 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.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

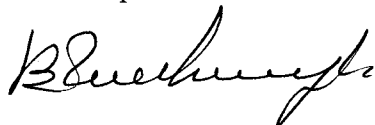
Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 10 maggio 2005.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio dell'ENEL S.p.A. al 31 dicembre 2005 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.
- 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.

Nella nota integrativa sono evidenziati gli effetti che sarebbero derivati sul bilancio dall'applicazione del metodo del patrimonio netto nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate e collegate.

Roma, 21 aprile 2006

KPMG S.p.A.



Bruno Mastrangelo
Socio

BILANCIO CONSUNTIVO

BILANCIO DI ESERCIZIO**Stato patrimoniale**

Euro	Parziali		Totali	
	al 31.12.2005		al 31.12.2004	
ATTIVO				
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI				
B) IMMOBILIZZAZIONI con separata indicazione di quelle concesse in locazione finanziaria				
I. Immateriali				
> Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	13.945.736		12.876.913	
> Marchi e licenze	12.911		15.494	
> Immobilizzazioni in corso e acconti	-		-	
> Altre	12.506.972		14.612.518	
		26.465.619		27.504.925
II. Materiali				
> Terreni e fabbricati	2.176.949		2.163.460	
> Impianti e macchinario	265.842		413.019	
> Attrezzature industriali e commerciali	70.225		264.479	
> Altri beni	1.767.673		2.289.315	
		4.280.689		5.130.273
III. Finanziarie				
> Partecipazioni in:				
. imprese controllate	15.319.306.918		16.049.409.395	
. imprese collegate	1.835.643.462		2.263.915	
. altre imprese	362.079.097		17.331.073	
	17.517.029.477		16.069.004.383	
> Crediti:				
. verso imprese controllate	86.678.349	1.939.850.149	237.662.735	2.353.122.120
. verso altri	178.767.445	181.278.909	3.077.177	1.580.734.583
		2.121.129.058		3.933.856.703
> Altri titoli		14.624		14.624
		19.638.173.159		20.002.875.710
Totale immobilizzazioni		19.668.919.467		20.035.510.908
C) ATTIVO CIRCOLANTE				
I. Rimanenze				
II. Crediti				
> Verso clienti	188.960.937		158.177.540	
> Verso imprese controllate	5.751.793.585		8.909.820.695	
> Verso imprese collegate	12.163.551		189.747	
> Crediti tributari	575.197.652		433.999.905	
> Imposte anticipate	67.389.743	401.806.434	330.765.042	629.433.476
> Verso altri		170.201.728		113.022.398
> Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per partite correnti		393.751.204		557.511.204
		7.493.875.091		10.802.154.965
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni				
> Altri titoli		492.340.454		495.892.308
IV. Disponibilità liquide				
> Depositi bancari e postali	45.477.291		20.326.214	
> Denaro e valori in cassa	52.342		54.390	
		45.529.633		20.380.604
Totale attivo circolante		8.031.745.178		11.318.427.877
D) RATEI E RISCOнти				
> Ratei attivi		30.481.952		89.193.870
> Risconti attivi:				
. disaggio su prestiti	20.737.971		19.129.186	
. altri	33.180.221		33.128.804	
		53.918.192		52.257.990
Totale ratei e risconti		84.400.144		141.451.860
TOTALE ATTIVO		27.785.064.789		31.495.390.645

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Euro	Parziali		Totali	
	al 31.12.2005		al 31.12.2004	
PASSIVO				
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale	6.157.071.646		6.103.521.864	
II. Riserva da sovrapprezzo delle azioni	485.497.000		200.163.019	
IV. Riserva legale	1.452.085.638		1.452.085.638	
VII. Altre riserve				
> Riserva ex lege n. 292/1993	2.215.444.500		2.215.444.500	
> Riserva per contributi in c/capitale (ex art. 55 DPR 917/86)	19.042.956		19.042.956	
> Diverse	20.106.073		20.106.073	
	2.254.593.529		2.254.593.529	
VIII. Utili portati a nuovo	3.076.878.585		32.397.542	
IX. Utile d'esercizio				
> Utile dell'esercizio	2.714.880.591		7.271.958.961	
> Acconti sui dividendi	(1.169.422.875)		(2.013.877.011)	
Utile residuo	1.545.457.716		5.258.081.950	
Totale patrimonio netto	14.971.584.114		15.300.843.542	
B) FONDI PER RISCHI E ONERI				
> Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	386.363.665		397.914.224	
> Per imposte, anche differite	38.242.113		5.156.511	
> Altri	829.981.102		656.268.179	
Totale fondi per rischi e oneri	1.254.586.880		1.059.338.914	
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	11.252.591		11.172.179	
D) DEBITI				
> Obbligazioni	7.643.088.638	8.138.586.329	7.041.575.851	7.929.864.621
> Debiti verso banche:				
. per finanziamenti a medio e lungo termine	59.364.347	250.733.907	1.580.780.389	1.886.436.829
. per finanziamenti a breve termine		752.693.639		2.303.410.106
		1.003.427.546		4.189.846.935
> Acconti		10.820		10.820
> Debiti verso fornitori		307.862.432		326.572.642
> Debiti verso imprese controllate		1.760.575.581		2.322.633.120
> Debiti verso imprese collegate		957.927		874.574
> Debiti tributari		3.667.232		26.757.945
> Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		8.448.481	711.189	9.928.578
> Altri debiti		161.717.005		136.777.547
Totale debiti	11.385.253.353		14.943.266.782	
E) RATEI E RISCONTI				
> Ratei passivi	153.229.838		176.010.524	
> Risconti passivi:				
. aggio su prestiti	2.882.380		3.914.875	
. altri	6.275.633		843.829	
	9.158.013		4.758.704	
Totale ratei e risconti	162.387.851		180.769.228	
TOTALE PASSIVO	27.785.064.789		31.495.390.645	
CONTI D'ORDINE				
> Garanzie prestate	10.296.736.444		11.259.205.406	
> Altri conti d'ordine	14.713.635.559		14.779.324.885	
Totale conti d'ordine	25.010.372.003		26.038.530.291	

Conto economico

Euro	Parziali		Totali	
	2005		2004	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
> Ricavi delle vendite e delle prestazioni		1.061.617.275		1.020.806.970
> Altri ricavi e proventi:				
. diversi		26.215.727		593.724.091
Totale valore della produzione		1.087.833.002		1.614.531.061
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
> Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		606.920.980		579.480.919
> Per servizi		196.154.534		166.093.721
> Per godimento di beni di terzi		14.578.148		12.795.122
> Per il personale:				
. salari e stipendi	58.224.112		60.603.369	
. oneri sociali	16.765.047		17.625.970	
. trattamento di fine rapporto	3.821.284		3.326.740	
. trattamento di quiescenza e simili	88.632		118.653	
. altri costi	4.151.949		4.119.714	
		83.051.024		85.794.446
> Ammortamenti e svalutazioni:				
. ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	12.127.669		4.059.865	
. ammortamento delle immobilizzazioni materiali	1.033.967		1.244.637	
		13.161.636		5.304.502
> Accantonamenti per rischi		44.849.961		41.315.020
> Altri accantonamenti		22.159.684		29.844.108
> Oneri diversi di gestione		81.655.192		42.744.244
Totale costi della produzione		1.062.531.159		963.372.082
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		25.301.843		651.158.979
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
> Proventi da partecipazioni:				
. da imprese controllate	1.536.274.654		1.883.217.480	
. altri	6.240.300		100.040	
		1.542.514.954		1.883.317.520
> Altri proventi finanziari:				
. da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate	102.855.784		148.641.133	
. altri	28.770.681		51.553.368	
. da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	10.914.595		9.671.725	
. proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate	261.568.068		211.488.944	
. da imprese collegate	293.114		-	
. altri	30.155.030		18.569.821	
		434.557.272		439.924.991
> Interessi e altri oneri finanziari:				
. da imprese controllate	48.749.433		65.400.026	
. da imprese collegate	239.210		-	
. altri	552.011.457		637.347.950	
. utili e perdite su cambi	3.906.983		(567.376)	
		604.907.083		702.180.600
Totale proventi e oneri finanziari		1.372.165.143		1.621.061.911

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Euro	Parziali		Totali	
	2005		2004	
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
> Rivalutazioni:				
. di partecipazioni:				
. non consolidate		5.085.098		
> Svalutazioni:				
. di partecipazioni:				
. consolidate	173.324.348		2.930.005.802	
. non consolidate	-		16.059.388	
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		173.324.348 (168.239.250)		2.946.065.190 (2.946.065.190)
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
> Proventi:				
. plusvalenze da alienazioni	1.487.982.714		5.533.476.299	
. vari	4.546.151		2.664.553.175	
		1.492.528.865		8.198.029.474
> Oneri:				
. minusvalenze da alienazioni	2.442.947		2.224.074	
. imposte relative a esercizi precedenti	-		817.838	
. vari	20.409.601		499.227.419	
		22.852.548		502.269.331
Totale delle poste straordinarie		1.469.676.317		7.695.760.143
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		2.698.904.053		7.021.915.843
> Imposte sul reddito dell'esercizio:				
. imposte correnti	(276.689.182)		(52.171.880)	
. imposte differite e anticipate	260.712.644		(197.871.238)	
		(15.976.538)		(250.043.118)
UTILE DELL'ESERCIZIO		2.714.880.591		7.271.958.961

Nota integrativa

Struttura e contenuto del bilancio

Il Bilancio dell'esercizio 2005, costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico e dalla Nota integrativa, è stato redatto secondo le disposizioni del cod. civ. così come modificate dalla riforma del diritto societario in materia di bilancio d'impresa introdotta dal D.Lgs. n. 6 del 17 gennaio 2003 e successive modificazioni (c.d. "Riforma Vietti").

Vengono inoltre fornite tutte le informazioni complementari ritenute necessarie per dare una rappresentazione veritiera e corretta della realtà aziendale anche se non richieste da specifiche disposizioni di legge.

Per quanto concerne le informazioni relative alle attività di Enel SpA, ai fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio, ai rapporti con parti correlate, nonché all'attività di ricerca e sviluppo si rimanda a quanto commentato nella Relazione sulla gestione che accompagna il Bilancio di Enel SpA.

Nella stessa Relazione viene inoltre presentato il rendiconto finanziario.

Non si è fatto ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, comma 4, cod. civ.

Gli schemi di bilancio sono stati redatti in euro; le informazioni a commento dello Stato patrimoniale e del Conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dalla specifica deliberazione Consob.

Il Bilancio consolidato del Gruppo Enel, presentato in apposito e separato fascicolo, è stato redatto secondo i principi contabili internazionali.

Principi contabili e criteri di valutazione

Per la redazione del Bilancio dell'esercizio 2005 sono confermati i principi contabili e i criteri di valutazione utilizzati per quello dell'esercizio 2004, tenuto conto delle citate modifiche dettate dal D.Lgs. n. 6/2003. Tali criteri sono in linea con quanto previsto dalle norme di legge, interpretate e integrate, ove necessario, dai principi contabili elaborati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, così come modificati dall'Organismo Italiano di contabilità (OIC) in relazione alla Riforma del Diritto Societario, e dai documenti emessi dallo stesso OIC.

I principi e i criteri di valutazione più significativi sono illustrati nel seguito.

Immobilizzazioni immateriali

Riflettono il residuo da ammortizzare delle spese a utilità pluriennale, iscritte in base al costo di acquisizione o di realizzazione comprensivo degli oneri accessori direttamente imputabili. Il costo così definito viene svalutato in presenza di perdite durevoli di valore e ripristinato (al netto dei soli ammortamenti) qualora vengano meno tali presupposti.

L'ammortamento viene calcolato a quote costanti ed è determinato in base alla prevista utilità economica. Il contributo straordinario dovuto in conseguenza della soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE), previsto dalla legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (legge finanziaria 2000), è ammortizzato in un periodo di 20 anni, come consentito anche dalla stessa legge.

Immobilizzazioni materiali

Sono rilevate in base al costo di acquisizione o di produzione comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e delle rivalutazioni monetarie effettuate ai sensi di legge. Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (al netto dei soli ammortamenti) qualora vengano meno tali presupposti.

I costi per manutenzioni di carattere ricorrente sono imputati al Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Le immobilizzazioni in oggetto sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti in base ad aliquote che riflettono la residua possibilità di utilizzazione dei cespiti (aliquote economico-tecniche).

Le principali aliquote utilizzate sono il 2,5% per i fabbricati civili e il 10% per impianti e macchinario. Dette aliquote sono applicate in misura dimezzata sugli incrementi patrimoniali dell'esercizio.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate, imprese collegate e altre imprese sono valutate con il metodo del costo. Il costo viene svalutato in presenza di perdite durevoli di valore e ripristinato qualora vengano meno tali presupposti.

Gli acconti versati per l'acquisizione di partecipazioni sono rilevati tra i crediti delle immobilizzazioni finanziarie.

Crediti e attività finanziarie

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo, tramite l'iscrizione di un apposito fondo svalutazione crediti, e classificati fra le immobilizzazioni finanziarie o l'attivo circolante a seconda della loro destinazione e alla natura del debitore.

Gli "Altri titoli" dell'attivo circolante sono rappresentati da obbligazioni Enel SpA iscritte al valore nominale.

Ratei e risconti

Sono determinati in funzione del principio della competenza temporale. Gli aggi e i disaggi di emissione, nonché gli altri oneri su prestiti sono acquisiti a Conto economico in misura sistematica lungo la durata di ciascun prestito.

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili

Rappresenta in massima parte la stima del valore attuale del debito per trattamenti pensionistici integrativi a favore di dirigenti in quiescenza alla data del 1° aprile 1998.

Accoglie altresì le indennità sostitutive del preavviso e le mensilità aggiuntive relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di Lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Altri fondi per rischi e oneri

Sono stanziati al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, delle quali, tuttavia, alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza. Gli stanziamenti riflettono la migliore stima possibile sulla base degli elementi a disposizione.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

È accantonato in conformità alle leggi e ai contratti di lavoro in vigore e riflette la passività maturata nei confronti di tutti i dipendenti alla data di bilancio, al netto delle anticipazioni corrisposte ai sensi di legge, nonché delle quote destinate e liquidate ai Fondi Pensione.

Debiti

Sono iscritti al valore nominale.

Ricavi

I ricavi per prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

Dividendi

I dividendi e gli acconti sui dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i debiti/crediti tributari al netto degli acconti versati, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore, tenuto anche conto degli effetti del consolidato fiscale nazionale.

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.

L'iscrizione all'attivo delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza del loro futuro recupero. In particolare, quelle relative a perdite fiscali riportabili a nuovo sono rilevate nei limiti in cui si ritenga ragionevolmente certo il loro recupero con redditi imponibili futuri, nei limiti temporali previsti dalla normativa tributaria di riferimento.

Il "Fondo per imposte, anche differite" accoglie le passività per imposte differite, che vengono iscritte solo nel momento e nei limiti in cui se ne preveda la tassazione.

Criteri di conversione delle poste in valuta

I crediti e i debiti espressi originariamente in valuta diversa dall'euro sono convertiti in euro ai cambi storici della data delle relative operazioni.

A fine esercizio si provvede ad adeguare direttamente le partite in valuta diversa dall'euro ai cambi vigenti alla data di chiusura dell'esercizio, rilevando le differenze emerse tra le componenti di reddito di natura finanziaria, tenendo conto dei contratti di copertura. L'eventuale utile netto derivante dalle operazioni di conversione viene accantonato in un'apposita riserva di patrimonio netto non distribuibile fino al realizzo.

Operazioni in strumenti finanziari derivati

Per fronteggiare il rischio di oscillazione dei tassi d'interesse, dei cambi e dei prezzi delle *commodity* vengono stipulati contratti derivati a copertura sia di specifiche operazioni sia di esposizioni complessive. I differenziali di interesse attivi e passivi, maturati alla fine dell'esercizio sugli strumenti finanziari derivati di copertura specifica su tassi di interesse, vengono registrati per competenza temporale nel Conto economico fra gli oneri e proventi finanziari in modo coerente con gli oneri derivanti dalle passività di riferimento.

Gli strumenti finanziari derivati di copertura di rischi di cambio specifici sono valutati ai cambi vigenti alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati al Conto economico come differenze di cambio nell'ambito della voce "Utili e perdite su cambi". Analogamente i premi o gli sconti sono rilevati per competenza nel Conto economico lungo la durata del contratto di copertura.

Gli utili e le perdite dei contratti derivati su cambi e *commodity*, finalizzati alla copertura del rischio connesso all'acquisto di energia dall'estero, sono imputati a Conto economico coerentemente con quelli rilevati sulle transazioni oggetto di copertura. Pertanto, vengono sospesi gli utili e le perdite sui contratti derivati riferiti alla competenza di costi e ricavi non ancora maturati.

Gli effetti economici dei contratti derivati su cambi, finalizzati alla copertura del rischio di cambio delle società del Gruppo, vengono registrati nel Conto economico fra gli oneri e proventi finanziari. A fronte di tali contratti, la Società provvede ad acquisire corrispondenti coperture sui mercati finanziari. Sia le coperture offerte alle società del Gruppo sia le corrispondenti coperture eseguite sui mercati finanziari sono valutate al costo.

Gli strumenti finanziari derivati sorti con finalità di copertura ma per i quali l'attività o la passività oggetto della copertura originaria viene estinta anticipatamente o non è specificatamente identificabile, vengono valutati alla data di chiusura dell'esercizio al minore tra il costo e il valore di mercato; gli effetti della valutazione vengono rilevati tra gli oneri finanziari.

Conti d'ordine

Le garanzie prestate sono iscritte per un importo pari all'ammontare del debito garantito.

Gli impegni assunti verso fornitori sono determinati sulla base dei contratti in essere alla fine dell'esercizio non rientranti nel normale "ciclo operativo" e per la parte non ancora eseguita.

Gli impegni per acquisti e vendite di valute a termine sono iscritti al prezzo di regolamento del contratto.

Gli impegni per contratti derivati su *commodity* sono iscritti al valore nozionale di riferimento.

Stato patrimoniale – Attivo**Immobilizzazioni****Immobilizzazioni immateriali – Euro 26,5 milioni**

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono qui di seguito esposti:

Milioni di euro	Incrementi Ammortamenti			al 31.12.2005
	al 31.12.2004			
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	12,9	9,2	(8,1)	14,0
Altre:				
> contributo straordinario per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici	5,4	-	(0,4)	5,0
> migliorie su immobili di terzi	9,2	1,9	(3,6)	7,5
Totale altre	14,6	1,9	(4,0)	12,5
TOTALE	27,5	11,1	(12,1)	26,5

La voce "Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno" è costituita essenzialmente dal valore residuo delle licenze d'uso di software acquistate nel 2004 da Enel.it, società fusa per incorporazione con efficacia 1° gennaio 2005 in Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl), e dalle ulteriori acquisizioni effettuate nell'esercizio.

In particolare, gli ammortamenti relativi alle licenze d'uso vengono determinati in quote costanti in un periodo di 36 mesi.

Il "contributo straordinario" dovuto in conseguenza della soppressione del Fondo di Previdenza per i dipendenti Enel e delle aziende elettriche private (FPE) è stato istituito dalla legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (legge finanziaria 2000). La variazione del periodo riflette la quota di ammortamento dell'esercizio.

La voce "Migliorie su immobili di terzi" si riferisce essenzialmente ai lavori di ristrutturazione di alcune aree dell'edificio, condotto in locazione, in cui ha sede Enel SpA, ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione di tale fabbricato, la cui scadenza è stata anticipata al 31 dicembre 2007.

Immobilizzazioni materiali – Euro 4,3 milioni

La composizione e la movimentazione per singola categoria sono evidenziate nel seguente prospetto:

Milioni di euro	Investimenti			Dismissioni		Ammortam.	
	al 31.12.2004					al 31.12.2005	
Terreni e fabbricati							
Valore lordo	3,1	0,1	-	-	-	3,2	
Fondo ammortamento	(1,0)	-	-	-	(0,1)	(1,1)	
Saldo	2,1	0,1	-	-	(0,1)	2,1	
Impianti e macchinario							
Valore lordo	3,0	-	-	-	-	3,0	
Fondo ammortamento	(2,6)	-	-	-	(0,1)	(2,7)	
Saldo	0,4	-	-	-	(0,1)	0,3	
Attrezzature industriali e commerciali							
Valore lordo	5,3	-	-	-	-	5,3	
Fondo ammortamento	(5,0)	-	-	-	(0,2)	(5,2)	
Saldo	0,3	-	-	-	(0,2)	0,1	
Altri beni							
Valore lordo	16,4	0,1	-	-	-	16,5	
Fondo ammortamento	(14,1)	-	-	-	(0,6)	(14,7)	
Saldo	2,3	0,1	-	-	(0,6)	1,8	
TOTALE							
Valore lordo	27,8	0,2	-	-	-	28,0	
Fondo ammortamento	(22,7)	-	-	-	(1,0)	(23,7)	
SALDO	5,1	0,2	-	-	(1,0)	4,3	

Le immobilizzazioni materiali presentano un saldo pari a 4,3 milioni di euro con un decremento netto di 0,8 milioni di euro, quasi esclusivamente dovuto agli ammortamenti dell'esercizio (1,0 milione di euro). Le rivalutazioni ai sensi di legge e le rettifiche *ex lege* n. 292/1993 riguardano solo i "terreni e fabbricati". L'ammontare delle rivalutazioni al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2004 è pari a 1,7 milioni di euro.

Immobilizzazioni finanziarie – Euro 19.638,2 milioni**Partecipazioni – Euro 17.517,0 milioni**

La voce include partecipazioni in:

- > imprese controllate per 15.319,3 milioni di euro;
- > imprese collegate per 1.835,6 milioni di euro;
- > altre imprese per 362,1 milioni di euro.

Nei prospetti che seguono sono evidenziati i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori a inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e nelle altre imprese.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Euro	Costo originario	Svalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %	
al 31.12.2004					
A) Imprese controllate					
1	Enel Produzione SpA	6.568,7	-	6.568,7	100,0
2	Enel Distribuzione SpA	6.320,7	-	6.320,7	100,0
3	T.E.R.NA. SpA	451,6	-	451,6	50,0
4	Enel Facility Management SpA (già Enel Real Estate SpA)	449,5	-	449,5	100,0
5	Cise Srl	315,2	(0,5)	314,7	100,0
6	Wind Telecomunicazioni SpA	2.407,4	(732,0)	1.675,4	37,2
7	Enel Trade SpA	101,0	-	101,0	100,0
8	Enel Investment Holding BV	4.473,0	(4.473,0)	-	100,0
9	Enel.it Srl	52,4	(15,5)	36,9	100,0
10	Enelpower SpA	189,5	(151,7)	37,8	100,0
11	Deval SpA	19,8	-	19,8	51,0
12	Enel Energia SpA	21,0	(8,3)	12,7	100,0
13	Enel Finance International S.A.	-	-	-	-
14	Enel.Factor SpA	10,1	(0,4)	9,7	80,0
15	Sfera Srl	13,2	(2,8)	10,4	100,0
16	Enel Capital Srl	8,5	(2,4)	6,1	100,0
17	Enel Sole Srl	5,3	-	5,3	100,0
18	Enel.si - Servizi Integrati Srl	5,2	(1,0)	4,2	100,0
19	Enel Servizi srl (già Enel Ape Srl)	40,2	(40,2)	-	100,0
20	Enel.Hydro SpA	114,2	(106,2)	8,0	100,0
21	Idrosicilia SpA	13,5	(0,1)	13,4	60,0
22	Enel Viesgo Servicios SL	-	-	-	60,0
23	Enel.NewHydro Srl	23,0	(19,5)	3,5	100,0
24	Enel Servizi Srl	-	-	-	80,0
	Totale controllate	21.602,9	(5.553,6)	16.049,4	
B) Imprese collegate					
1	Idrosicilia SpA	-	-	-	-
2	CESI SpA	2,2	-	2,2	25,9
3	WIND Telecomunicazioni SpA	-	-	-	-
	Totale collegate	2,2	-	2,2	25,9
C) Altre imprese					
1	Echelon Corp.	151,5	(135,7)	15,8	7,3
2	Elcogas S.A.	2,2	(1,1)	1,1	4,0
3	Emittente Titoli SpA	0,5	-	0,5	10,0
4	T.E.R.NA. SpA	-	-	-	-
5	Weather Investment	-	-	-	-
	Totale altre imprese	154,2	(136,8)	17,4	
	TOTALE PARTECIPAZIONI	21.759,4	(5.690,4)	16.069,0	

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Deficit patrimoniale al 01.01.2005	Costituzioni Acquisizioni (Cessioni)	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Scissioni Conferim.	Rettifiche di valore	Saldo movimenti	Costo originario	Svalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti dell'esercizio 2005						al 31.12.2005			
-	-	-	-	-	-	6.568,7	-	6.568,7	100,0
-	-	-	-	-	-	6.320,7	-	6.320,7	100,0
-	(396,1)	-	(55,5)	-	(451,6)	-	-	-	-
-	-	-	(449,5)	-	(449,5)	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	315,2	(0,5)	314,7	100,0
-	-	149,0	(1.824,4)	-	(1.675,4)	732,0	(732,0)	-	-
-	-	-	-	-	-	101,0	-	101,0	100,0
-	-	-	-	-	-	4.473,0	(4.473,0)	-	100,0
-	-	-	(36,9)	-	(36,9)	15,5	(15,5)	-	-
-	-	-	-	-	-	189,5	(151,7)	37,8	100,0
-	-	-	-	-	-	19,8	-	19,8	51,0
-	-	-	-	-	-	21,0	(8,3)	12,7	100,0
-	1.414,2	-	-	-	1.414,2	1.414,2	-	1.414,2	100,0
-	7,8	-	-	-	7,8	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
(2,1)	-	-	486,4	-	484,3	524,5	(40,2)	484,3	100,0
-	(19,0)	11,0	-	-	(8,0)	106,2	(106,2)	-	-
-	(4,4)	-	(9,0)	-	(13,4)	0,1	(0,1)	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,0
-	-	-	-	-	(1,6)	(1,6)	23,0	(21,1)	1,9
-	-	-	-	-	-	-	-	-	80,0
(2,1)	1.002,5	160,0	(1.888,9)	(1,6)	(730,1)	20.874,5	(5.555,2)	15.319,3	
-	-	-	9,0	-	9,0	9,0	-	9,0	40,0
-	-	-	-	-	-	2,2	-	2,2	25,9
-	-	-	1.824,4	-	1.824,4	1.824,4	-	1.824,4	37,2
-	-	-	1.833,4	-	1.833,4	1.835,6	-	1.835,6	
-	(20,8)	-	-	5,1	(15,7)	130,7	(130,7)	-	-
-	-	-	-	-	-	2,2	(1,1)	1,1	4,0
-	-	-	-	-	-	0,5	-	0,5	10,0
-	-	-	55,5	-	55,5	55,5	-	55,5	6,1
-	305,0	-	-	-	305,0	305,0	-	305,0	5,2
-	284,2	-	55,5	5,1	344,8	493,9	(131,8)	362,1	
(2,1)	1.286,7	160,0	-	3,5	1.448,1	23.204,0	(5.687,0)	17.517,0	

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

		Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Patrimonio netto (milioni di euro)
					al 31.12.2005
PARTECIPAZIONI IN					
A) Imprese controllate					
1	Enel Produzione SpA	Roma	euro	6.352.138.606	10.274,4
2	Enel Distribuzione SpA	Roma	euro	6.119.200.000	10.198,8
3	Enel Finance International S.A.	Lussemburgo	EUR	1.391.900.230	1.457,4
4	Cise Srl	Roma	euro	318.291.049	331,8
5	Enel Trade SpA	Roma	euro	100.885.000	241,9
6	Enelpower SpA	Milano	euro	10.000.000	122,9
7	Deval SpA	Aosta	euro	37.500.000	50,7
8	Enel Energia SpA	Roma	euro	1.414.000	12,8
9	Sfera Srl	Roma	euro	2.000.000	13,7
10	Enel.Factor SpA	Roma	euro	12.500.000	38,3
11	Enel Capital Srl	Roma	euro	8.500.000	6,1
12	Enel Sole Srl	Roma	euro	4.600.000	31,4
13	Enel.si - Servizi Integrati Srl	Roma	euro	5.000.000	7,4
14	Enel.NewHydro Srl	Roma	euro	1.000.000	1,9
15	Enel Viesgo Servicios SL	Santander	euro	3.010	0,1
16	Enel Investment Holding BV	Amsterdam	euro	1.593.050.000	(712,1)
17	Enel Servizi (già Enel Ape Srl)	Roma	euro	50.000.000	510,9
18	Enel Servicii Srl	Bucarest	RON	200.000	0,8
B) Imprese collegate					
1	CESI SpA	Milano	euro	8.550.000	26,1
2	Idrosicilia	Palermo	euro	22.520.000	22,4
3	Wind Telecomunicazioni SpA	Roma	euro	147.100.000	116,3

(1) L'importo di 712,1 milioni di euro trova corrispondenza in un apposito fondo oneri da partecipazioni.

(2) I valori di patrimonio netto e dell'utile di esercizio si riferiscono al bilancio al 31 dicembre 2004.

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)	Valutazioni ex art. 2426 punto 4 cod. civ. (milioni di euro)	Differenza (milioni di euro)
	2005		al 31.12.2005		
	1.041,1	100,0	6.568,7	10.435,9	(3.867,2)
	1.390,7	100,0	6.320,7	10.755,3	(4.434,6)
	44,9	100,0	1.414,2	1.457,4	(43,2)
	2,4	100,0	314,7	331,8	(17,1)
	126,0	100,0	101,0	242,6	(141,6)
	57,2	100,0	37,8	135,2	(97,4)
	1,5	51,0	19,8	50,7	(30,9)
	0,1	100,0	12,7	13,6	(0,9)
	2,1	100,0	10,4	14,5	(4,1)
	7,0	100,0	17,5	38,3	(20,8)
	0,04	100,0	6,1	6,1	-
	14,9	100,0	5,3	34,2	(28,9)
	1,4	100,0	4,2	8,7	(4,5)
	(1,6)	100,0	1,9	1,9	-
	(0,05)	60,0	-	0,1	(0,1)
	(172,4)	100,0	-	(712,1)	712,1 ⁽¹⁾
	10,0	100,0	484,3	550,4	(66,1)
	0,7	80,0	-	0,6	(0,6)
	0,7	25,9	2,2	6,8	(4,6)
	(0,09)	40,0	9,0	9,0	- ⁽²⁾
	(391,2)	37,2	1.824,4	43,3	1.781,1 ⁽²⁾

Imprese controllate – Euro 15.319,3 milioni

Tale voce si decrementa di 730,1 milioni di euro per effetto dei seguenti movimenti intervenuti nell'esercizio:

Milioni di euro

	al 31.12.2005
Acquisto di partecipazioni	1.422,0
Aumenti di capitale	160,0
Conferimenti di partecipazioni	486,4
Totale incrementi	2.068,4
Deficit patrimoniale al 01.01.2005	(2,1)
Conferimenti	(486,4)
Cessioni a terzi di Terna	(396,1)
Cessioni	(23,4)
Rettifiche di valore	(1,6)
Riclassifica Terna (da controllata ad altre imprese)	(55,5)
Riclassifica Wind (da controllata a collegata)	(1.824,4)
Riclassifica Idrosicilia (da controllata a collegata)	(9,0)
Totale decrementi	(2.798,5)
SALDO MOVIMENTI	(730,1)

Nel corso del 2005 le partecipazioni in imprese controllate sono state interessate dalle seguenti principali operazioni.

Acquisto di partecipazioni

- > Nel mese di gennaio è stato acquistato per 7,8 milioni di euro il 20% del capitale di Enel.Factor detenuto da Meliorbanca. Con tale acquisto Enel SpA ha portato la sua percentuale di possesso al 100%, divenendo conseguentemente azionista unico della società;
- > nel mese di novembre, nell'ambito del progetto di riorganizzazione delle partecipazioni finanziarie del Gruppo, è stata acquisita da Enel Produzione e da Enel Distribuzione l'intera partecipazione in Enel Finance International S.A. per un valore complessivo di 1.414,2 milioni di euro.

Conferimenti di partecipazioni

Nell'ambito del processo di riorganizzazione e razionalizzazione delle risorse (amministrazione e servizi) del Gruppo, con efficacia 1° gennaio 2005 è stata finalizzata l'operazione di fusione per incorporazione di Enel.it ed Enel Facility Management in Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl).

Cessioni a terzi di partecipazioni

- > Nel mese di aprile è stata regolata mediante consegna dei titoli e pagamento del corrispettivo la cessione di una partecipazione pari al 13,86% di Terna SpA. Tale cessione ha determinato una riduzione della partecipazione di 125,2 milioni di euro con un corrispettivo di 568,1 milioni di euro

- (pari a euro 2,05 per azione); successivamente, in data 15 settembre, è stato ceduto alla Cassa Depositi e Prestiti il 29,99% del capitale di Terna, pari a 270,9 milioni di euro, per un corrispettivo netto di 1.315,2 milioni di euro (pari a euro 2,192 per azione);
- > nel mese di agosto Enel Investment Holding ha trasferito la partecipazione detenuta in Wind, pari al 62,75%, a una società controllata da Weather. A seguito di tale cessione la quota di possesso detenuta direttamente da Enel non consente più il controllo sulla società Wind e pertanto la partecipazione è stata riclassificata nelle imprese collegate;
 - > nel mese di maggio sono state cedute alla Compagnie Générale des Eaux S.c.a le seguenti partecipazioni:
 - l'intero pacchetto azionario della Enel.Hydro SpA per un ammontare di 16,5 milioni di euro consuntivando una minusvalenza pari a 2,4 milioni di euro;
 - il 20% del capitale detenuto da Enel SpA in Idrosicilia per un ammontare di 5,2 milioni di euro realizzando una plusvalenza di 0,7 milioni di euro. Con tale cessione la partecipazione di Enel in Idrosicilia SpA è scesa al 40%; tale quota di possesso non consente più l'iscrizione tra le società controllate, pertanto si è provveduto alla riclassifica nell'ambito delle società collegate.

Imprese collegate – Euro 1.835,6 milioni

La voce accoglie il valore della partecipazione direttamente detenuta (25,9%) nel CESI, nonché il valore delle partecipazioni in Idrosicilia e in Wind riclassificate, come già esposto in precedenza, alla voce "Imprese collegate" a seguito della cessione dei pacchetti di maggioranza.

Altre imprese – Euro 362,1 milioni

L'importo è relativo alle partecipazioni detenute nelle società Elcogas, Emittente Titoli, Terna e Weather Investment. Per quanto attiene alla partecipazione detenuta al 31 dicembre 2004 nella società Echelon Corporation, successivamente al ripristino delle svalutazioni precedentemente operate per 5,1 milioni di euro, è stata ceduta nel corso del 2005 alla società Enel Investment Holding (direttamente controllata da Enel SpA) per un valore pari a 20,8 milioni di euro.

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.

Crediti – Euro 2.121,1 milioni

La voce accoglie principalmente i crediti verso le società del Gruppo, come di seguito dettagliato.

Crediti verso imprese controllate – Euro 1.939,8 milioni

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Per accollo indebitamento finanziario e finanziamenti concessi:			
> accollo indebitamento finanziario	1.621,8	1.859,6	(237,8)
> finanziamenti concessi	33,7	33,7	-
Subtotale	1.655,5	1.893,3	(237,8)
Per prestiti subordinati concessi	-	168,3	(168,3)
Per accollo previdenza integrativa	284,3	291,5	(7,2)
TOTALE	1.939,8	2.353,1	(413,3)

I crediti al 31 dicembre 2005 sono così distinti per singola società del Gruppo:

Milioni di euro	Per accollo e finanziamenti concessi	Per accollo previdenza integrativa	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Enel Produzione	1.204,5	90,7	1.295,2	1.403,4	(108,2)
Enel Distribuzione	284,3	180,9	465,2	482,0	(16,8)
Enel Green Power ⁽¹⁾	-	-	-	109,7	(109,7)
Wind Telecomunicazioni	-	-	-	168,3	(168,3)
Dalmazia Trieste	88,6	-	88,6	98,9	(10,3)
Enel Rete Gas	-	-	-	-	-
(già Enel Distribuzione Gas)	33,7	-	33,7	33,7	-
Enel.it ⁽¹⁾	-	-	-	27,0	(27,0)
Enel Sole	25,8	-	25,8	25,8	-
Enel Facility Management	-	-	-	-	-
(già Enel Real Estate) ⁽¹⁾	-	-	-	4,3	(4,3)
Enel Servizi (già Enel Ape)	18,6	12,7	31,3	-	31,3
Totale	1.655,5	284,3	1.939,8	2.353,1	(413,3)

(1) Per effetto delle operazioni di fusione le società Enel.it ed Enel Facility Management sono confluite in Enel Servizi Srl (già Enel Ape Srl) ed Enel Green Power è confluita in Enel Produzione.

I crediti per "accollo dell'indebitamento finanziario" si riferiscono alle quote di prestiti obbligazionari attribuiti alle società del Gruppo, con esclusiva valenza interna, in sede dei conferimenti dei vari rami aziendali, effettuati a partire dal 1999. I termini degli accordi prevedono il riaddebito dei relativi oneri

finanziari di competenza, degli oneri e proventi maturati sui contratti di copertura contro il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, nonché del rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito.

La diminuzione dei crediti per accollo dell'indebitamento e per finanziamenti concessi rispetto all'esercizio precedente, pari a 237,8 milioni di euro, è connessa ai rimborsi effettuati nel corso del periodo.

A seguito della cessione a Weather della partecipazione detenuta da Enel Investment Holding in Wind, è stato estinto il prestito concesso nel 2001 a Wind (168,3 milioni di euro).

I crediti relativi al fondo previdenza integrativa, pari a 284,3 milioni di euro, si riferiscono all'accollo, sempre con valenza interna, di tutti gli oneri relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, che al momento della cessazione del rapporto prestavano la loro attività nei vari rami d'azienda a suo tempo conferiti. L'addebito alle società del Gruppo della quota di accantonamento di loro competenza è rilevato tra gli altri ricavi e proventi del Conto economico. Il decremento di 7,2 milioni di euro rappresenta il saldo tra le erogazioni dei trattamenti pensionistici (-24,1 milioni di euro) e le quote di adeguamento del fondo (+16,9 milioni di euro) di pertinenza delle società controllate.

Crediti verso altri – Euro 181,3 milioni

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Prestiti a dipendenti	2,7	2,9	(0,2)
Crediti finanziari verso istituti finanziatori	-	1.500,0	(1.500,0)
Altri crediti a medio e lungo termine	-	75,0	(75,0)
Acconto per acquisizione di Slovenské Elektrárne	168,0	-	168,0
Altre partite	10,6	2,8	7,8
Totale	181,3	1.580,7	(1.399,4)

I "Prestiti a dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari.

A seguito dell'operazione di cessione alla Weather di Wind, è stato rimborsato a Enel l'importo del deposito in pegno costituito nel corso del 2003 nell'ambito del rifinanziamento di una linea di credito di 1.500,0 milioni di euro in capo a Wind.

È stato inoltre rimborsato anticipatamente il credito vantato da Enel SpA verso la Excelsia Otto sorto nell'ambito della vendita della NewReal alla Deutsche Bank.

Con riferimento all'acquisizione Slovenské Elektrárne, l'importo di 168,0 milioni di euro si riferisce al deposito del 20% del prezzo offerto per l'acquisizione del 66% del capitale della società.

Le altre partite evidenziano un incremento di 7,8 milioni di euro relativo essenzialmente al credito verso la Compagnie Générale des Eaux per la cessione della partecipazione detenuta in Enel.Hydro.

Relativamente ai crediti iscritti tra le immobilizzazioni finanziarie, l'indicazione degli importi con scadenza entro e oltre cinque anni e la ripartizione per area geografica sono riportate negli appositi prospetti di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Altri titoli – Euro 14.624

L'importo evidenzia obbligazioni depositate a fronte di cauzioni varie.

Attivo circolante

Crediti – Euro 7.493,9 milioni

Diminuiscono di 3.308,3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione crediti di 20,0 milioni di euro (21,5 milioni di euro nel 2004).

L'indicazione degli importi con scadenza entro e oltre cinque anni e la ripartizione per area geografica sono riportate negli appositi prospetti di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Verso clienti – Euro 189,0 milioni

Sono rappresentati principalmente da crediti verso l'Acquirente Unico per forniture di energia e da crediti verso altri clienti per prestazioni e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione crediti di 7,4 milioni di euro, rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente.

Verso imprese controllate – Euro 5.751,8 milioni

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Finanziamenti a breve su c/c intersocietario	5.189,3	8.420,3	(3.231,0)
Altri rapporti di finanziamento a breve termine	120,0	220,0	(100,0)
Crediti commerciali	51,2	68,0	(16,8)
Crediti altri	391,3	201,5	189,8
Totale	5.751,8	8.909,8	(3.158,0)

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I suddetti crediti al 31 dicembre 2005 sono così ripartiti per singola società del Gruppo:

Milioni di euro	Finanziamenti a breve su c/c intersocietario	Altri rapporti di finanziamento a breve termine	Crediti commerciali	Crediti altri	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Enel Produzione	2.856,0	-	23,5	97,9	2.977,4	4.607,8	(1.630,4)
Enel Distribuzione	854,6	-	11,2	18,3	884,1	539,3	344,8
Enel Rete Gas	531,2	-	1,7	11,1	544,0	576,2	(32,2)
Enel Gas	372,5	-	3,5	51,7	427,7	621,3	(193,6)
Enel.Factor	193,4	-	0,1	6,8	200,3	341,4	(141,1)
Enel Trade	178,5	-	2,9	63,2	244,6	279,1	(34,5)
Electra De Viesgo Distribución	96,3	-	-	3,5	99,8	152,3	(52,5)
Avisio Energia	40,9	-	-	1,0	41,9	38,9	3,0
Enel New.Hydro	28,7	-	0,1	0,8	29,6	24,8	4,8
Enel Sole	22,4	-	0,3	5,4	28,1	31,5	(3,4)
Enel Investment Holding	-	-	0,2	29,7	29,9	1.114,8	(1.084,9)
Dalmazia Trieste	-	120,0	0,8	11,8	132,6	221,0	(88,4)
Altre	14,8	-	6,9	90,1	111,8	361,4	(249,6)
Totale	5.189,3	120,0	51,2	391,3	5.751,8	8.909,8	(3.158,0)

Il decremento nel periodo è da collegare in massima parte ai minori fabbisogni operativi di Enel Produzione e di Enel Investment Holding e al parziale rimborso del finanziamento a breve termine concesso a Dalmazia Trieste (100,0 milioni di euro).

Sui crediti finanziari verso le società del Gruppo maturano interessi a tassi di mercato.

Al 31 dicembre 2005 i "Crediti commerciali", ammontano a 51,2 milioni di euro e sono relativi ai servizi e alle attività prestati da Enel SpA in favore delle sue controllate.

I "Crediti altri" si riferiscono agli interessi attivi maturati al 31 dicembre 2005 sui conti correnti intersocietari liquidati il 1° gennaio 2006, ai crediti derivanti dalla regolazione dell'IVA di Gruppo nonché alla regolazione dell'IRES a seguito della adozione del consolidato fiscale.

Verso imprese collegate – Euro 12,2 milioni

L'importo si riferisce principalmente a crediti per servizi e attività prestati da Enel SpA a favore di società collegate; l'incremento rilevato rispetto al 31 dicembre 2004, pari a 12,0 milioni di euro, è da attribuirsi essenzialmente alla riclassifica tra le società collegate della partecipata Wind.

Crediti tributari – Euro 575,2 milioni

I crediti tributari ammontano a 575,2 milioni di euro e si riferiscono principalmente a crediti per IVA di Gruppo per 17,8 milioni di euro (232,7 milioni di euro nel 2004) e per interessi su imposte per 27,5 milioni di euro (39,5 milioni di euro nel 2004), nonché a crediti per IRES per 488,0 milioni di euro derivanti dall'applicazione del consolidato fiscale nazionale che verranno compensati con quanto risulterà dovuto a titolo di acconto per l'esercizio 2006.

Imposte anticipate – Euro 401,8 milioni

La movimentazione delle "Imposte anticipate" dell'esercizio 2005 è stata la seguente:

Milioni di euro	Saldo Movimenti ordinari		Saldo ⁽¹⁾
	al 31.12.2004		al 31.12.2005
Imposte sul reddito anticipate:			
> su fondi per rischi e oneri	44,6	0,6	45,2
> su fondi svalutazione crediti	2,5	-	2,5
> su svalutazione di partecipazioni deducibili in 5 esercizi	533,3	(233,0)	300,3
> altre partite	49,0	4,8	53,8
Totale	629,4	(227,6)	401,8

(1) Imposte determinate in base alle aliquote IRES del 33% e IRAP del 5,25%.

Il decremento, pari a 227,6 milioni di euro, è legato principalmente alla deduzione delle quote delle svalutazioni di partecipazioni operate nei precedenti esercizi.

Si evidenzia che, sempre in correlazione con il nuovo regime IRES, non sono state rilevate imposte anticipate sulla perdita fiscale dell'esercizio in quanto il relativo importo è recuperato nell'esercizio nell'ambito del consolidato fiscale nazionale.

Verso altri – Euro 170,2 milioni

Aumentano di 57,2 milioni di euro e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione crediti di 12,6 milioni di euro.

La composizione del saldo al 31 dicembre 2005 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori dello scorso esercizio sono qui di seguito illustrate:

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Anticipi a fornitori in conto esercizio e ad associazioni ricreativo-assistenziali	130,7	72,0	58,7
Crediti verso enti previdenziali	5,6	5,9	(0,3)
Partite diverse	33,9	35,1	(1,2)
Totale	170,2	113,0	57,2

Gli "Anticipi a fornitori in conto esercizio e ad associazioni ricreativo-assistenziali" si riferiscono all'anticipo di fatturazione a fine 2005 della quota fissa di potenza per fornitura di energia dall'EdF relativa all'intero 2006 (il medesimo importo è incluso nei debiti verso fornitori) e agli anticipi erogati per contributi spettanti alle associazioni ricreativo-assistenziali (il medesimo importo è incluso nella voce "Altri debiti").

Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 393,8 milioni

La voce si riferisce a residui crediti per contributi su acquisto d'energia da terzi e per il rimborso dei costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria. Il decremento pari a 163,7 milioni di euro è relativo all'incasso di quota parte di tali crediti.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni – Euro 492,3 milioni**Altri titoli – Euro 492,3 milioni**

Sono rappresentati esclusivamente dalle obbligazioni "Serie speciale riservata al personale" emesse da Enel SpA e dalla stessa riacquistate nell'ambito della movimentazione prevista dal regolamento del prestito.

Disponibilità liquide – Euro 45,6 milioni

Sono così formate:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Depositi bancari	45,0	19,9	25,1
Depositi postali	0,5	0,4	0,1
Totale	45,5	20,3	25,2
Denaro e valori in cassa	0,1	0,1	-
TOTALE	45,6	20,4	25,2

I depositi bancari accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa.

Le disponibilità liquide sono gravate da vincoli limitatamente a 0,7 milioni di euro.

Ratei e risconti attivi – Euro 84,4 milioni

Il saldo e le variazioni sono così dettagliati:

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Ratei:			
> componenti di natura finanziaria	30,5	89,2	(58,7)
Totale	30,5	89,2	(58,7)
Risconti:			
> componenti di natura finanziaria	53,5	52,0	1,5
> componenti di natura operativa	0,4	0,3	0,1
Totale	53,9	52,3	1,6
TOTALE	84,4	141,5	(57,1)

I ratei attivi di natura finanziaria riguardano, prevalentemente, il riaddebito alle società controllate degli interessi sui finanziamenti a esse accollati, mentre i risconti attivi finanziari includono principalmente spese e disagi di emissione su prestiti, nonché interessi passivi già liquidati.

Nelle tabelle che seguono sono riportate le ripartizioni dei crediti per scadenza e per area geografica:

Milioni di euro	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
CREDITI DELLE IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE				
Crediti verso imprese controllate	86,7	1.337,1	516,0	1.939,8
Crediti verso altri	178,8	0,7	1,8	181,3
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	265,5	1.337,8	517,8	2.121,1
CREDITI DEL CIRCOLANTE				
Crediti verso clienti	189,0	-	-	189,0
Crediti verso imprese controllate e collegate	5.764,0	-	-	5.764,0
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	393,8	-	-	393,8
Crediti tributari	575,2	-	-	575,2
Imposte anticipate	334,4	67,4	-	401,8
Crediti verso altri	170,2	-	-	170,2
Totale crediti del circolante	7.426,6	67,4	-	7.494,0
TOTALE	7.692,1	1.405,2	517,8	9.615,1

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Milioni di euro	Italia	Altri Paesi U.E.	Resto d'Europa	Altri	Totale
CREDITI DELLE IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE					
Crediti verso imprese controllate	1.939,8	-	-	-	1.939,8
Crediti verso altri	3,0	10,3	168,0	-	181,3
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	1.942,8	10,3	168,0	-	2.121,1
CREDITI DEL CIRCOLANTE					
Crediti verso clienti	92,3	93,5	3,2	-	189,0
Crediti verso imprese controllate	5.612,4	138,7	-	0,7	5.751,8
Crediti verso imprese collegate	12,2	-	-	-	12,2
Crediti altri	1.468,5	72,5	-	-	1.541,0
Totale crediti del circolante	7.185,4	304,7	3,2	0,7	7.494,0
TOTALE CREDITI	9.128,2	315,0	171,2	0,7	9.615,1

Stato patrimoniale – Passivo

Patrimonio netto I movimenti intervenuti negli ultimi tre esercizi sono evidenziati qui di seguito:

Milioni di euro	Capitale	Riserva sovrapprezzo delle azioni	Riserva legale	Riserva <i>ex lege</i> n. 292/93	Altre riserve	Utile portati a nuovo	Utile d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2002	6.063,1	-	1.452,1	2.215,4	39,1	1.397,4	2.405,4	13.572,5
Delibera Ass. del 23 maggio 2003:								
Riparto utile 2002:								
> dividendi	-	-	-	-	-	-	(2.182,7)	(2.182,7)
> allocazione a riserve	-	-	-	-	-	222,7	(222,7)	-
Risultato dell'esercizio 2003	-	-	-	-	-	-	607,3	607,3
Saldo al 31.12.2003	6.063,1	-	1.452,1	2.215,4	39,1	1.620,1	607,3	11.997,1
Delibera Ass. del 21 maggio 2004:								
> esercizio <i>stock option</i>	40,4	200,2	-	-	-	-	-	240,6
Riparto utile 2003:								
> dividendi	-	-	-	-	-	(1.591,4)	(603,6)	(2.195,0)
> allocazione a riserve	-	-	-	-	-	3,7	(3,7)	-
Utile 2004:								
> acconto dividendi	-	-	-	-	-	-	(2.013,9)	(2.013,9)
Risultato dell'esercizio 2004	-	-	-	-	-	-	7.272,0	7.272,0
Saldo al 31.12.2004	6.103,5	200,2	1.452,1	2.215,4	39,1	32,4	5.258,1	15.300,8
Delibera Ass. del 26 maggio 2005:								
> esercizio <i>stock option</i>	53,6	285,3	-	-	-	-	-	338,9
Riparto utile 2004:								
> dividendi	-	-	-	-	-	-	(2.213,6)	(2.213,6)
> allocazione a riserve	-	-	-	-	-	3.044,5	(3.044,5)	-
Utile 2005:								
> acconto dividendi	-	-	-	-	-	-	(1.169,4)	(1.169,4)
Risultato dell'esercizio 2005	-	-	-	-	-	-	2.714,9	2.714,9
SALDO AL 31.12.2005	6.157,1	485,5	1.452,1	2.215,4	39,1	3.076,9	1.545,5	14.971,6

Nel periodo compreso tra il 3 febbraio e il 31 dicembre 2005 sono state esercitate n. 53.549.782 delle opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2001, 2002, 2003 e 2004; l'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 338,9 milioni di euro a fronte dei quali il capitale sociale è stato incrementato per 53,6 milioni di euro ed è stata incrementata la riserva da sovrapprezzo azioni per 285,3 milioni di euro.

Inoltre, come deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 26 maggio 2005, in data 23 giugno 2005 sono stati posti in pagamento dividendi per complessivi 2.213,6 milioni di euro, pari a 0,36 euro per azione. Nel mese di settembre 2005 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato, ai sensi dell'art. 2433 bis cod. civ. e dell'art. 26.3 dello statuto sociale, di porre in pagamento il 24 novembre 2005 un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 pari a 0,19 euro per azione per complessivi 1.169,4 milioni di euro.

Capitale sociale – Euro 6.157,1 milioni

Il capitale sociale è rappresentato da 6.157.071.646 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 31 dicembre 2005, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 21,40% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 10,19% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Riserva legale – Euro 1.452,1 milioni

La riserva legale rappresenta il 23,58% del capitale sociale.

Riserva ex lege n. 292/1993 – Euro 2.215,4 milioni

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre riserve – Euro 39,1 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, nonché 20,1 milioni di euro di altre riserve.

Utili portati a nuovo – Euro 3.076,9 milioni

L'incremento di 3.044,5 milioni di euro corrisponde all'ammontare degli utili dell'esercizio 2004 riportati a nuovo in base alla delibera dell'Assemblea degli azionisti del 26 maggio 2005 (approvazione del bilancio 2004).

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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Di seguito si riporta la tabella relativa alla disponibilità e alla distribuibilità del patrimonio netto:

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
Capitale sociale	6.157,1		-
Riserve di capitale:			
> riserva da sovrapprezzo azioni	485,5	A, B, C	485,5
Riserve di utili:			
> riserva legale	1.452,1	B	220,7
> riserva ex lege n. 292/1993	2.215,4	A, B, C	2.215,4
> riserva per contributi in c/capitale	19,0	A, B, C	19,0
> altre	20,1	A, B, C	20,1
> riserva da deroghe ex comma 4 dell'art. 2423	-		
> utili portati a nuovo	3.076,9	A, B, C	3.076,9
Totale	13.426,1		6.037,6
Quota non distribuibile	-		-
Residua quota distribuibile	-		6.037,6

A: per aumento di capitale

B: per coperture perdite

C: per distribuzione ai soci

Fondi per rischi e oneri

La movimentazione dei fondi per rischi e oneri è riportata nel seguente prospetto:

Milioni di euro	Accantonamenti			Utilizzi
	al 31.12.2004			al 31.12.2005
Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	397,9	22,3	(33,8)	386,4
Per imposte, anche differite	5,2	34,4	(1,4)	38,2
Altri:				
> fondo contenzioso e rischi diversi	100,5	52,5	(45,7)	107,3
> fondo oneri da partecipazione	542,5	171,7	(2,1)	712,1
> fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari	7,1	-	(0,6)	6,5
> fondo oneri per incentivi all'esodo e altri	6,1	4,1	(6,1)	4,1
Totale	656,2	228,3	(54,5)	830,0
TOTALE FONDI PER RISCHI E ONERI	1.059,3	285,0	(89,7)	1.254,6

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili – Euro 386,4 milioni

Il fondo accoglie 385,8 milioni di euro relativi al valore attuale delle previste future prestazioni previdenziali ai dirigenti in quiescenza. Il relativo accantonamento per l'adeguamento del valore attuale di tali future prestazioni è pari a 22,2 milioni di euro, mentre le erogazioni effettuate nell'esercizio ammontano a 33,7 milioni di euro.

In seguito agli avvenuti conferimenti dei vari rami d'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 immobilizzazioni finanziarie 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 e proventi le quote di oneri riaddebitate. Conseguentemente, per Enel SpA l'ammontare del fondo riferito alla previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza alla fine dell'esercizio 2005, al netto dei crediti derivanti dall'accollo, è pari a 101,5 milioni di euro.

Analogamente, il relativo accantonamento al netto delle quote di competenza delle società controllate è pari a 5,3 milioni di euro.

Il fondo include anche l'indennità sostitutiva del preavviso relativa al personale in servizio in Enel SpA.

Fondo per imposte anche differite – Euro 38,2 milioni

Il "Fondo per imposte, anche differite" dell'esercizio 2005 accoglie principalmente l'accantonamento per 34,1 milioni di euro riferito a svalutazioni di partecipazioni nel settore delle Telecomunicazioni effettuate in esercizi precedenti.

La parte residua delle imposte differite è relativa alle plusvalenze rateizzate delle vendite di automezzi avvenute nel 2002 nonché alla plusvalenza sulla cessione della partecipazione in Enel Distribuzione Gas.

Altri – Euro 830,0 milioni**Fondo contenzioso e rischi diversi – Euro 107,3 milioni**

Il fondo 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. Per queste ultime si rinvia al paragrafo "Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale".

Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti. 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. Gli accantonamenti dell'esercizio riflettono l'adeguamento del contenzioso in essere al 31 dicembre 2005 in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni, tenuto conto degli accordi transattivi in via di definizione, nonché l'onere connesso all'eventuale

esercizio delle opzioni da parte dei destinatari dei piani di *stock option* 2002-2004 in relazione all'impegno assunto da Enel SpA a corrispondere un'integrazione retributiva *una tantum* parametrata ai dividendi da dismissione già distribuiti.

Gli utilizzi si riferiscono principalmente per 31,4 milioni di euro al pagamento, a favore del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), del corrispettivo per il diritto d'utilizzo della capacità di trasporto (c.d. "*congestion fee*"), e per 10,9 milioni di euro al pagamento dell'onere connesso all'esercizio delle opzioni da parte di destinatari dei piani di *stock option*.

Fondo oneri da partecipazione – Euro 712,1 milioni

Il fondo accoglie il valore del previsto ripianamento del deficit patrimoniale di Enel Investment Holding, incrementatosi per 171,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto delle perdite rilevate dalla società nell'esercizio.

Fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari – Euro 6,5 milioni

Accoglie gli oneri derivanti dalla ristrutturazione di contratti derivati (*interest rate swap*) accesi in esercizi precedenti con controparti finanziarie per effettuare coperture dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse su debiti a medio e lungo termine che sono stati rimborsati anticipatamente.

Nell'esercizio 2005 il fondo è stato utilizzato per 0,6 milioni di euro.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 4,1 milioni

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per la stima degli oneri straordinari connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

La movimentazione nel corso dell'esercizio 2005 è così rappresentata:

Milioni di euro	
Saldo al 31.12.2004	11,2
Accantonamenti	3,8
Erogazioni ordinarie	(2,8)
Quote destinate ai Fondi Pensioni	(0,8)
Altre variazioni (acquisizioni/cessioni contratto)	(0,1)
SALDO AL 31.12.2005	11,3

La voce accoglie gli importi accantonati a favore del personale per il trattamento di fine rapporto di lavoro dovuto ai sensi di legge, al netto delle anticipazioni concesse ai dipendenti per "spese sanitarie", per "acquisto prima casa abitazione" e per "acquisto azioni Enel SpA e Terna SpA", nonché delle quote

destinate al Fondo Pensione Dirigenti del Gruppo Enel (FONDENEL) e al Fondo Pensione Dipendenti del Gruppo Enel (FOPEN).

Debiti

L'indicazione degli importi con scadenza entro e oltre cinque anni e la ripartizione per area geografica sono riportate negli appositi prospetti di dettaglio inseriti a completamento del commento del passivo.

Obbligazioni – Euro 8.138,6 milioni**Debiti verso banche per finanziamenti a medio e lungo termine – Euro 250,7 milioni**

Tali voci riflettono il debito relativo a prestiti obbligazionari e altri finanziamenti a medio e lungo termine in euro e in altre valute.

L'indebitamento a medio e lungo termine in essere al 31 dicembre 2005 comprende obbligazioni garantite dallo Stato italiano per 1.370,4 milioni di euro (1.411,7 milioni di euro a fine 2004) e finanziamenti bancari garantiti dallo Stato italiano per 90,7 milioni di euro (133,2 milioni di euro a fine 2004).

L'analisi dell'indebitamento al 31 dicembre 2005 per tipologia di strumento (obbligazioni e finanziamenti bancari), di tasso (fisso e variabile) e di scadenza è di seguito esposta, sia al lordo, sia al netto delle quote accollate con i conferimenti alle società controllate, meglio dettagliate alla voce "Crediti verso imprese controllate" delle immobilizzazioni finanziarie.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Milioni di euro	Periodo di scadenza	Scadenza		Quote con scadenza successiva						
		al 31.12.2004	al 31.12.2005	2006	Quota a lungo	2007	2008	2009	2010	Successivi
Obbligazioni:										
> tasso fisso quotate	2006-2031	5.075,0	4.925,0	225,0	4.700,0	-	1.000,0	-	-	3.700,0
> tasso variabile quotate	2006-2012	252,0	652,0	166,0	486,0	-	-	86,0	-	400,0
> tasso fisso non quotate	2006-2008	194,5	118,3	44,8	73,5	-	73,5	-	-	-
> tasso variabile non quotate	2006-2023	2.284,2	2.360,2	20,8	2.339,4	22,0	21,1	330,0	54,1	1.912,2
> tasso fisso da Org. Comunitari	2006-2010	115,6	77,4	36,1	41,3	30,8	9,5	0,7	0,3	-
> tasso variabile da Org. Comunitari	2006-2009	8,6	5,7	2,8	2,9	1,0	1,0	0,9	-	-
Totale		7.929,9	8.138,6	495,5	7.643,1	53,8	1.105,1	417,6	54,4	6.012,2
Finanziamenti bancari:										
> tasso fisso	2006-2012	13,4	8,4	4,0	4,4	2,3	1,3	0,2	0,2	0,4
> tasso variabile	2006	1.739,8	151,6	151,6	-	-	-	-	-	-
> tasso fisso da Org. Comunitari	2006-2009	121,2	84,7	29,7	55,0	29,5	12,3	13,2	-	-
> tasso variabile da Org. Comunitari	2006	12,0	6,0	6,0	-	-	-	-	-	-
Totale		1.886,4	250,7	191,3	59,4	31,8	13,6	13,4	0,2	0,4
Totale		9.816,3	8.389,3	686,8	7.702,5	85,6	1.118,7	431,0	54,6	6.012,6
Quota dei debiti di Enel SpA accollata alle società controllate:										
> tasso fisso		1.208,8	1.142,3	59,7	1.082,6	53,1	1.015,7	13,5	0,3	-
> tasso variabile		684,5	513,2	27,0	486,2	10,3	10,5	233,7	-	231,7
Totale		1.893,3	1.655,5	86,7	1.568,8	63,4	1.026,2	247,2	0,3	231,7
TOTALE AL NETTO QUOTE ACCOLLATE/ATTRIBUITE		7.923,0	6.733,8	600,1	6.133,7	22,2	92,5	183,8	54,3	5.780,9

Il saldo delle obbligazioni a tasso variabile non quotate è comprensivo dell'importo di 492,3 milioni di euro relativo alle obbligazioni della "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" riacquistate da Enel SpA e rilevate in bilancio nella voce "Altri titoli" dell'attivo circolante.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La seguente tabella evidenzia l'indebitamento finanziario a medio e lungo termine con l'indicazione della valuta e del tasso nominale medio di interesse vigente alla chiusura dell'esercizio:

Milioni di euro	Periodo di scadenza	al 31.12.2004		al 31.12.2005	
		Saldo	Tasso medio di interesse %	Saldo	Tasso medio di interesse %
Euro	2006-2031	9.637,6	4,19	8.228,9	4,12
Dollari USA	2008	2,2	6,10	1,1	6,35
Sterline inglesi	2007	6,0	9,78	4,1	9,78
Franchi svizzeri	2007-2009	29,8	6,78	21,7	6,70
Yen	2006-2010	140,7	1,60	133,4	1,41
Totale valute non euro		178,7		160,4	
TOTALE		9.816,3		8.389,3	

La movimentazione delle obbligazioni e degli altri finanziamenti bancari a medio e lungo termine nel corso dell'esercizio è riassunta nella seguente tabella:

Milioni di euro	al 31.12.2004			Differenze di cambio	al 31.12.2005
	Rimborsi	Accensioni			
Obbligazioni a tasso fisso	5.385,1	864,4	600,0	-	5.120,7
Obbligazioni a tasso variabile	2.544,8	23,9	497,0	-	3.017,9
Finanziamenti bancari a tasso fisso	134,5	41,3	-	(0,1)	93,1
Finanziamenti bancari a tasso variabile	1.751,9	1.694,3	100,0	-	157,6
Totale	9.816,3	2.623,9	1.197,0	(0,1)	8.389,3

Rispetto al 31 dicembre 2004 le obbligazioni e i finanziamenti bancari a medio e lungo termine presentano nel complesso un decremento netto di 1.427,0 milioni di euro, determinato da nuove accensioni per 1.197,0 milioni di euro, da rimborsi per 2.623,9 milioni di euro e da differenze nette positive di cambio per 0,1 milioni di euro. I rimborsi effettuati nel corso del 2005 hanno riguardato in massima parte un prestito da 750,0 milioni di euro emesso da Enel SpA scaduto nel mese di dicembre.

Tra le operazioni finanziarie di maggior rilievo si annovera l'emissione, avvenuta in data 10 marzo 2005, di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, rispettivamente da 400,0 e 600,0 milioni di euro ciascuno, le cui condizioni sono qui di seguito riportate:

	<i>Tranche a 7 anni tasso variabile</i>	<i>Tranche a 7 anni tasso fisso</i>
Ammontare	400 milioni di euro	600 milioni di euro
Rimborso	In un'unica soluzione il 14 marzo 2012	In un'unica soluzione il 14 marzo 2012
Tasso di interesse	6M Euribor +0,10%	3,625% annuo
Prezzo di emissione	100,00	99,836
Rimborso anticipato	Non consentito	Non consentito
Borsa di quotazione	Milano	Milano

Inoltre, nello scorso novembre è stata stipulata una nuova linea di credito rotativa sindacata da 5 miliardi di euro che ha sostituito la linea da 3 miliardi di euro siglata nel dicembre 2003; la durata della nuova linea di credito è di 5 anni con un'opzione per prolungarla di ulteriori 2 anni.

Al 31 dicembre 2005 circa il 38% dell'indebitamento a medio e lungo termine era espresso a tassi variabili. Tuttavia, allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse, alla stessa data erano in essere strumenti derivati per un importo nominale complessivo di 2.150,8 milioni di euro, tutti nella forma di *interest rate swap*. Tenuto conto di tali coperture, la quota di debito a medio e lungo termine ancora esposta a fluttuazioni di tasso di interesse si può stimare pari a circa il 20% del totale.

Il valore corrente al 31 dicembre 2005 degli strumenti finanziari derivati su tassi di interesse risulta negativo per 131,9 milioni di euro. Tale importo è al netto di 24,7 milioni di euro relativi a tre *currency swap* (collegati ad altrettanti prestiti obbligazionari in Yen emessi nel 2001, tramite collocamenti privati, nell'ambito del programma di *Medium Term Notes*) il cui valore è già incluso nella voce "Obbligazioni", nonché di 13,7 milioni di euro di ratei e accantonamenti già contabilizzati. Il valore negativo delle coperture, dovuto prevalentemente alla notevole riduzione dei tassi di interesse verificatasi negli ultimi anni, viene in larga parte compensato dalla riduzione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento a tasso variabile.

Per ulteriori dettagli si rinvia a quanto illustrato al paragrafo "Informazioni su strumenti finanziari".

Debiti verso banche per finanziamenti a breve termine – Euro 752,7 milioni

Al 31 dicembre 2005 l'indebitamento verso il sistema bancario per finanziamenti a breve termine ammonta complessivamente a 752,7 milioni di euro, registrando una diminuzione di 1.550,7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 principalmente per effetto della cessione del 43,85% del capitale di Terna SpA e di minori finanziamenti concessi a Enel Investment Holding a seguito della vendita a Weather Investments del 62,75% del capitale di Wind.

Acconti – Euro 10.820 La voce accoglie gli acconti ricevuti da terzi per vendite varie.

Debiti verso fornitori – Euro 307,9 milioni

Accolgono i debiti per forniture di energia, materiali, apparecchiature, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte entro il 31 dicembre 2005.

Debiti verso imprese controllate – Euro 1.760,6 milioni

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Conto corrente intersocietario	1.214,8	1.962,4	(747,6)
Debiti commerciali	48,6	41,9	6,7
Debiti altri	497,2	318,3	178,9
Totale	1.760,6	2.322,6	(562,0)

I suddetti debiti al 31 dicembre 2005 sono così ripartiti per singola società del Gruppo:

Milioni di euro	Conto corrente intersocietario	Debiti commerciali	Debiti altri			
				al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Enelpower	424,1	0,2	7,9	432,2	300,3	131,9
Viesgo Generación	247,5	-	4,4	251,9	190,4	61,5
Enel Servizi Srl (già Enel Ape)	183,8	46,8	5,4	236,0	12,8	223,2
Enel Investment Holding	176,2	-	13,8	190,0	803,3	(613,3)
Enel Energia	84,1	-	0,7	84,8	10,8	74,0
Dalmazia Trieste	46,5	-	1,5	48,0	34,0	14,0
Enel Finance International	19,5	-	0,7	20,2	29,0	(8,8)
Iridea	8,3	-	-	8,3	1,7	6,6
Enel Capital	6,0	-	0,1	6,1	6,0	0,1
Enel Produzione	-	0,4	195,2	195,6	148,8	46,8
Enel Distribuzione	-	0,5	253,9	254,4	17,7	236,7
Altre	18,8	0,7	13,6	33,1	767,8	(734,7)
Totale	1.214,8	48,6	497,2	1.760,6	2.322,6	(562,0)

La voce "Conto corrente intersocietario" evidenzia il saldo dei rapporti di tesoreria tra Enel SpA e le sue partecipate. Su tale rapporto maturano interessi a tassi di mercato. Tale voce evidenzia un decremento, rispetto all'esercizio precedente, pari a 747,6 milioni di euro riconducibile, essenzialmente, a minori fabbisogni operativi delle società del Gruppo.

I "Debiti commerciali" derivano da prestazioni di varia natura e si riferiscono principalmente a locazioni e servizi di edificio e ad acquisizioni di licenze d'uso di software.

Gli "Altri debiti" si riferiscono agli interessi passivi maturati al 31 dicembre 2005 sui conti correnti intersocietari, liquidati il 1° gennaio 2006, al debito per la regolazione dell'IVA di Gruppo nonché al debito sorto per l'adesione di alcune società del Gruppo al consolidato fiscale.

Debiti verso imprese collegate – Euro 1,0 milioni

Si riferiscono a debiti commerciali per prestazioni diverse ricevute entro il 31 dicembre 2005.

Debiti tributari – Euro 3,7 milioni

Il dettaglio è il seguente:

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	3,4	2,9	0,5
Imposte sul reddito	-	23,6	(23,6)
Altri	0,3	0,3	-
Totale	3,7	26,8	(23,1)

Non sussistono debiti per imposte sul reddito in quanto la base imponibile è negativa sia per l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) sia per l'imposta sui redditi d'esercizio (IRES) come più ampiamente illustrato nel Conto economico.

Circa la posizione fiscale della Società, si rileva che sono da definire i periodi di imposta 2001 e seguenti sia per le imposte sui redditi sia per l'IVA.

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Euro 8,4 milioni

La voce riguarda i debiti per contributi a carico della Società gravanti sia sulle retribuzioni erogate, sia sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie e festività abolite, maturate e non godute, lavoro straordinario e altre indennità del mese di dicembre pagate in gennaio, nonché quelli relativi alle trattenute al personale dipendente.

Altri debiti – Euro 161,7 milioni

Si riferiscono principalmente a debiti verso obbligazionisti per interessi, verso il personale per competenze da erogare, verso il GRTN per "certificati verdi" e verso associazioni di dipendenti.

Ratei e risconti passivi

Ratei e risconti passivi – Euro 162,4 milioni

Il saldo e le variazioni sono così dettagliati:

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Ratei:			
> componenti di natura finanziaria	153,2	176,0	(22,8)
Totale	153,2	176,0	(22,8)
Risconti:			
> componenti di natura finanziaria	9,0	4,7	4,3
> componenti di natura operativa	0,2	0,1	0,1
Totale	9,2	4,8	4,4
TOTALE	162,4	180,8	(18,4)

I ratei passivi di natura finanziaria riguardano in massima parte interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio.

I risconti passivi di natura finanziaria si riferiscono ad aggi di emissione su prestiti obbligazionari nonché al riaddebito di oneri su accollo indebitamento finanziario.

Nelle tabelle che seguono sono riportate le ripartizioni dei debiti in relazione al loro grado temporale di esigibilità e all'area geografica:

Milioni di euro	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
DEBITI FINANZIARI				
Obbligazioni	495,5	1.630,9	6.012,2	8.138,6
Debiti verso banche per finanziamenti a medio e lungo termine	191,3	59,0	0,4	250,7
Debiti verso banche per finanziamenti a breve termine	752,7	-	-	752,7
Totale debiti finanziari	1.439,5	1.689,9	6.012,6	9.142,0
ALTRI DEBITI				
Debiti verso fornitori	307,9	-	-	307,9
Debiti verso imprese				
> controllate	1.760,6	-	-	1.760,6
> collegate	1,0	-	-	1,0
Debiti tributari	3,7	-	-	3,7
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	8,4	-	-	8,4
Altri debiti	161,7	-	-	161,7
Totale altri debiti	2.243,3	-	-	2.243,3
TOTALE	3.682,8	1.689,9	6.012,6	11.385,3

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Milioni di euro	Italia	Altri Paesi U.E.	Resto d'Europa	Altre	Totale
Debiti per area geografica					
Debiti verso fornitori	117,6	108,2	82,1	-	307,9
Debiti finanziari per obbligazioni	3.320,2	4.818,4	-	-	8.138,6
Debiti finanziari per finanziamenti bancari	912,7	90,7	-	-	1.003,4
Debiti verso imprese controllate	1.295,3	464,3	0,1	0,9	1.760,6
Debiti verso imprese collegate	1,0	-	-	-	1,0
Altri debiti	161,7	-	-	-	161,7
Totale	5.808,5	5.481,6	82,2	0,9	11.373,2

Conti d'ordine

Garanzie e altri conti d'ordine – Euro 25.010,4 milioni

I conti d'ordine accolgono gli ammontari relativi a cauzioni, fidejussioni, rischi e impegni diversi come di seguito evidenziato:

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
GARANZIE PRESTATE			
Fidejussioni rilasciate a garanzia di:			
> terzi	759,1	811,0	(51,9)
> imprese controllate	9.514,5	10.434,1	(919,6)
> imprese collegate e altre	14,1	14,1	-
Garanzie reali prestate:			
> terzi	9,0	-	9,0
Totale	10.296,7	11.259,2	(962,5)
ALTRI CONTI D'ORDINE			
Impegni assunti verso fornitori per:			
> acquisti di energia elettrica	2.454,6	3.024,7	(570,1)
> forniture varie	45,6	59,6	(14,0)
Impegni per contratti derivati su rischio tasso di interesse (swap):			
> terzi	2.434,4	3.285,9	(851,5)
> imprese controllate	2.384,4	2.635,9	(251,5)
Impegni da copertura rischio commodity:			
> terzi	26,7	17,9	8,8
> imprese controllate	148,5	17,9	130,6
Impegni per acquisti di valute a termine:			
> terzi	1.775,0	1.671,5	103,5
> imprese controllate	1.915,0	1.245,8	669,2
Impegni per vendite di valute a termine:			
> terzi	1.571,7	939,9	631,8
> imprese controllate	1.957,8	1.828,5	129,3
Garanzie diverse a favore di istituti mutuanti	-	51,7	(51,7)
Totale	14.713,7	14.779,3	(65,6)
TOTALE	25.010,4	26.038,5	(1.028,1)

Le fidejussioni 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 744 milioni di euro a garanzia, nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativi alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione (619 milioni di euro) e ai canoni di locazione per un periodo di 6 anni e 6 mesi a decorrere dal mese di luglio 2004 (125 milioni di euro). 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 quali garanzie assunte nell'ambito della cessione di Enel.Hydro.

Le fidejussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- > per 3.488 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Investment Holding, a copertura di prestiti obbligazionari di 988 milioni di euro e di un programma di emissione di *commercial paper* da 2.500 milioni di euro;
- > 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 525 milioni di euro a controgaranzie rilasciate a istituti di credito che hanno garantito la BEI per un finanziamento da questa concesso a Enel Distribuzione;
- > per 463 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 fidejussioni bancarie, sempre in favore di committenti;
- > per 1.950 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Distribuzione SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- > per 620 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, Avisio Energia, Cise ed Enel Capital;
- > per 668 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 d'azienda Ismes.

Le garanzie reali prestate riguardano il deposito in pegno delle azioni di Idrosicilia a garanzia di un finanziamento concesso alla società Sicilacque controllata al 75% dalla Idrosicilia stessa.

Gli impegni di acquisto di energia elettrica si riferiscono a forniture estere e sono così ripartiti:

Milioni di euro

Periodo:	
2006-2010	2.127,7
2011-2015	326,9
Totale	2.454,6

Gli impegni a copertura del rischio tasso di interesse verso le controllate ammontano a 2.384 milioni di euro e si riferiscono a contratti di *swap* stipulati con le società del Gruppo, a copertura del rischio tasso di interesse relativo all'indebitamento da esse autonomamente contratto. Corrispondentemente, tra gli impegni verso i terzi, sono indicate le ricoperture di pari importo effettuate da Enel SpA sul mercato, nonché le coperture del rischio tasso di interesse relative a contratti originariamente stipulati come di "*pre-hedging*" e mantenuti in essere dopo l'avvenuta emissione di *bond* per 50 milioni di euro. Gli impegni a copertura del rischio *commodity* riguardano essenzialmente coperture del rischio connesso all'acquisto di energia dall'estero oltre a uno *swap* a copertura del rischio del tasso di interesse implicito nel meccanismo di indicizzazione della tariffa di vettoriamento del gas, per un ammontare pari a 1 miliardo di metri cubi di gas annui.

Gli impegni per acquisti e vendite di valuta a termine verso imprese controllate si riferiscono sostanzialmente a coperture effettuate da Enel SpA alle società del Gruppo per crediti o debiti commerciali e altri flussi di cassa in valuta, poste in essere con l'obiettivo di neutralizzare il rischio di cambio in capo alle imprese controllate. Corrispondentemente, tra gli impegni in acquisto o in vendita di valute a termine verso terzi sono indicate le ricoperture effettuate da Enel SpA sui mercati valutari. L'aumento degli impegni per acquisti e vendite di valuta a termine rispetto al 31 dicembre 2004 è connesso principalmente alla ripresa delle operazioni di copertura del rischio di cambio connesso al rischio *commodity* per conto delle società del Gruppo.

Le sole operazioni di copertura non relative a una specifica posizione sottostante effettuate da Enel SpA con l'obiettivo di ottimizzare la gestione del rischio di cambio ammontano al 31 dicembre 2005, limitatamente alla quota ancora esposta a rischio, a 209 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro relativi a *currency option* e 194 milioni di euro relativi a contratti *forward*. Il valore corrente di tali operazioni è positivo per 0,2 milioni di euro e sostanzialmente è riferito a posizioni il cui rischio è nell'insieme autobilanciato.

Informativa sugli strumenti finanziari

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato, e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse e di cambio, nonché a quello 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.

Nell'ambito del Gruppo, le operazioni di copertura relative ai rischi di tassi di interesse e di cambio sono poste in essere da Enel SpA mentre quelle relative alla copertura del rischio *commodity* sono poste in essere da Enel Trade.

Nel rispetto delle politiche di gestione del rischio, le operazioni sono poste in essere essenzialmente con finalità di copertura e non vengono stipulati contratti derivati a fini speculativi.

I contratti relativi a strumenti derivati sono raggruppati in:

- > derivati di *cash flow hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a medio e lungo termine a tasso variabile;
- > derivati di negoziazione, relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* che non presentano i requisiti formali richiesti dai principi contabili internazionali (IAS 39) per essere contabilizzati quali operazioni di copertura di specifiche attività, passività, impegni o transazioni future.

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 attualizzando i flussi di cassa attesi 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 mercati regolamentati e non.

La gestione del 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 swaps*.

Normalmente tali 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.

La gestione del 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, in particolare *forward* e *option*.

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 bilanciato da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

La gestione del rischio prezzo *commodity*

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* vengono stipulate 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 fluttuazione dei prezzi delle *commodity*.

Di seguito sono riportati, per ciascun tipo di designazione, il valore nozionale e il *fair value* (positivo/negativo) dei derivati in essere al 31 dicembre 2005:

Milioni di euro	Valore nozionale	Fair value	
		Positivo	Negativo
a) Derivati di cash flow hedge			
Su tassi:			
> terzi	1.589,0	0,1	110,0
a) Derivati di negoziazione ⁽¹⁾			
Su tassi:			
> terzi	2.996,1	12,0	194,9
> Gruppo	2.476,3	156,5	11,2
Su cambi:			
> terzi	1.871,1	9,3	15,3
> Gruppo	2.014,0	15,4	12,2
Su <i>commodity</i> :			
> terzi	26,7	1,8	12,2
> Gruppo	148,5	16,8	1,8
Totale	11.121,7	212,0	357,5

(1) Che non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili internazionali per il trattamento in "*hedge accounting*".

Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale

Controversie

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 a componenti delle tariffe elettriche. Sino a ora, la giurisprudenza si è prevalentemente orientata per il rigetto dei ricorsi proposti. Pertanto, l'esame di tali giudizi fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi.

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/forfetari, 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.

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/forfetario richiesto per il caso di interruzione della fornitura, come è stato, altresì, puntualizzato dalla stessa Autorità, con un comunicato stampa del 2 ottobre 2003; in secondo luogo, si è sostenuto che le cause dell'interruzione della fornitura di energia elettrica del 28 settembre 2003 sono riconducibili a eventi di natura eccezionale del tutto estranei alla società, quindi a essa non imputabili, con la conseguente esclusione di qualsiasi responsabilità della medesima in merito all'accaduto.

Per quanto attiene alle richieste giudiziali, prevalentemente di modesto importo, alla data del 31 dicembre 2005, risultavano pendenti circa 53.000 giudizi (quasi tutti innanzi ai Giudici di Pace della Campania e della Calabria) volti a richiedere gli indennizzi automatici/forfetari sulla base delle citate delibere dell'Autorità e delle Carte del servizio elettrico e, in alcuni casi, il risarcimento di asseriti danni (esistenziali e alla vita di relazione, nonché da interruzione della catena del freddo per deperimento di generi alimentari o interruzione di attività produttiva). Enel ritiene che il *black-out*, nelle modalità e con l'intensità con cui si è verificato, rappresenti un evento imprevisto e imprevedibile e che, conseguentemente, non possa configurarsi in capo alle società del Gruppo alcuna responsabilità. Si è sostenuto, inoltre, che "l'evento *black-out*" non rientra – per i motivi già esposti – tra quelli per cui è previsto l'indennizzo in base al contratto di fornitura di energia elettrica o alle delibere dell'Autorità. Nell'ambito del contenzioso in esame, al 31 dicembre 2005 sono state emanate dai Giudici di Pace circa 7.000 sentenze, con prevalenza per quelle di accoglimento della domanda di risarcimento, i cui

oneri potranno essere almeno parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In ogni caso, Enel Distribuzione ha prontamente proposto appello avverso le sentenze sfavorevoli innanzi al competente Tribunale e, con sentenza del 6 febbraio 2006, il Tribunale di Santa Maria Capua Vetere, sez. di Marcanise ha radicalmente riformato la sentenza del Giudice di Pace di Marcanise, accogliendo l'appello proposto da Enel. Con ampia motivazione, il Tribunale ha conclusivamente rigettato le domande del cliente perché non risultava provato alcun danno da parte del medesimo e ha ritenuto assorbiti gli altri motivi di appello proposti, sui quali non si è quindi pronunciato. La decisione è di particolare importanza anche perché dinanzi al Giudice di Pace di Marcanise pendono oltre 7.000 procedimenti.

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 per 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).

La circolare è stata impugnata, anche in via cautelare, innanzi ai giudici amministrativi di primo e secondo grado, con contestuale richiesta di sospensione della sua efficacia; l'istanza di sospensione è stata però respinta per motivi attinenti alla giurisdizione. Enel ha così proposto azione innanzi al giudice del lavoro, al fine di accertare l'inesistenza, a carico delle società del Gruppo interessate, dell'obbligo contributivo relativo a CIG, CIGS e Mobilità; l'udienza per la discussione del ricorso è fissata al 18 maggio 2006.

Per questi stessi ambiti contributivi l'INPS, con messaggio del 5 agosto ha comunicato che il termine del 16 agosto 2005 inizialmente fissato nella stessa circolare per la regolarizzazione del periodo pregresso veniva differito alla data del 30 settembre 2005. Tale termine è stato ulteriormente prorogato al 31 ottobre e, successivamente, al 30 novembre e, infine, al 31 dicembre 2005. Tutti i rinvii sono stati motivati dalla necessità di ulteriori approfondimenti delle tematiche in esame, in considerazione della loro complessità. Enel ha mantenuto continui contatti al fine di fornire all'ente le valutazioni che avrebbero dovuto condurre a una sua diversa determinazione. In ultimo, l'INPS, in ragione della complessità della questione, ha ritenuto necessario richiedere un parere al Consiglio di Stato e, con messaggio del 27 dicembre 2005, ha prorogato il termine per la regolarizzazione fino all'acquisizione del suddetto parere.

Quanto alla contribuzione per la DS, nel dicembre 2005 il Ministero del Lavoro, per conto dell'INPS, ha avviato un'indagine ispettiva volta ad accertare la perdurante sussistenza delle condizioni per l'esonero contributivo per Enel SpA e per le società costituite in attuazione del decreto legislativo n. 79/1999; indagine all'esito della quale Enel si riserva ogni opportuna azione giudiziaria. Con parere reso nell'adunanza dell'8 febbraio 2006, la seconda sezione del Consiglio di Stato ha ritenuto che la circolare non possa produrre effetti retroattivi e che non ci siano le condizioni per applicare sanzioni di qualsiasi natura. Il Consiglio di Stato ha ritenuto quindi necessario che la circolare venga opportunamente integrata e corretta.

Conto economico

Come evidenziato in precedenza Enel SpA svolge funzioni di *holding* industriale definendo gli obiettivi strategici e coordinando l'attività delle società partecipate e risulta, inoltre, titolare dei contratti pluriennali di importazione di energia venduta alla società Acquirente Unico SpA.

Valore della produzione

Il dettaglio è il seguente:

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Ricavi delle vendite e delle prestazioni:			
> per vendita energia	813,9	766,8	47,1
> a società del Gruppo	219,5	230,4	(10,9)
> a terzi	28,2	23,6	4,6
Totale	1.061,6	1.020,8	40,8
Altri ricavi e proventi:			
> da società del Gruppo	17,5	23,1	(5,6)
> da terzi	8,7	570,6	(561,9)
Totale	26,2	593,7	(567,5)
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE	1.087,8	1.614,5	(526,7)

I ricavi del 2005 sono pari a 1.087,8 milioni di euro, con un decremento di 526,7 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale decremento è da collegare, in massima parte, ai proventi, rilevati nel 2004 per il riconoscimento del diritto al rimborso dei maggiori costi sostenuti connessi al gas naturale importato dalla Nigeria da Enel nel periodo 2000-2003 (555,0 milioni di euro).

I "Ricavi per vendita energia" si riferiscono alle vendite di energia effettuate all'Acquirente Unico che ha la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato.

L'aumento di 47,1 milioni di euro rispetto al 2004 è da attribuire principalmente alla crescita del prezzo medio unitario di vendita con volumi di energia importata pressoché invariati.

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni a società del Gruppo", pari a 219,5 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente 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 a terzi" si riferiscono, in massima parte, a ricavi per permuta di energia (22,3 milioni di euro) e ai proventi per la rifatturazione, all'*advisor* del Ministero dell'Economia e delle Finanze, di parte degli oneri sostenuti per il collocamento della quarta *tranche* di azioni Enel.

Gli "Altri ricavi e proventi" da società del Gruppo ammontano a 17,5 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al riaddebito degli oneri relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza di competenza delle società controllate (16,9 milioni di euro).

Gli "Altri ricavi e proventi" da terzi, pari a 8,7 milioni di euro, si riducono di 561,9 milioni di euro prevalentemente per il già citato riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso dei maggiori costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (555,0 milioni di euro).

Costi della produzione

Il dettaglio è il seguente:

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci:			
> acquisto di energia	603,9	577,1	26,8
> acquisto di materiali e apparecchi vari	3,0	2,4	0,6
Totale	606,9	579,5	27,4
Servizi	196,2	166,1	30,1
Godimento di beni di terzi	14,6	12,8	1,8
Personale	83,1	85,8	(2,7)
Ammortamento immobilizzazioni immateriali e materiali	13,1	5,3	7,8
Accantonamenti	67,0	71,2	(4,2)
Oneri diversi di gestione	81,6	42,7	38,9
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE	1.062,5	963,4	99,1

I costi per "Acquisto di energia", in crescita di 26,8 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, riflettono i prezzi definiti dai contratti pluriennali con fornitori esteri (EDF e ATEL) e includono il costo dell'energia permutata.

Nel corso del 2005 sono stati importati 14.404 milioni di kWh (14.434 milioni di kWh nel 2004).

I costi per "Servizi", includono prestazioni da terzi per 153,0 milioni di euro e da società del Gruppo per 43,2 milioni di euro. Questi ultimi sono costituiti in massima parte da prestazioni informatiche e da servizi di edificio prestati da Enel Servizi (già Enel Ape Srl), nonché da servizi di telecomunicazioni forniti da Wind.

Le prestazioni rese da terzi aumentano di 18,0 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori oneri per vettoriamento dell'energia elettrica come disposto dalla delibera 48/04 (c.d. "congestion fee") nonché dei maggiori oneri sostenuti per le operazioni straordinarie su partecipazioni.

I costi per "Godimento di beni di terzi" sono riferiti essenzialmente alla locazione di immobili a uso ufficio riaddebitati da Enel Servizi (già Enel Ape Srl).

Il costo del "Personale" ammonta a 83,1 milioni di euro con un decremento pari a 2,7 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Il prospetto che segue riporta la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente.

	Consistenza media su 12 mesi			Consistenza
	2005	2004	2005-2004	al 31.12.2005
Dirigenti	103	97	6	99
Quadri	224	199	25	226
Impiegati	254	271	(17)	244
Totale	580	567	13	569

La voce "Ammortamento immobilizzazioni immateriali e materiali" si riferisce alle immobilizzazioni immateriali per 12,1 milioni di euro (4,1 milioni nel 2004) e a quelle materiali per 1,0 milioni di euro (1,2 milioni di euro nel 2004), come dettagliato nelle specifiche voci dell'attivo.

Gli "Accantonamenti", pari a 67,0 milioni di euro, riguardano per 22,2 milioni di euro il fondo previdenza integrativa dirigenti e per 44,8 milioni di euro il fondo contenzioso e rischi diversi già commentati nelle relative voci del passivo.

Gli "Oneri diversi di gestione", pari a 81,6 milioni di euro, presentano un incremento rispetto al precedente esercizio di 38,9 milioni di euro riferibili essenzialmente ai maggiori oneri per "certificati verdi" (12,8 milioni di euro) e a quelli derivati dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha comportato una riduzione dei prezzi dell'energia ceduta a Enel Distribuzione nel mese di marzo 2004 (15,7 milioni di euro), a seguito di una sentenza del Consiglio di Stato.

Gli oneri diversi di gestione includono, inoltre, gli emolumenti al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale dettagliati nell'apposito prospetto inserito a completamento del commento del Conto economico.

Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni – Euro 1.542,5 milioni

Sono costituiti dai dividendi distribuiti dalle società controllate come di seguito dettagliato:

Milioni di euro	Dividendi sul risultato 2004	Acconto dividendi sul risultato 2005	Totale dividendi
Cise	6,7	-	6,7
Enel Distribuzione	621,1	-	621,1
Enel Produzione	736,2	-	736,2
Enelpower	47,2	-	47,2
Terna	50,6	6,1	56,7
Enel Trade	69,3	-	69,3
Enel Factor	4,7	-	4,7
Enel Energia	0,5	-	0,5
Altre imprese	0,1	-	0,1
Totale	1.536,4	6,1	1.542,5

In particolare, nel corso del terzo trimestre 2005 la società Terna ha deliberato la distribuzione agli azionisti dell'acconto sul dividendo nella misura di euro 0,05 per azione, per un importo complessivo di 100,0 milioni di euro, di cui 6,1 milioni di euro di competenza di Enel SpA.

Altri proventi finanziari – Euro 434,5 milioni

Il dettaglio è di seguito specificato:

Milioni di euro	2005	2004	2005-2004
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:			
> interessi su finanziamenti accollati e concessi alle società controllate	102,8	148,6	(45,8)
> altri	28,8	51,6	(22,8)
Totale	131,6	200,2	(68,6)
Proventi da crediti e titoli iscritti nell'attivo circolante:			
> interessi e altri proventi su rapporti di c/c verso le società controllate	172,1	131,2	40,9
> interessi su c/c bancari	12,2	2,6	9,6
> interessi su titoli iscritti nell'attivo circolante	10,9	9,6	1,3
> proventi per copertura rischio cambio/tasso ⁽¹⁾	74,4	80,8	(6,4)
> altri proventi diversi dai precedenti	33,3	15,5	17,8
Totale	302,9	239,7	63,2
TOTALE	434,5	439,9	(5,4)

(1) Escluse differenze di cambio.

I proventi finanziari ammontano a fine 2005 a 434,5 milioni di euro, registrando una flessione di 5,4 milioni di euro rispetto al 2004, sostanzialmente dovuta:

- > alla riduzione degli "Interessi su finanziamenti accollati e concessi alle società controllate" (45,8 milioni di euro), da collegare ai rimborsi avvenuti nell'esercizio;
- > alla riduzione per 22,8 milioni di euro derivante dal rimborso del credito per deposito "di pegno" di 1.500,0 milioni di euro vantato da Enel SpA nei confronti di un primario istituto finanziatore;
- > all'incremento degli interessi maturati su rapporti di c/c verso le società controllate per 40,9 milioni di euro e verso istituti di credito per 9,6 milioni di euro;
- > all'incremento degli "Interessi su titoli iscritti nell'attivo circolante", per la maggior parte attribuibili ai proventi finanziari sulle obbligazioni Enel "Serie speciale riservata al personale dipendente e in quiescenza" riacquistate dalla Società nell'ambito della movimentazione prevista dal regolamento del prestito.

Oneri finanziari – Euro 601,0 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Interessi e altri oneri su finanziamenti a medio e lungo termine:			
> su prestiti obbligazionari	416,1	407,1	9,0
> su prestiti da banche	20,7	58,8	(38,1)
Interessi su finanziamenti a breve termine verso banche	28,7	47,6	(18,9)
Totale	465,5	513,5	(48,0)
Interessi e altri oneri finanziari:			
> interessi su rapporti di c/c verso imprese controllate	38,4	59,8	(21,4)
> oneri per copertura rischio cambio/tasso ⁽¹⁾	88,7	122,7	(34,0)
> spese e disaggi su prestiti obbligazionari e mutui	6,7	6,2	0,5
> altri oneri finanziari diversi dai precedenti	1,7	0,6	1,1
Totale	135,5	189,3	(53,8)
TOTALE	601,0	702,8	(101,8)

(1) Escluse differenze di cambio.

Gli oneri finanziari sono pari, al 31 dicembre 2005, a 601,0 milioni di euro, in diminuzione di 101,8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004, principalmente per effetto di un minore ricorso all'indebitamento bancario, che ha comportato una diminuzione dei relativi interessi e altri oneri sull'indebitamento bancario sia a medio e lungo sia a breve termine (57,0 milioni di euro). Nel corso dell'esercizio si è registrata inoltre una riduzione degli oneri finanziari sui rapporti di c/c verso le società controllate (21,4 milioni di euro) e degli oneri sulle coperture di cambio e di tasso (34,0 milioni di euro).

Utili e perdite su cambi – Euro 3,9 milioni

Milioni di euro	2005	2004	2005-2004
Proventi per differenze di cambio			
> realizzate	96,3	147,9	(51,7)
> da valutazione	3,8	39,2	(35,3)
Totale	100,1	187,1	(87,0)
Oneri per differenze di cambio			
> realizzate	(97,8)	(148,2)	50,4
> da valutazione	(6,2)	(38,3)	32,1
Totale	(104,0)	(186,5)	82,5
TOTALE	(3,9)	0,6	(4,5)

La voce "Utili e perdite su cambi" evidenzia un saldo negativo di 3,9 milioni di euro in diminuzione di 4,5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004

La riduzione dei proventi per la copertura del rischio di cambio, così come quella dei corrispondenti oneri, è principalmente da collegare all'andamento dell'attività di copertura sistematica effettuata da Enel SpA per conto delle società del Gruppo, mediante operazioni in strumenti finanziari derivati. La pressoché totale compensazione tra tali tipologie di oneri e proventi è rappresentativa della sostanziale assenza del rischio che permane in capo a Enel SpA.

Rettifiche di valore di attività finanziarie – Euro 168,2 milioni

Le rettifiche di valore delle partecipazioni si riferiscono:

- > agli oneri derivanti dalle perdite rilevate nell'esercizio 2005 dalle controllate Enel Investment Holding per 171,7 milioni di euro ed Enel New.Hydro per 1,6 milioni di euro;
- > al ripristino di valore pari a 5,1 milioni di euro relativamente alla partecipazione nella società Echelon ceduta nel mese di dicembre alla controllata Enel Investment Holding BV.

Le motivazioni di tali rettifiche di valore sono state commentate in sede di analisi delle immobilizzazioni finanziarie nella relativa voce dell'attivo.

Proventi e oneri straordinari

Proventi straordinari – Euro 1.492,5 milioni

Si riferiscono alle seguenti partite:

- > per 1.487,3 milioni di euro alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione delle azioni di Terna, pari al 43,86% del capitale, avvenuta nei mesi di marzo e di settembre 2005;
- > per 0,7 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla cessione alla Compagnie Générale des Eaux del 20% del capitale di Idrosicilia;
- > per 4,5 milioni di euro a sopravvenienze di varia natura di cui 3,1 milioni di euro riferite a rettifiche di imposte sul reddito dell'esercizio precedente.

Oneri straordinari – Euro 22,9 milioni

Includono le seguenti partite:

- > per 6,9 milioni di euro gli oneri a carico di Enel sostenuti per la cessione delle azioni di Terna comprensivi dell'onere per l'accantonamento della "bonus share";
- > per 11,3 milioni di euro gli oneri per incentivi all'esodo del personale;
- > per 4,7 milioni di euro minusvalenze e sopravvenienze passive di varia natura, di cui 2,4 milioni di euro riferite alla minusvalenza conseguita con la cessione della partecipazione in Enel.Hydro.

Imposte dell'esercizio

Imposte dell'esercizio – Euro 16,0 milioni

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Imposte correnti:			
> IRES	(276,7)	(80,7)	(196,0)
> IRAP	-	28,6	(28,6)
Totale imposte correnti	(276,7)	(52,1)	(224,6)
Imposte differite	33,1	(401,8)	434,9
Imposte anticipate	227,6	203,9	23,7
Totale imposte differite e anticipate	260,7	(197,9)	458,6
TOTALE	(16,0)	(250,0)	234,0

Le imposte sul reddito dell'esercizio evidenziano un provento di 16,0 milioni di euro e riflettono un beneficio da imposte correnti per 276,7 milioni di euro, in parte compensato da un onere per imposte anticipate e differite pari a 260,7 milioni di euro.

Inoltre, il valore della produzione netta ai fini IRAP è risultato negativo.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Di seguito si riporta la tabella di riconciliazione delle imposte:

Milioni di euro	IRES	IRAP	Totale
Risultato <i>ante</i> imposte	2.698,9		
Risultato operativo ⁽¹⁾		5,00	
Variazioni nette base imponibile IRAP		(24,0)	
Base imponibile IRAP		(19,0)	
Imposte teoriche	890,7	-	890,7
Minori imposte:			
> plusvalenze da partecipazioni esenti	(491,0)		(491,0)
> dividendi da partecipazione	(511,1)		(511,1)
> imposte anni precedenti	(1,0)		(1,0)
> minusvalenze norma transitoria	(5,3)		(5,3)
> svalutazioni anni precedenti	(232,9)		(232,9)
> utilizzo fondi	(26,0)		(26,0)
> altre	(1,4)		(1,4)
Maggiori imposte:			
> svalutazioni d'esercizio	57,2		57,2
> altri costi indeducibili	2,6		2,6
> accantonamento ai fondi	30,9		30,9
> altre	10,8		10,8
Totale imposte correnti sul reddito	(276,7)	-	(276,7)
Totale fiscalità differita	260,7		260,7
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	(16,0)	-	(16,0)

(1) Risultato operativo al netto del costo del lavoro e degli accantonamenti, al lordo degli oneri e proventi finanziari.

Rapporti con parti correlate

I principali rapporti con parti correlate, secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa, sono illustrati nello specifico capitolo della Relazione sulla gestione.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Compensi degli Amministratori e dei Sindaci

I compensi corrisposti agli Amministratori e ai Sindaci di Enel SpA sono riepilogati nella seguente tabella.

Il prospetto è redatto con riferimento al periodo di durata della carica e in base al principio della competenza.

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica	Emolumenti carica	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Amministratori cessati									
Scaroni	Paolo	A.D. e D.G.	1/2005-5/2005	approv. bil. 2004	294.507,19	-	3.187.024,91 ⁽¹⁾	5.997.675,71 ⁽²⁾	9.479.207,81
Miccio	Mauro	Consigliere	1/2005-5/2005	approv. bil. 2004	47.404,21	-	-	-	47.404,21
Morganti	Franco	Consigliere	1/2005-5/2005	approv. bil. 2004	46.630,90	-	-	28.506,84 ⁽³⁾	75.137,74
Amministratori in carica									
Gnudi	Piero	Presidente	1/2005-12/2005	approv. bil. 2007	700.755,14	11.050,68 ⁽⁴⁾	585.998,30 ⁽⁵⁾	2.640.000,00 ⁽⁶⁾	3.937.804,12
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	5/2005-12/2005	approv. bil. 2007	350.000,00	-	350.000,00 ⁽⁷⁾	982.959,61 ⁽⁸⁾	1.682.959,61
Ballio	Giulio	Consigliere	5/2005-12/2005	approv. bil. 2007	63.583,10	-	-	-	63.583,10
Fantozzi	Augusto	Consigliere	5/2005-12/2005	approv. bil. 2007	62.833,10	-	-	-	62.833,10
Luciano	Alessandro	Consigliere	5/2005-12/2005	approv. bil. 2007	62.833,10	-	-	-	62.833,10
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2005-12/2005	approv. bil. 2007	110.479,99	-	-	-	110.479,99
Taranto	Francesco	Consigliere	1/2005-12/2005	approv. bil. 2007	117.029,40	-	-	18.273,97 ⁽⁹⁾	135.303,37
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2005-12/2005	approv. bil. 2007	109.963,53	-	-	-	109.963,53
Valsecchi	Francesco	Consigliere	5/2005-12/2005	approv. bil. 2007	62.833,10	-	-	-	62.833,10
Totale compensi Amministratori					2.028.852,76	11.050,68	4.123.023,21	9.667.416,13	15.830.342,78
Sindaci cessati									
Provasoli	Angelo	Pres. Coll. Sind.	1/2005-5/2005 ^(*)	approv. bil. 2006	35.860,80	-	-	-	35.860,80
Sindaci in carica									
Pinto	Eugenio	Pres. Coll. Sind.	5/2005-12/2005	approv. bil. 2006	49.416,80	-	-	-	49.416,80
Conte	Carlo	Sindaco effett.	1/2005-12/2005	approv. bil. 2006	75.000,00 ⁽¹⁰⁾	-	-	-	75.000,00
Fontana	Franco	Sindaco effett.	1/2005-12/2005	approv. bil. 2006	74.500,00	-	-	-	74.500,00
Totale compensi Sindaci					234.777,60	-	-	-	234.777,60
TOTALE COMPLESSIVO					2.263.630,36	11.050,68	4.123.023,21	9.667.416,13	16.065.120,38

Per tutte le cariche ricoperte da Piero Gnudi, Paolo Scaroni e Fulvio Conti presso società controllate, i relativi emolumenti sono stati rinunciati dagli interessati o versati alla Capogruppo e gli importi corrispondenti assorbiti nella componente fissa della remunerazione prevista per la carica dagli stessi ricoperta in Enel SpA.

- (1) Si segnala che tale importo si compone: i) per euro 700.000,00 della parte variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2004, deliberata ed erogata nel corso del 2005; ii) per euro 291.666,66 della parte variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2005, deliberata ed erogata anch'essa nel corso del 2005; iii) per euro 1.695.358,25 di un emolumento a titolo di *bonus entry*; iv) per euro 500.000,00 di un *bonus* erogato per la positiva definizione dell'operazione di cessione di Wind a Weather.
 - (2) Si segnala che tale importo si compone: i) per euro 312.410,07 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2005; ii) per euro 600.000,00 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2004, deliberata ed erogata nel corso del 2005; iii) per euro 250.000,00 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2005, deliberata ed erogata anch'essa nel corso del 2005; iv) per euro 322.291,64 della corresponsione del trattamento di fine mandato; v) per euro 1.872.000,00 di un emolumento determinato in base a un piano di *phantom stock option* e soggetto a tassazione ordinaria; vi) per euro 2.640.974,00 di un *bonus* riconosciuto in concomitanza con l'esercizio di *stock option* attribuite nella qualità di Direttore Generale. Trattasi di un *bonus* attribuito alla generalità dei dirigenti assegnatari di *stock option*, al momento dell'esercizio delle opzioni loro assegnate; la misura di tale *bonus*, proporzionale al numero delle opzioni esercitate, è correlata alla porzione dei dividendi distribuiti da Enel che risulta riconducibile a dismissione di asset.
 - (3) Emolumento relativo alla carica ricoperta fino all'11 agosto 2005 nella società controllata Wind (Consigliere) per l'importo di euro 18.273,97 e ad altro incarico non gestionale presso la stessa società, affidatogli nella qualità di Consigliere, per l'importo di euro 10.232,87. Tale ultimo incarico ha formato oggetto di rinuncia da parte dell'interessato a decorrere dal 24 marzo 2005.
 - (4) Polizza assicurativa.
 - (5) Si segnala che tale importo si compone: i) per euro 186.000,00 della parte variabile dell'emolumento relativo all'esercizio 2004, deliberata ed erogata nel corso del 2005; ii) per euro 199.998,30 della parte variabile dell'emolumento relativo all'esercizio 2005, deliberata ed erogata anch'essa nel corso del 2005; iii) per euro 200.000,00 di un *bonus* erogato per la positiva definizione dell'operazione di cessione di Wind a Weather.
 - (6) Emolumento determinato in base a un piano di *phantom stock option* riferito ai tre anni del mandato 2002-2005, assegnato dal Consiglio di Amministrazione al momento del conferimento della carica e soggetto a tassazione ordinaria.
 - (7) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2005, deliberata ed erogata nel corso del 2005.
 - (8) Si segnala che tale importo si compone: i) per euro 431.980,74 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2005; ii) per euro 408.333,31 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2005, riconosciutagli nel corso dello stesso anno; iii) per euro 142.645,56 di un *bonus* riconosciuto in concomitanza con l'esercizio di *stock option* intervenuto successivamente al 30 maggio 2005, data della nomina ad Amministratore Delegato e Direttore Generale, e riferito a *stock option* che gli erano state attribuite nella qualità di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel SpA, rivestita fino al 20 giugno 2005. Trattasi di un *bonus* attribuito alla generalità dei dirigenti assegnatari di *stock option*, al momento dell'esercizio delle opzioni loro assegnate; la misura di tale *bonus*, proporzionale al numero delle opzioni esercitate, è correlata alla porzione dei dividendi distribuiti da Enel che risulta riconducibile a dismissione di asset.
 - (9) Emolumento relativo alla carica ricoperta fino all'11 agosto 2005 nella società controllata Wind (Consigliere).
 - (10) 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.
- (*) Dimissionario con effetto dal 26 maggio 2005.

BILANCIO CONSOLIDATO

Sintesi dei risultati

	2005	2004
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	34.059	31.011
Margine operativo lordo	7.745	8.071
Risultato operativo	5.538	5.870
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	4.132	2.747
Risultato netto del Gruppo	3.895	2.631
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)		
Capitale investito netto	31.728	43.580
Indebitamento finanziario netto	12.312	24.514
Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)	19.416	19.066
Cash flow da attività operativa	5.693	4.835
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.257	3.834
Dati per azione (euro)		
Risultato netto del Gruppo per azione	0,63	0,43
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	3,10	2,94
Dati operativi		
Energia venduta da Enel sul mercato libero e vincolato in Italia (TWh) ⁽¹⁾	148,2	157,8
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia (TWh) ⁽¹⁾	251,0	250,7
Vendite di gas (miliardi di m ³)	6,7	6,9
> di cui alla clientela finale (miliardi di m ³)	5,1	5,2
Energia netta prodotta da Enel in Italia (TWh)	112,1	125,9
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.)	51.778	61.898
Azioni in essere alla fine dell'esercizio (n.)	6.157.071.646	6.103.521.864
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio Brent (dollari/b)	54,4	38,2
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽²⁾	272,9	182,1
Prezzo medio del carbone (dollari/t) ⁽³⁾	46,4	50,0
Cambio medio dollaro USA per euro	1,244	1,244
Euribor a sei mesi (media dell'anno)	2,24%	2,15%

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Indice Platt's CIF Med.

(3) Indice Coal Week International per il mix considerato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Sintesi dei risultati del 2005

Nel 2005 i *ricavi* sono pari a 34.059 milioni di euro, in crescita del 9,8% rispetto a quelli del 2004. L'incremento è riferibile in parte alle vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico invece che alle società di distribuzione del Gruppo, come avvenuto fino al 31 marzo 2004, e in parte ai ricavi conseguiti all'estero sia con l'attività di *trading* internazionale sia con le attività di generazione e distribuzione delle controllate estere.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 7.745 milioni di euro (8.071 milioni di euro nel 2004). Escludendo l'effetto del riconoscimento nel 2004 degli *stranded cost*, pari a 1.068 milioni di euro, il margine operativo lordo è in crescita di 742 milioni di euro (+10,6%) per il buon andamento di tutte le aree di attività.

Il *risultato netto del Gruppo*, inclusivo del risultato delle *discontinued operations* e delle plusvalenze realizzate dalla loro cessione (1.153 milioni di euro nel 2005) e al netto della quota di pertinenza dei terzi, si attesta a 3.895 milioni di euro contro i 2.631 del 2004.

Il *capitale investito netto* nel 2005 è pari a 31.728 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi per 19.416 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 12.312 milioni di euro.

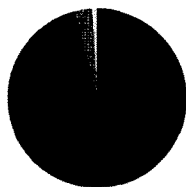
L'*indebitamento finanziario netto*, rispetto al 31 dicembre 2004, registra una diminuzione di 12.202 milioni di euro da attribuire essenzialmente alla cessione del 62,75% del capitale di Wind e del 43,85% del capitale di Terna, nonché al deconsolidamento del relativo debito. Al 31 dicembre 2005 l'incidenza dell'indebitamento sul patrimonio netto si attesta a 0,63 a fronte di 1,29 di fine 2004.

Dati economici e patrimoniali per area di attività

Milioni di euro	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Generazione ed Energy Management	14.215	13.028	3.704	3.780	2.565	2.531
Mercato, Infrastrutture e Reti	20.422	19.254	3.737	3.530	2.778	2.693
Servizi e Altre attività	1.660	1.794	249	214	154	106
Capogruppo	1.103	1.649	67	652	53	647
Elisioni e rettifiche	(3.341)	(4.714)	(12)	(105)	(12)	(107)
Totale continuing operations	34.059	31.011	7.745	8.071	5.538	5.870

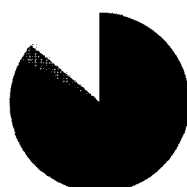
Milioni di euro	Investimenti		Capitale investito netto		Dipendenti (n.)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Generazione ed Energy Management	1.027	857	14.700	14.931	9.904	10.828
Mercato, Infrastrutture e Reti	1.692	1.711	13.421	12.334	35.783	35.537
Servizi e Altre attività	99	112	639	885	5.522	3.826
Capogruppo	11	10	-	-	569	590
Discontinued operations	428	1.144	-	15.164	-	11.117
Elisioni e rettifiche	-	-	2.968	266	-	-
Totale di Gruppo	3.257	3.834	31.728	43.580	51.778	61.898

Margine operativo lordo
(milioni di euro)



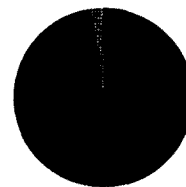
■ Generazione ed Energy Management: **3.704**
 ■ Mercato, Infrastrutture e Reti: **3.737**
 ■ Servizi e Altre attività: **249**
 ■ Capogruppo: **67**

Investimenti
(milioni di euro)



■ Generazione ed Energy Management: **1.027**
 ■ Mercato, Infrastrutture e Reti: **1.692**
 ■ Servizi e Altre attività: **99**
 ■ Capogruppo: **11**
 ■ Discontinued operations: **428**

Capitale investito netto
(milioni di euro)



■ Generazione ed Energy Management: **14.700**
 ■ Mercato, Infrastrutture e Reti: **13.421**
 ■ Servizi e Altre attività: **639**

Fatti di rilievo del 2005

Cessione della partecipazione in Wind

In data 11 agosto 2005 Enel e Weather Investments Srl, società che fa capo all'imprenditore Naguib Sawiris, hanno completato gli adempimenti relativi alla prima fase dell'operazione di cessione di Wind Telecomunicazioni SpA a Weather, secondo quanto previsto negli accordi stipulati tra le parti il 26 maggio 2005 e a seguito dell'approvazione dell'operazione da parte delle Autorità competenti. In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather il 62,75% del capitale di Wind per un corrispettivo ricevuto per cassa di 2.986 milioni di euro.

In precedenza Sawiris aveva ceduto a un'altra controllata di Weather una partecipazione del 50% più un'azione di Orascom Telecom Holding SAE (uno dei principali operatori di telefonia in Africa, Medio Oriente e Asia, i cui titoli sono quotati presso le Borse del Cairo e di Alessandria d'Egitto e negoziati, in forma di *General Depository Receipts* – GDR – sulla Borsa di Londra).

Inoltre, sempre in data 11 agosto 2005, Enel ha sottoscritto un aumento di capitale di Weather per un importo di 305 milioni di euro, acquisendo una partecipazione del 5,2% in tale società.

Infine, in data 8 febbraio 2006, Enel e Weather hanno completato gli adempimenti relativi alla seconda e ultima fase dell'operazione di cessione di Wind a seguito dell'esercizio da parte di Weather, il 16 gennaio 2006, dell'opzione *call* prevista nei suddetti accordi.

In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather il 6,28% del capitale di Wind per un corrispettivo ricevuto per cassa di 328 milioni di euro.

Enel ha inoltre conferito a Weather il residuo 30,97% del capitale di Wind – valutato circa 1.655 milioni di euro in base ad apposita perizia indipendente presentata da Enel ai sensi di legge – ricevendo in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather e venendo a possedere in tal modo una partecipazione complessiva del 26,1%. La quota del capitale di Weather posseduta da Enel forma oggetto di accordi di *lock-up* in funzione dell'obiettivo di procedere alla quotazione in Borsa della stessa Weather, subordinatamente al verificarsi di favorevoli condizioni di mercato.

All'esito delle due fasi in cui si è articolata l'operazione di cessione di Wind, Weather possiede, direttamente e indirettamente, l'intero capitale di Wind, nonché una partecipazione del 50% più un'azione del capitale di Orascom Telecom Holding SAE e il Gruppo Enel avrà ricevuto da Weather un corrispettivo netto per cassa pari a 3.009 milioni di euro e una partecipazione pari al 26,1% del capitale di Weather del controvalore di circa 1.960 milioni di euro (pari alla somma (i) di 305 milioni di euro versati da Enel per l'acquisizione del 5,2% del capitale di Weather durante la prima fase dell'operazione e (ii) di circa 1.655 milioni di euro cui è stato valutato il 30,97% del capitale di Wind oggetto di conferimento alla data dell'8 febbraio 2006).

Cessione della partecipazione in Terna

In linea con le norme di legge che hanno previsto la riduzione della partecipazione di Enel in Terna al di sotto della soglia del 20% entro il 1° luglio 2007, Enel SpA, dopo aver collocato nel 2004 il 50% del capitale sociale di Terna, nel corso del 2005 ha finalizzato altre due cessioni complessivamente pari al 43,85% del suo capitale.

In particolare, il 31 marzo 2005, al termine di una procedura di *accelerated bookbuilding* rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri, Enel ha ceduto il 13,86% del capitale sociale della società controllata Terna per un corrispettivo complessivo di 568 milioni di euro. L'operazione è stata regolata mediante la consegna dei titoli e il pagamento del corrispettivo in data 5 aprile 2005.

Successivamente, il 24 maggio 2005, Enel SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA hanno firmato il contratto per la cessione, da parte di Enel alla Cassa stessa, di una partecipazione del 29,99% del capitale sociale di Terna.

In data 15 settembre 2005, a seguito del rilascio dell'autorizzazione al trasferimento da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), Enel SpA ha finalizzato la cessione a Cassa Depositi e Prestiti del 29,99% del capitale sociale di Terna riducendo così la propria partecipazione al 6,14%. Il corrispettivo dell'operazione, determinato sulla base della media ponderata delle quotazioni ufficiali dell'azione Terna registrate nel periodo antecedente la cessione della partecipazione, è risultato pari a 1.315 milioni di euro.

A seguito dell'esercizio, avvenuto nel mese di gennaio 2006, del diritto di attribuzione di azioni gratuite (c.d. "*bonus share*"), spettante agli aderenti all'offerta pubblica di azioni Terna effettuata da Enel nel giugno 2004, la partecipazione di Enel in Terna si è ulteriormente ridotta al 5,12%.

Acquisizione della Slovenské Elektrárne (SE)

Il 17 febbraio 2005 Enel ha sottoscritto il contratto per l'acquisizione del 66% del capitale della società Slovenské Elektrárne (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 pari a circa 7.000 MW (l'83% della capacità produttiva della Slovacchia) ben bilanciato tra termico, idroelettrico e nucleare, che garantisce una produzione di elettricità a costi molto competitivi. Il corrispettivo è pari a 840 milioni di euro, a fronte del quale Enel ha effettuato un deposito di 168 milioni di euro. Il perfezionamento dell'acquisizione è previsto entro il primo semestre del 2006.

Emissione obbligazionaria da 1 miliardo di euro

L'8 marzo 2005 si è chiusa anticipatamente l'Offerta Pubblica di sottoscrizione di obbligazioni Enel da 1 miliardo di euro riservata al pubblico dei risparmiatori italiani.

Tale operazione, inquadrata nell'ambito del programma di rifinanziamento del debito di Enel, ha riguardato l'emissione di due prestiti obbligazionari, entrambi a 7 anni, uno per 600 milioni di euro al tasso fisso annuo del 3,625%, l'altro per 400 milioni di euro al tasso variabile (Euribor 6m +0,10%). Il rimborso avverrà in un'unica soluzione prevista per il 14 marzo 2012.

Accordo per lo sviluppo geotermico del Cile

Nel corso del mese di aprile 2005, nell'ambito delle attività di sviluppo all'estero, Enel ha sottoscritto con la cilena Empresa Nacional del Petrolío (ENAP), una delle più grandi società energetiche del continente latinoamericano e la prima del suo Paese, un accordo per lo sviluppo di progetti di

esplorazione geotermica finalizzati alla produzione di energia elettrica nella zona centro-meridionale del Cile. La *joint venture* porterà avanti le attività di esplorazione della risorsa geotermica nelle concessioni di Calabozo e Chillan con l'obiettivo di realizzare nei prossimi 7 anni fino a 300 MW di nuova capacità produttiva che utilizzi il calore naturale della terra.

Acquisizione delle società Electrica Banat ed Electrica Dobrogea

Il 28 aprile 2005 Enel ha sottoscritto il contratto di acquisto del 24,62% del capitale sociale di ciascuna delle due società Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (distribuzione e vendita di elettricità in Romania) per un corrispettivo, inclusivo del conguaglio prezzo, pari a 51 milioni di euro. Il contratto ha previsto, inoltre, la contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale per portare la partecipazione di Enel al 51% in ciascuna delle due società. Il valore complessivo dell'operazione è risultato pari a 131 milioni di euro.

Tali società, con circa 3.600 dipendenti, servono circa 1.400.000 clienti e rappresentano circa il 20% del mercato della distribuzione e vendita di elettricità in Romania.

Cessione di Enel.Hydro

Il 10 maggio 2005 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel a Compagnie Générale des Eaux SA, capofila del settore acqua nell'ambito del Gruppo Veolia Environment, del 100% del capitale di Enel.Hydro, cui fanno capo le iniziative nel settore Idrico di Enel in Calabria e in provincia di Latina, e del 20% del capitale di Idrosicilia. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa 36 milioni di euro.

Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione

Il 26 maggio 2005 l'Assemblea dei soci ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, il cui mandato scadrà in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2007. Il Consiglio di Amministrazione è composto da Piero Gnudi (confermato Presidente), Fulvio Conti (nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale), Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi. L'Assemblea ha anche provveduto, a seguito delle dimissioni di Angelo Provasoli, a nominare Eugenio Pinto quale Presidente del Collegio Sindacale e a rinnovare l'incarico di revisione contabile alla società KPMG SpA per il triennio 2005-2007.

Accordo di cooperazione tra Enel ed EdF

Il 30 maggio 2005 Enel ed EdF hanno siglato un *Memorandum* d'intesa finalizzato allo sviluppo congiunto del programma nucleare francese di nuova generazione EPR (European Pressurized Reactor). In base a tale programma, Enel ed EdF coopereranno per la costruzione, implementazione e gestione di un programma nucleare con tecnologia EPR in Francia, la cui piena operatività è prevista per il 2012. Enel avrà una quota pari al 12,5% della capacità nucleare generativa e produttiva. L'accordo prevede inoltre l'accesso anticipato da parte di Enel alla capacità nucleare disponibile in Francia a partire dal

gennaio 2006. Sono ancora in corso di definizione gli impegni che le parti assumeranno relativamente a tale accordo.

Cessione della partecipazione del 50% in Brindisi LNG

Il 21 giugno 2005 Enel Trade ha ceduto a BG Group la propria partecipazione del 50% in Brindisi LNG, società costituita per la realizzazione e la gestione di un terminale di rigassificazione di gas naturale liquefatto nel porto di Brindisi.

Il contratto di cessione prevede il riconoscimento a Enel Trade dei costi sostenuti nell'ambito del progetto che ammontano a circa 44 milioni di euro. Alla data del *closing* BG Group ha versato a Enel Trade circa 17 milioni di euro. Il pagamento della quota residua è previsto avvenga entro il 30 giugno 2006 al verificarsi di alcune condizioni legate alla continuazione del progetto da parte di BG Group.

Cessione attività di distribuzione e vendita di energia

In data 27 giugno 2005 è stato firmato tra Enel Distribuzione e SET (società della Provincia Autonoma di Trento) l'accordo definitivo per la cessione della rete di distribuzione nella provincia di Trento. Il ramo d'azienda trentino, che comprende circa 6.700 km di rete e 3.000 cabine, con 259 addetti che servono circa 255mila clienti, è stato ceduto il 1° luglio 2005 per un corrispettivo di 169 milioni di euro.

Collocamento della quarta *tranche* delle azioni Enel

Il 7 luglio si è concluso il collocamento della quarta *tranche* delle azioni Enel. Le azioni assegnate al pubblico e agli investitori istituzionali sono pari a 500 milioni, oltre alla *greenshoe* di 75 milioni di azioni interamente esercitata. Il prezzo definitivo è stato fissato in 7,18 euro per azione per l'Offerta Istituzionale e in 7,07 euro per azione per l'Offerta Pubblica, con un incasso netto per il Ministero dell'Economia e delle Finanze di circa 4 miliardi di euro.

Distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005

In data 29 settembre 2005 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha determinato in 0,19 euro per azione la misura dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 già deliberato nella riunione dell'8 settembre 2005. Tale acconto è stato messo in pagamento in data 24 novembre 2005.

Acquisizione delle società Metanodotti Padani, Metanodotti Trentini ed Easygas

In data 3 ottobre 2005 Enel ha acquisito le società di distribuzione e vendita di gas Metanodotti Padani, Metanodotti Trentini ed Easygas, che operano nelle province di Rovigo, Padova, Trento, Mantova, Ferrara e Modena.

Il corrispettivo complessivo per l'acquisizione delle tre società è stato pari a 23 milioni di euro.

Nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel

Nel mese di novembre 2005, in attuazione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione, è stata varata la nuova struttura organizzativa che prevede l'istituzione della Divisione Internazionale, nella quale vengono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica (finora ripartite tra le altre Divisioni), e la conferma delle Divisioni Mercato Italia, Infrastrutture e Reti Italia e Generazione ed Energy Management Italia. 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.

La Divisione Mercato Italia ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia, 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 Infrastrutture e Reti Italia ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficiente gestione dei sistemi di misura (telegestione) e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

La Divisione Generazione ed Energy Management Italia ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

Rinnovo dei programmi di emissione di *Medium Term Notes* e *commercial paper*

Nel mese di novembre 2005, Enel ha rinnovato sia il proprio programma di emissione di *Medium Term Notes*, il cui importo è rimasto invariato in 10 miliardi di euro, sia quello di emissione di *commercial paper* elevandone l'importo da 2,5 a 4 miliardi di euro.

Cessione della partecipazione in Leasys

In data 30 novembre 2005, ottenuta l'autorizzazione dell'AGCM, Enel ha ceduto a Fiat il 49% del capitale sociale di Leasys SpA per un corrispettivo di 33,5 milioni di euro.

Acquisizione della società Simeo e del ramo di azienda E.On Vendita

Nel mese di dicembre 2005 è stato siglato l'accordo tra Enel e il Gruppo tedesco Thüga per l'acquisizione della società Simeo, operante nella distribuzione di gas naturale, e del ramo d'azienda di E.On Vendita attivo nella vendita di gas naturale in Sicilia nei Comuni serviti da Simeo. L'accordo, soggetto all'approvazione dell'AGCM, riguarda circa 24mila clienti nelle province di Agrigento, Catania, Enna e Palermo. Il corrispettivo complessivo previsto per l'acquisizione di entrambe le realtà siciliane è di 37 milioni di euro.

Aspetti normativi e tariffari

Borsa dell'energia elettrica

Dal 1° gennaio 2005, con l'avvio della partecipazione della domanda attiva nella Borsa dell'energia elettrica, è stato completato l'assetto del mercato elettrico nazionale. A tal fine, con la delibera n. 237/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) aveva precedentemente pubblicato le nuove regole di dispacciamento, definendo, fra l'altro, un periodo transitorio (gennaio-marzo 2005, successivamente prorogato fino a giugno 2005) nel quale gli sbilanciamenti venivano corrisposti in misura ridotta.

Con la delibera n. 254/04, l'Autorità aveva aggiornato il meccanismo di mitigazione dell'esercizio del potere di mercato per l'anno 2005, introducendo uno strumento basato sul monitoraggio delle offerte formulate dagli operatori attraverso il controllo incrociato di alcuni indicatori in grado di porre in evidenza eventuali condotte anomale. Qualora fossero stati superati i limiti previsti, l'operatore responsabile delle anomalie sarebbe stato obbligato a presentare un'offerta fissa vincolante per i trenta giorni successivi, per tutta la sua produzione, sia nel Mercato del Giorno Prima sia in quello dei Servizi di Dispacciamento. Per tale offerta l'operatore avrebbe ricevuto una remunerazione pari al prezzo proposto, anziché il *system marginal price*. Enel ha presentato ricorso verso la suddetta delibera al TAR della Lombardia, ottenendone la sospensione e successivamente l'annullamento. Il meccanismo di mitigazione non è pertanto entrato in vigore e una successiva delibera (n. 50/05) si è limitata a riproporre gli indici di monitoraggio del mercato elettrico, eliminando le parti sanzionatorie del precedente provvedimento. L'Autorità ha successivamente presentato ricorso in appello contro la sentenza del TAR al Consiglio di Stato, il quale si è pronunciato sul merito della delibera n. 254/04 il 17 gennaio 2006, confermando l'annullamento stabilito in primo grado.

Capacity payment A fine dicembre 2004 l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione del provvedimento definitivo sul *capacity payment* e successivamente, il 18 marzo 2005, ha pubblicato un documento di consultazione proponendo agli operatori un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva. In attesa dell'adozione del provvedimento definitivo, la delibera n. 140/05 ha prorogato il meccanismo transitorio adottato nel 2004 per l'intero anno 2005, pur con alcune modifiche non sostanziali. In precedenza, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale aveva pubblicato l'elenco dei giorni critici del 2005 per la copertura dei picchi di domanda e quello degli impianti ammessi alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, elementi necessari per il funzionamento del meccanismo del *capacity payment*. I corrispettivi del 2005 sono stati determinati sulla base del meccanismo transitorio. Si è tuttora in attesa dell'adozione del provvedimento definitivo.

Disposizioni in materia di oneri generali del sistema elettrico

Il Ministero delle Attività Produttive (MAP) e il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), con decreto congiunto del 6 agosto 2004, hanno definito l'ammontare dei costi di generazione elettrica non recuperabili e quello dei maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria (*stranded cost*

e "gas nigeriano"). In data 1° dicembre 2004 la Commissione Europea ha approvato tale decreto rendendolo efficace.

Il 22 giugno 2005 il MAP e il MEF hanno emesso un decreto congiunto che definisce le modalità di rimborso degli *stranded cost*. Tale decreto ha dilazionato il rimborso fino al 2009 e ha stabilito il pagamento di 300 milioni di euro entro luglio 2005 e successivi pagamenti trimestrali (per un massimo di 80 milioni di euro ciascuno) a partire dal 30 settembre 2005 e fino al giugno 2006. Con successivo provvedimento l'Autorità emanerà le disposizioni per le erogazioni successive al 30 giugno 2006. Tutti i pagamenti verranno effettuati *pro quota* tra i vari operatori e per quelli successivi a gennaio 2006 è stata esplicitamente prevista la corresponsione degli interessi. Al 31 dicembre 2005 Enel ha incassato circa 361 milioni di euro.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è titolare di due contratti di importazione dalla Francia e dalla Svizzera di energia elettrica a lungo termine (c.d. "pluriennali"). L'energia sottesa a tali contratti è ceduta all'Acquirente Unico a un prezzo stabilito dal MAP e destinata alla fornitura del mercato vincolato.

Nel mese di dicembre 2005 sono stati adottati dalle istituzioni italiane e francesi diversi provvedimenti relativi alla gestione dei contratti pluriennali di importazione. I provvedimenti riguardano:

- > la modifica delle modalità di fissazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica sottostante da Enel all'Acquirente Unico;
- > le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'esecuzione dei contratti pluriennali.

Per quanto riguarda il primo punto, fino al 31 dicembre 2005 il prezzo di cessione equivaleva al prezzo all'ingrosso, pari a una componente fissa articolata per fasce orarie e a una componente a copertura del costo del combustibile (Ct) in vigore nel trimestre ottobre-dicembre 2003, aggiornata per tener conto delle variazioni dei costi dei combustibili secondo i criteri già stabiliti dall'Autorità. Con decreto del 13 dicembre 2005, il MAP, anche sulla base delle richieste di Autorità e Acquirente Unico, ha stabilito di modificare i criteri di definizione del prezzo di cessione, sostituendo al valore della componente PGt il prezzo massimo di 66 euro/MWh. È stata inoltre prevista la possibilità che l'Autorità riduca tale valore in caso di eventuali diminuzioni del costo dei combustibili rispetto agli scenari attesi al momento della definizione del prezzo massimo.

Per quanto attiene all'allocazione della capacità sulle linee di interconnessione, con decisione del 1° dicembre 2005 il regolatore francese (CRE) ha stabilito di non riservare alcuna capacità per l'esecuzione del contratto pluriennale di importazione, 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 sta cedendo all'estero parte dell'energia elettrica sottesa a tale contratto.

Emission Trading e norme di riferimento

In tema di riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra, la direttiva comunitaria n. 2003/87/CE (modificata dalla direttiva comunitaria n. 2004/101/CE) ha istituito l'*Emission Trading Scheme* (ETS) in vigore dal 1° gennaio 2005. Tale direttiva ha stabilito, tra l'altro, che ciascuno Stato membro debba provvedere affinché nessun impianto che ricade nel campo di applicazione possa emettere gas a effetto serra in assenza di apposita autorizzazione rilasciata da un'autorità nazionale competente.

In Italia, il recepimento della direttiva n. 2003/87/CE è stato inserito nella "legge comunitaria 2004 (Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee)" convertita nella legge n. 62 del 18 aprile 2005. Tale legge ha delegato il Governo ad adottare, entro il termine di 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge stessa, i relativi decreti attuativi.

Peraltro, con il decreto legislativo n. 273 del 12 novembre 2004, convertito nella legge n. 316 del 30 dicembre 2004, sono state emanate disposizioni urgenti per l'applicazione della sopra citata direttiva finalizzate ad attivare le procedure necessarie per autorizzare gli impianti a emettere gas a effetto serra e acquisire le informazioni necessarie per il rilascio delle quote di emissione. Le autorizzazioni sono state successivamente rilasciate con appositi decreti.

Inoltre, in data 22 dicembre 2005, è stata pubblicata la Comunicazione della Commissione Europea "Orientamenti complementari sui piani nazionali di assegnazione per il periodo di scambio 2008-2012 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE", COM(2005) 703, che contiene le linee guida per la preparazione dei Piani Nazionali di Assegnazione per il periodo 2008-2012 che dovranno essere presentati alla Commissione entro il termine del 30 giugno 2006.

Il 23 febbraio 2006 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha emanato il decreto DEC/RAS/074/2006, recante l'assegnazione e il rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dalla direttiva 2003/87/CE.

Oltre ad assegnare le quote, il decreto ha definito alcuni altri aspetti del recepimento della direttiva 2003/87/CE; in particolare, ha istituito il Registro nazionale delle emissioni e delle quote di emissione e ha regolato il trasferimento, la restituzione e la cancellazione delle quote stesse.

Il quadro normativo per il recepimento della direttiva 2003/87/CE non è tuttavia completo. Si attende ancora l'emanazione del decreto legislativo di attuazione della delega. Tale decreto è stato approvato in bozza dal Consiglio dei Ministri e si sta completando il previsto *iter* parlamentare.

Fino al completo recepimento delle direttive comunitarie, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio svolge le funzioni di "Autorità Nazionale Competente".

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 contenente "misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale". Tra gli interventi previsti, sono state stabilite 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 siano attualmente in servizio a causa di prescrizioni contenute nelle relative autorizzazioni ministeriali. Tale misura consente 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 consente l'esercizio di impianti a olio e policombustibili con BTZ (basso tenore di zolfo) e riguarda le centrali Enel di Montalto di Castro, Piombino, Rossano Calabro, Termini Imerese, Cavriglia e Livorno. Le modalità operative di applicazione sono state definite successivamente tramite decreti dei Ministeri delle Attività Produttive, Ambiente e Salute.

L'Autorità, successivamente, stabilirà con un proprio provvedimento le modalità per il recupero degli eventuali maggiori costi sostenuti dai produttori.

Enel e i mercati finanziari

Principali dati per azione e borsistici

	2005	2004
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,26	1,32
Risultato operativo per azione (euro)	0,90	0,96
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,63	0,43
Dividendo unitario (euro)	0,63	0,69
Pay-out ratio ⁽¹⁾ (%)	100	161
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,10	2,94
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,48	7,25
Prezzo minimo dell'anno (euro)	6,32	5,21
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,75	7,07
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	41.543	43.155
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	6,157	6,104

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

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

Altri indicatori finanziari

		Corrente ⁽¹⁾	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2003
Peso azioni Enel:					
	> su indice MIB30	8,65%	8,75%	10,46%	8,58%
	> su indice FT-SE Electricity E300	20,37%	23,22%	28,12%	15,75%
Rating		Corrente ⁽¹⁾	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2003
Standard & Poor's	Outlook	Negative	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	A+	A+	A+	A+
	Breve termine	A-1	A-1	A-1	A-1
Moody's	Outlook	Stable	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	Aa3	Aa3	A1	A1
	Breve termine	P-1	P-1	P-1	P-1

(1) Dati aggiornati al 28 febbraio 2006.

Il 2005 è stato caratterizzato da un generalizzato andamento favorevole dei mercati azionari che hanno proseguito la tendenza positiva iniziata nel 2004, in particolare nell'area Euro. Si registrano *performance* brillanti nel Regno Unito (FSTE-100: +19%), in Francia (CAC-40: +22%) e in Germania (DAX: +26%).

In Italia il mercato azionario ha realizzato rendimenti in linea con quelli del 2004, con l'indice S&P MIB che ha mostrato un progresso di oltre il 14%.

L'andamento crescente dei tassi di interesse e, in Italia, le incertezze politico-regolatorie che hanno caratterizzato l'ultima parte dell'anno hanno influito negativamente sul settore delle *utility*. In tale contesto il titolo Enel, nel mese di ottobre, ha registrato il valore minimo dell'anno pari a 6,32 euro. A fine anno il titolo si è attestato a un valore di 6,63 euro deprezzandosi rispetto all'anno precedente del 4,8%.

Nel corso del 2005, inoltre, il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) ha collocato sul mercato una ulteriore *tranche* di 575 milioni di azioni. Dopo tale collocamento, al 31 dicembre 2005, l'azionariato Enel vede il MEF al 21,4%, Cassa Depositi e Prestiti (CDP) al 10,2%, e il restante 68,4% sul mercato. Tale ripartizione tiene conto della *bonus share* distribuita in dicembre relativa al collocamento della terza *tranche* di azioni Enel.

Nel mese di luglio, inoltre, si è concluso il collocamento della quarta *tranche* di azioni Enel da parte del MEF. Tale collocamento prevede l'attribuzione di una *bonus share* che verrà assegnata a luglio 2006 a tutti agli aventi diritto.

Nel corso dell'anno si è altresì completato il processo di rifocalizzazione sul *core business* energetico con il deconsolidamento delle partecipazioni in Wind e Terna.

In particolare, a seguito delle plusvalenze realizzate nel 2005 con la cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 pari a 0,19 euro per azione, messo in pagamento il 24 novembre 2005. Tale dividendo si è aggiunto a quello relativo all'esercizio 2004, pari a 0,36 euro per azione pagato in giugno, portando l'ammontare complessivo dei dividendi distribuiti nel corso del 2005 a 0,55 euro per azione.

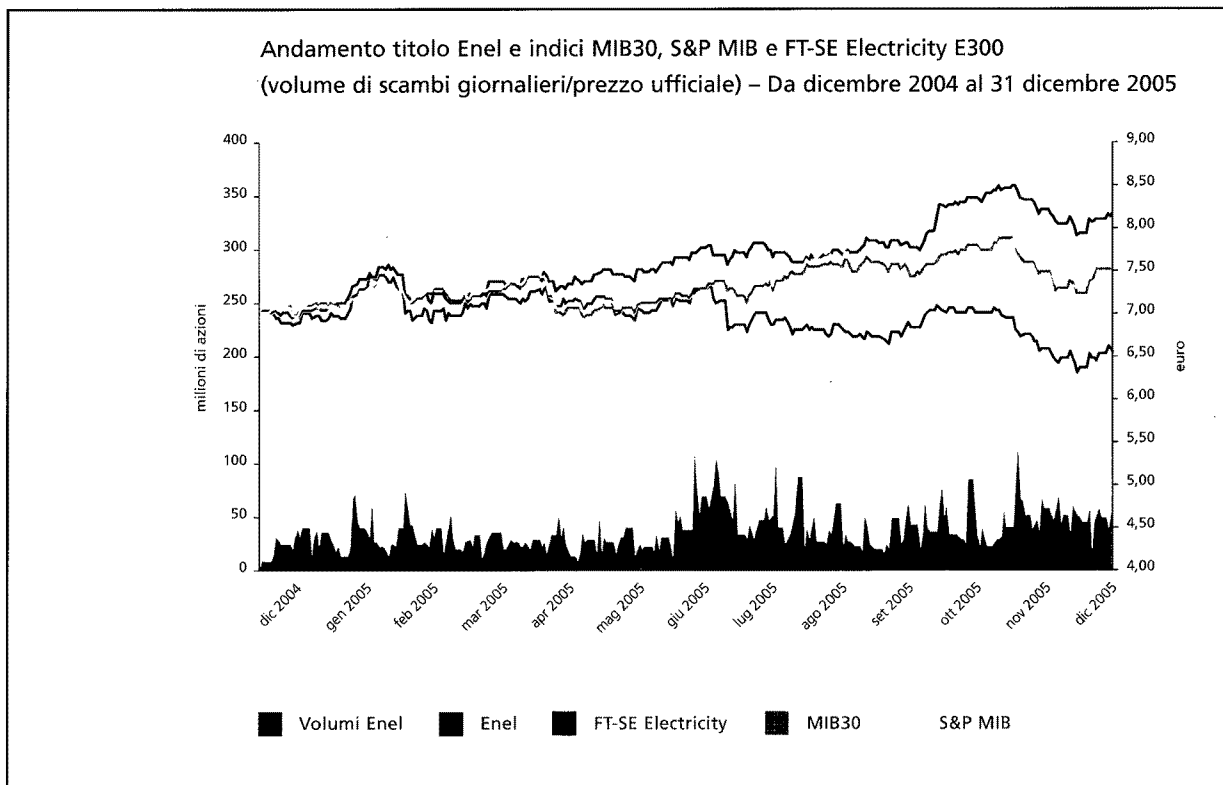
Lo *yield* realizzato, pari all'8,3%, ha costituito un sicuro elemento di attrattiva verso l'investimento in azioni Enel.

Il volume giornaliero medio di scambi è stato pari a 40,6 milioni di azioni rispetto ai 38,2 milioni del 2004, con un incremento di circa il 6%.

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/notizie_mercati) dove sono disponibili:

- > dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo;
- > informazioni relative alla composizione degli organi sociali e al 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).



Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

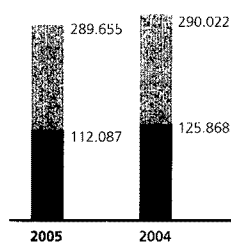
Sintesi della gestione

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Bilancio energia Italia (fonte Terna Rete Elettrica Nazionale già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale)

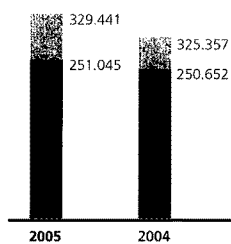
Milioni di kWh

Produzione netta di energia (milioni di kWh)



■ Quota Enel

Energia richiesta sulla rete (milioni di kWh)



■ Quota trasportata sulla rete Enel

	2005	2004	2005-2004	
Produzione lorda:				
> termoelettrica	252.412	246.125	6.287	2,6%
> idroelettrica	42.482	49.908	(7.426)	-14,9%
> geotermoelettrica e altre fonti	7.465	7.288	177	2,4%
Totale produzione lorda	302.359	303.321	(962)	-0,3%
Consumi servizi ausiliari	(12.704)	(13.299)	595	4,5%
Produzione netta	289.655	290.022	(367)	-0,1%
Importazioni nette	49.155	45.635	3.520	7,7%
Energia immessa in rete	338.810	335.657	3.153	0,9%
Consumi per pompaggi	(9.369)	(10.300)	931	9,0%
Energia richiesta sulla rete	329.441	325.357	4.084	1,3%

- > La *richiesta di energia elettrica in Italia* è cresciuta dell'1,3% rispetto ai valori registrati nel 2004 raggiungendo i 329,4 miliardi di kWh, e risulta coperta per l'85,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo e per il restante 14,9% dalle importazioni nette;
- > la *produzione lorda*, nonostante l'incremento della domanda, presenta una lieve flessione (-0,3%). Il 2005 è stato caratterizzato da una marcata contrazione della fonte idroelettrica (-7,4 miliardi di kWh), correlata alle peggiori condizioni di idraulicità, parzialmente compensata da una crescita della produzione termoelettrica, geotermoelettrica e da altre fonti (+6,5 miliardi di kWh);
- > le *importazioni nette*, anche a seguito dell'attivazione del nuovo elettrodotto a 380 kV San Fiorano-Robbia, registrano un incremento del 7,7% pervenendo a 49,2 miliardi di kWh (45,6 miliardi di kWh nel 2004).

Energia prodotta e venduta da Enel in Italia

Flussi di energia sulla rete Enel

Milioni di kWh

	2005	2004	2005-2004	
Produzione netta	112.087	125.868	(13.781)	-10,9%
Acquisti di energia	173.683	152.525	21.158	13,9%
Vendite all'ingrosso ⁽¹⁾	114.811	99.804	15.007	15,0%
Vendite sul mercato vincolato ⁽²⁾	129.676	136.961	(7.285)	-5,3%
Vendite sul mercato libero ⁽²⁾	18.484	20.840	(2.356)	-11,3%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	251.045	250.652	393	0,2%

(1) Vendite delle società di produzione e cessioni ai rivenditori.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta*, pari a 112,1 miliardi di kWh, diminuisce del 10,9% rispetto a quella del 2004. In particolare, la minor produzione è riferibile per 10,0 miliardi di kWh alla produzione termoelettrica e per 3,8 miliardi di kWh a quella idroelettrica;
- > gli *acquisti di energia*, pari a 173,7 miliardi di kWh, sono in crescita del 13,9%; tale aumento è da collegare all'avvio, a partire dal 1° aprile del 2004, della Borsa dell'energia elettrica e dell'operatività sul mercato dell'Acquirente Unico che si è posto, di fatto, come entità terza nei rapporti commerciali tra le società di generazione e quelle di distribuzione del Gruppo;
- > le *vendite all'ingrosso* sono pari a 114,8 miliardi di kWh; la crescita del 15,0% rispetto all'esercizio precedente è da ricondurre al suddetto avvio della Borsa dell'energia elettrica;
- > le *vendite sul mercato vincolato* (escluse le cessioni ai rivenditori) sono pari a 129,7 miliardi di kWh, in diminuzione del 5,3% per effetto della maggiore apertura del mercato, della cessione della rete di distribuzione della Provincia di Trento avvenuta in data 1° luglio 2005, nonché per la rilevazione nel 2004 dell'integrazione di quanto già accertato al 31 dicembre 2003 quale stima dell'energia distribuita e venduta nel 2003 e non ancora rilevata in base a prefissati calendari di lettura e fatturazione;
- > le *vendite sul mercato libero* sono pari a 18,5 miliardi di kWh, in diminuzione dell'11,3% per effetto essenzialmente delle minori vendite a clienti "energivori" (clienti con consumi annui superiori a 100 milioni di kWh) e grossisti dettate da una scelta di riposizionamento del portafoglio clienti;
- > l'*energia complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* nel 2005 risulta sostanzialmente in linea con i valori dell'esercizio precedente (+0,2%). Escludendo la citata integrazione dei quantitativi di energia rilevati nel 2004, le quantità di energia trasportata nel 2005 sarebbero in crescita di circa l'1,3% rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

I mercati dei prodotti energetici

- > Il prezzo medio del *petrolio greggio Brent* per transazioni a pronti nel 2005 è cresciuto del 42,4% rispetto al 2004, passando da 38,2 a 54,4 dollari al barile. In un contesto internazionale caratterizzato dall'aggravarsi del quadro geopolitico in Medio Oriente, sull'andamento crescente dei prezzi, soprattutto nella seconda parte dell'anno, ha influito anche l'evoluzione del mercato americano a causa del passaggio durante il terzo trimestre di alcuni uragani di eccezionale violenza che hanno ridotto la produzione di greggio e fermato diverse raffinerie per i persistenti danni alle infrastrutture;
- > l'*olio combustibile* (indice Platt's CIF Med) ha registrato, nel confronto con l'anno precedente, un forte apprezzamento. In particolare, il prezzo medio della tipologia ad alto tenore di zolfo (ATZ) è salito a 233,5 dollari a tonnellata da 154,5 dollari a tonnellata nel 2004 (+51,1%), mentre quello a basso tenore di zolfo (BTZ) è aumentato nel 2005 a 272,9 dollari a tonnellata (182,1 dollari a tonnellata nel 2004) con una crescita del 49,9%;
- > i prezzi medi del *carbone da vapore* sul mercato internazionale (indice Coal Week International per il *mix* considerato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas) hanno segnato una leggera discesa rispetto al 2004, passando da 50,0 dollari a tonnellata a 46,4 dollari a tonnellata (-7,2%);
- > nel 2005 i prezzi medi del *gas naturale* hanno mostrato una significativa crescita dovuta al costante apprezzamento delle quotazioni dei prodotti petroliferi, cui sono strutturalmente legati.

Analisi dell'andamento economico-gestionale del Gruppo

Rispetto all'esercizio 2004 l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > cessione della società NewReal (settore Immobiliare) in data 14 luglio 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Ottogas Rete e Ottogas Vendita (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 15 settembre 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Italgestioni e Italgestioni Gas (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 14 dicembre 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (distribuzione e vendita di elettricità in Romania) in data 28 aprile 2005;
- > cessione del 62,75% del capitale della società Wind in data 11 agosto 2005 e suo deconsolidamento con iscrizione della partecipazione residua, pari al 37,25%, tra le attività finanziarie non correnti;
- > cessione del 43,85% del capitale della società Terna avvenuta in due *tranche* (per il 13,86% in data 31 marzo 2005 e per il 29,99% in data 15 settembre 2005) e suo deconsolidamento a decorrere dal 15 settembre 2005.

Se si escludono le cessioni di Wind e di Terna (i cui risultati economici e le relative plusvalenze sono evidenziati 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 di riferimento; i conseguenti principali effetti sono evidenziati nel commento delle relative aree di attività.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Si ricorda inoltre che l'avvio, in data 1° aprile 2004, della Borsa dell'energia elettrica e dell'operatività sul mercato dell'Acquirente Unico ha comportato un incremento dei ricavi da vendita e dei costi di acquisto dell'energia; infatti, fino al marzo 2004 tale energia era venduta direttamente dalle società di generazione a quelle di distribuzione di energia elettrica del Gruppo e i relativi ricavi, così come i costi, erano elisi su base consolidata. Il confronto di tali voci con i rispettivi saldi del 2004 risulta pertanto influenzato da tale fenomeno.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
TOTALE RICAVI	34.059	31.011	3.048	9,8%
TOTALE COSTI	26.314	22.940	3.374	14,7%
MARGINE OPERATIVO LORDO	7.745	8.071	(326)	-4,0%
Ammortamenti e perdite di valore	2.207	2.201	6	0,3%
RISULTATO OPERATIVO	5.538	5.870	(332)	-5,7%
- (Oneri) finanziari netti e risultato partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(744)	(852)	108	12,7%
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.794	5.018	(224)	-4,5%
- Imposte sul reddito	1.934	2.116	(182)	-8,6%
RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS	2.860	2.902	(42)	-1,4%
RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	1.272	(155)	1.427	-
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	4.132	2.747	1.385	50,4%
Quota di pertinenza dei terzi	237	116	121	-
Quota di pertinenza del Gruppo	3.895	2.631	1.264	48,0%

Nel prospetto che segue, i risultati del 2005 sono confrontati con quelli del 2004 che escludono gli effetti connessi al riconoscimento (con decreto del 6 agosto 2004) del diritto al rimborso degli *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000-2003, complessivamente pari a 1.068 milioni di euro (513 milioni di euro per i maggiori costi di generazione non recuperabili e 555 milioni di euro per i maggiori oneri relativi al gas naturale importato dalla Nigeria).

Milioni di euro

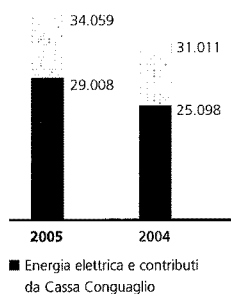
	2005	2004	2005-2004	
		<i>adjusted</i>		
MARGINE OPERATIVO	7.745	7.003	742	10,6%
RISULTATO OPERATIVO	5.538	4.802	736	15,3%
RISULTATO DELL'ESERCIZIO DELLE CONTINUING OPERATIONS	2.860	2.232	628	28,1%

Ricavi

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	29.008	25.098	3.910
Vendite di gas ai clienti finali	1.556	1.374	182
Ricavi netti derivanti dall'attività di gestione del rischio <i>commodity</i>	272	(16)	288
Plusvalenze da cessione di attività	131	13	118
Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.092	4.542	(1.450)
Totale	34.059	31.011	3.048

Ricavi (milioni di euro)



I ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e i contributi da Cassa Conguaglio nel 2005 ammontano a 29.008 milioni di euro, in crescita di 3.910 milioni di euro rispetto al 2004 (+15,6%).

Tale aumento è da collegare per la massima parte alle vendite di energia alla Borsa dell'energia elettrica e all'Acquirente Unico da parte delle società di generazione e di Enel SpA a partire dal 1° aprile 2004; come già evidenziato in precedenza, fino a questa data tale energia era venduta direttamente alle società di distribuzione del Gruppo e i relativi ricavi erano elisi a livello consolidato. Le restanti principali variazioni si riferiscono a:

- > aumento di 1.427 milioni di euro dei ricavi all'estero (da 1.246 milioni di euro a 2.673 milioni di euro), essenzialmente per effetto di 669 milioni di euro relativi al *trading* internazionale dell'energia, 300 milioni di euro relativi alle società di generazione in Spagna e 448 milioni di euro alle società di distribuzione estere (di cui 298 milioni di euro conseguiti dalle nuove società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea, acquisite il 28 aprile 2005);
- > crescita di 334 milioni di euro dei ricavi connessi alla remunerazione dei servizi di dispacciamento avviati dal 1° aprile 2004;
- > crescita di 101 milioni di euro dei ricavi da trasporto e vendita di energia sul mercato nazionale, sia libero sia vincolato;
- > riconoscimento di 100 milioni di euro di contributi da Cassa Conguaglio e assimilati, connessi al recupero degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003.

I ricavi per vendite di gas ai clienti finali registrano un incremento di 182 milioni di euro (da 1.374 milioni di euro nel 2004 a 1.556 milioni di euro nel 2005, +13,2%); la crescita è da attribuire essenzialmente all'aumento della componente tariffaria correlata all'andamento del costo della materia prima.

I ricavi netti derivanti dall'attività di gestione del rischio *commodity* nel 2005 sono positivi per 272 milioni di euro; nell'esercizio precedente erano negativi per 16 milioni di euro. Tale andamento è dovuto principalmente ai proventi realizzati sui "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico a fine 2004 e nel corso dell'esercizio 2005.

Le **plusvalenze da cessione di attività**, pari a 131 milioni di euro, si riferiscono in massima parte alle plusvalenze realizzate con la cessione delle reti di distribuzione e vendita, principalmente nella provincia di Trento, complessivamente pari a 99 milioni di euro, nonché alla plusvalenza conseguita a seguito della cessione della partecipazione del 49% in Leasys pari a 20 milioni di euro.

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano a 3.092 milioni di euro, evidenziando una contrazione di 1.450 milioni di euro rispetto all'esercizio 2004 (-31,9%) per effetto dei seguenti principali fenomeni:

- > rilevazione nel 2004 di proventi non ricorrenti per 1.068 milioni di euro a seguito del riconoscimento, con decreto emesso il 6 agosto 2004 dal Ministero delle Attività Produttive, del diritto al rimborso dei costi di generazione non recuperabili e dei maggiori costi legati al gas nigeriano sostenuti nel periodo 2000-2003 (*stranded cost*);
- > riduzione per 448 milioni di euro delle vendite di combustibili per *trading* (-50,1%), per effetto della riduzione dei volumi intermediati nel corso dell'esercizio. Tale contrazione è originata principalmente da una maggiore focalizzazione di Enel Trade sull'approvvigionamento di gas alle società del Gruppo;
- > diminuzione di 319 milioni di euro dei ricavi per lavori in corso su ordinazione principalmente per la riduzione dell'attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi, sia in Italia sia all'estero;
- > rilevazione nel 2005 di proventi relativi a partite regolatorie pregresse pari a 338 milioni di euro connesse a servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Costi operativi

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Energia elettrica da terzi	14.321	10.380	3.941
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.910	3.598	312
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	1.604	1.795	(191)
Materiali	798	1.027	(229)
Costo del lavoro	2.762	3.224	(462)
Servizi e godimento beni di terzi	3.057	3.106	(49)
Altri costi operativi	911	783	128
Costi capitalizzati	(1.049)	(973)	(76)
Totale	26.314	22.940	3.374

I costi per **acquisti di energia elettrica da terzi**, pari a 14.321 milioni di euro, crescono nel 2005 di 3.941 milioni di euro (+38,0%). La crescita è connessa principalmente sia all'aumento del costo medio dell'energia sia al già citato avvio della Borsa dell'energia elettrica in data 1° aprile 2004. Da tale data infatti le società di distribuzione acquistano energia esclusivamente dall'Acquirente Unico e non più dalle società di generazione del Gruppo, come è avvenuto fino al 31 marzo 2004.

I costi per **consumi di combustibili per la generazione di energia elettrica**, pari a 3.910 milioni di euro, sono in crescita di 312 milioni di euro (+8,7%); tale variazione è attribuibile al forte aumento dei costi unitari dei combustibili che ha più che compensato gli effetti del diverso *mix* e della contrazione della produzione di energia da fonte termoelettrica.

I costi per **l'acquisto di combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali**, pari a 1.604 milioni di euro, si riducono rispetto all'esercizio precedente di 191 milioni di euro (-10,6%). In tale ambito, gli acquisti di combustibili destinati al *trading* registrano un calo di 416 milioni di euro, mentre quelli di gas naturale per le vendite ai clienti finali sono in crescita di 225 milioni di euro.

I costi per **materiali**, pari a 798 milioni di euro nel 2005, si riducono di 229 milioni di euro (-22,3%), essenzialmente per i minori fabbisogni dell'attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi.

Il **costo del lavoro**, pari a 2.762 milioni di euro, si riduce nel complesso di 462 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-14,3%). Escludendo l'incidenza della variazione dell'area di consolidamento connessa al diverso perimetro delle società estere, il costo del lavoro è in calo di 480 milioni di euro (-14,9%), a fronte di una discesa dell'organico medio pari al 3,2% nel 2005.

La contrazione del costo del lavoro è connessa principalmente ai minori oneri per incentivi all'esodo rilevati nel 2005 rispetto all'esercizio precedente.

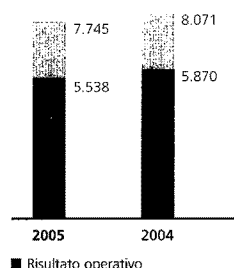
L'onere per **prestazioni di servizi e godimento beni di terzi** ammonta a 3.057 milioni di euro, in calo di 49 milioni di euro (-1,6%) rispetto al 2004. Isolando l'aumento di 23 milioni di euro dovuto al consolidamento delle società rumene, la riduzione pari a 72 milioni di euro è attribuibile principalmente alla contrazione dell'attività di ingegneria e costruzioni (-140 milioni di euro). Tale diminuzione risulta parzialmente compensata dai seguenti fenomeni:

- > l'aumento dei costi per affitti e locazioni pari a 36 milioni di euro per effetto essenzialmente della cessione di NewReal nel 2004;
- > l'aumento dei canoni di utilizzo delle acque nella generazione elettrica pari a 14 milioni di euro;
- > la crescita di 11 milioni di euro dei servizi commerciali principalmente nell'ambito della Divisione Mercato, Infrastrutture e Reti.

Gli **altri costi operativi**, pari a 911 milioni di euro, evidenziano un incremento di 128 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+16,3%) principalmente per la rilevazione nella Divisione Generazione ed Energy Management, con riferimento all'ETS (*Emission Trading Scheme*), degli oneri che il Gruppo dovrà sostenere per il deficit di quote di emissione di CO₂ registrato nel 2005, stimati in 228 milioni di euro.

I **costi capitalizzati**, pari a 1.049 milioni di euro, sono in crescita di 76 milioni di euro rispetto al 2004 (+7,8%) principalmente per effetto dei maggiori investimenti della Divisione Generazione ed Energy Management.

Margine operativo lordo (milioni di euro)



Il **margine operativo lordo** si attesta a 7.745 milioni di euro, in diminuzione di 326 milioni di euro rispetto al valore di 8.071 milioni di euro registrato nel 2004; escludendo l'effetto del riconoscimento nel 2004 degli *stranded cost*, il margine operativo lordo è in crescita di 742 milioni di euro (+10,6%) per il positivo andamento di tutti i settori di attività.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono sostanzialmente in linea con il valore dell'esercizio 2004, per l'effetto combinato di una crescita della svalutazione dei crediti e di una contrazione degli ammortamenti a seguito della revisione della vita utile degli impianti di generazione.

Il **risultato operativo** del 2005 si attesta a 5.538 milioni di euro, con una diminuzione di 332 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-5,7%). Escludendo nel 2004 il già citato impatto degli *stranded cost*, il risultato operativo è in crescita di 736 milioni di euro (+15,3%).

I 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 e il risultato delle partecipazioni incluse quelle valutate con il metodo del patrimonio netto** diminuiscono complessivamente di 108 milioni di euro (-12,7%) rispetto all'esercizio 2004.

Il risultato delle partecipazioni è negativo per 19 milioni di euro a fronte di un risultato negativo pari a 30 milioni di euro nel 2004 e accoglie, oltre agli effetti della valutazione a patrimonio netto della partecipazione in Wind, la valutazione al *fair value* di alcune partecipazioni in altre imprese. In un quadro macroeconomico caratterizzato da un'ulteriore flessione dei tassi di interesse di mercato a lungo termine e da una sostanziale stabilità dei tassi a breve nei primi nove mesi, cui è seguito un quarto trimestre con tassi a breve in decisa ripresa, Enel ha ritenuto opportuno continuare a perseguire una strategia finanziaria concentrata sull'allungamento della vita media del debito e sulla riduzione della componente a tasso variabile. In tale contesto, si è comunque registrata una diminuzione degli oneri finanziari netti di 97 milioni di euro (da 822 milioni nel 2004 a 725 milioni di euro nel 2005) anche per effetto della riduzione dell'indebitamento medio dell'anno.

Le **imposte sul reddito** nel 2005 ammontano a 1.934 milioni di euro con un'incidenza sul risultato ante imposte del 40,3% a fronte di un'incidenza del 42,2% nel 2004.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Attività immobilizzate nette:			
- immobilizzazioni materiali e immateriali	30.795	40.064	(9.269)
- avviamento	1.575	6.709	(5.134)
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.797	190	1.607
- altre attività non correnti nette	1.469	(266)	1.735
Totale	35.636	46.697	(11.061)
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	8.316	8.027	289
- rimanenze	884	1.345	(461)
- altre attività (passività) correnti nette e Cassa Conguaglio netta	(1.882)	(1.798)	(84)
- debiti commerciali	(6.610)	(6.818)	208
Totale	708	756	(48)
Capitale investito lordo	36.344	47.453	(11.109)
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.662)	(2.910)	248
- fondi rischi, oneri futuri e imposte differite nette	(1.954)	(963)	(991)
Totale	(4.616)	(3.873)	(743)
Capitale investito netto	31.728	43.580	(11.852)
Patrimonio netto complessivo	19.416	19.066	350
Indebitamento finanziario netto	12.312	24.514	(12.202)

Le **attività immobilizzate nette** si riducono nel complesso di 11.061 milioni di euro essenzialmente a seguito del deconsolidamento dei settori delle Telecomunicazioni e delle Reti di Trasmissione.

Le attività *materiali e immateriali* nel 2005 presentano complessivamente un decremento di 9.269 milioni di euro e l'*avviamento*, pari a 1.575 milioni di euro, evidenzia una diminuzione di 5.134 milioni di euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.797 milioni di euro, accolgono, per 1.728 milioni di euro, il valore della partecipazione in Wind (37,25%).

Le *altre attività non correnti nette* sono pari a 1.469 milioni di euro mentre il valore al 31 dicembre 2004 era negativo per 266 milioni di euro. La variazione è imputabile principalmente ai seguenti fenomeni:

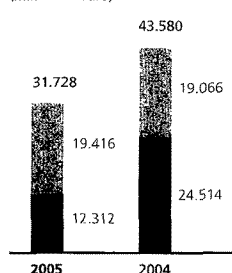
- > iscrizione al *fair value* del 5,12% della partecipazione in Terna (213 milioni di euro) e del 5,2% della partecipazione in Weather Investments Srl (286 milioni di euro);
- > riclassifica del credito verso la Cassa Conguaglio per la parte di rimborso degli *stranded cost* esigibile oltre l'esercizio successivo (847 milioni di euro);

- > rilevazione del deposito per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské Elektrárne (168 milioni di euro);
- > minori passività finanziarie nette connesse alle operazioni su derivati di copertura pari a 75 milioni di euro.

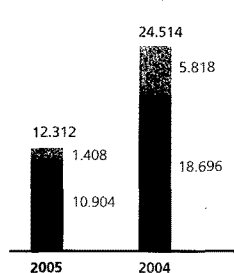
Il **capitale circolante netto**, positivo per 708 milioni di euro, è in riduzione di 48 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è imputabile in massima parte a:

- > aumento dei *crediti commerciali* per 289 milioni di euro per effetto principalmente dei maggiori crediti per vendita e trasporto di energia elettrica e gas, e del consolidamento delle società di distribuzione rumene, al netto della variazione del perimetro di consolidamento per la cessione di Wind e Terna;
- > diminuzione delle *rimanenze* per 461 milioni di euro correlabile principalmente all'attività di realizzazione e manutenzione di impianti della Divisione Infrastrutture e Reti nonché al deconsolidamento di Wind e Terna;
- > aumento di 84 milioni di euro delle *altre passività correnti nette*. Escludendo la riclassifica nelle attività non correnti di 847 milioni di euro relativi ai crediti verso la Cassa Conguaglio, la variazione delle *altre passività correnti nette* risulta in diminuzione di 763 milioni di euro ed è imputabile ai seguenti principali movimenti:
 - contrazione di 246 milioni di euro delle altre passività correnti principalmente per il deconsolidamento di Wind e Terna, parzialmente compensato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione delle società rumene;
 - aumento delle altre attività correnti per 258 milioni di euro, connesso essenzialmente ai maggiori crediti delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti verso l'Acquirente Unico;
 - aumento pari a 406 milioni di euro dei crediti netti per imposte sul reddito per effetto di pagamenti pari a 1.815 milioni di euro, principalmente a titolo di acconto, e della rilevazione di imposte correnti a carico dell'esercizio pari a 1.412 milioni di euro;
 - decremento delle passività finanziarie nette connesse a operazioni su derivati pari a 173 milioni di euro;
 - riduzione pari a 333 milioni di euro del credito netto per IVA.
- > diminuzione di 208 milioni di euro dei *debiti commerciali* per effetto del deconsolidamento di Wind e Terna, in parte compensato dai maggiori debiti per acquisti di energia delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti.

I *fondi diversi*, pari a 4.616 milioni di euro, sono in aumento di 743 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Il TFR e gli altri benefici ai dipendenti sono in calo di 248 milioni di euro. Nell'ambito dei fondi rischi, oneri e fiscalità differita netta, le imposte differite nette passano da un valore positivo di 441 milioni di euro a fine 2004 a un valore negativo di 686 milioni di euro a fine 2005. Entrambe le variazioni sono essenzialmente riconducibili al deconsolidamento di Wind e di Terna.

Capitale investito netto
(milioni di euro)

■ Patrimonio netto complessivo
■ Indebitamento finanziario netto

Indebitamento finanziario netto
(milioni di euro)

■ Breve termine
■ Lungo termine

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2005 perviene a 31.728 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi, per 19.416 milioni di euro, e dall'indebitamento finanziario netto per 12.312 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 dicembre 2005 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,63 (1,29 al 31 dicembre 2004).

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

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Indebitamento a lungo termine:			
> finanziamenti bancari	2.782	11.101	(8.319)
> obbligazioni	8.043	8.866	(823)
> debiti verso altri finanziatori	142	324	(182)
Indebitamento a lungo termine	10.967	20.291	(9.324)
> Crediti finanziari a lungo termine	(63)	(1.595)	1.532
Indebitamento netto a lungo termine	10.904	18.696	(7.792)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
> quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	399	472	(73)
> utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	-	400	(400)
> altri finanziamenti a breve verso banche	970	2.160	(1.190)
Indebitamento bancario a breve termine	1.369	3.032	(1.663)
> Obbligazioni (quota a breve)	487	875	(388)
> Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	49	50	(1)
> <i>Commercial paper</i>	275	2.441	(2.166)
> Altri debiti finanziari a breve termine	116	191	(75)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	927	3.557	(2.630)
> Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(3)	(2)	(1)
> Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(374)	(391)	17
> Crediti finanziari verso collegate	(3)	(15)	12
> Disponibilità presso banche e titoli a breve	(508)	(363)	(145)
Indebitamento netto a breve termine	1.408	5.818	(4.410)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	12.312	24.514	(12.202)

L'indebitamento finanziario netto, pari al 31 dicembre 2005 a 12.312 milioni di euro, registra una diminuzione di 12.202 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto degli incassi derivanti dalle cessioni del 62,75% del capitale sociale di Wind e del 43,85% del capitale sociale di Terna, nonché del deconsolidamento del relativo debito.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una riduzione di 7.792 milioni di euro, quale saldo della riduzione del debito lordo a lungo termine di 9.324 milioni di euro e della riduzione dei crediti finanziari a lungo termine di 1.532 milioni di euro.

Tra le operazioni finanziarie di maggior rilievo si segnala l'emissione il 10 marzo 2005 di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, da 400 e 600 milioni di euro ciascuno.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine presenta una flessione di 4.410 milioni di euro, di cui 1.663 milioni di euro relativi al debito bancario a breve, 2.630 milioni di euro relativi al debito verso altri finanziatori e 117 milioni di euro per l'incremento netto delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve.

Flussi finanziari

Il rendiconto finanziario riporta i flussi finanziari dell'esercizio 2005, posti a confronto con quelli del 2004 e riferiti al perimetro di attività effettivo del Gruppo.

I flussi finanziari del 2005 includono i risultati della gestione operativa di Wind e di Terna fino alla data di deconsolidamento.

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Cash flow da attività operativa	5.693	4.835	858
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	1.092	(1.953)	3.045
Cash flow da attività di finanziamento	(6.654)	(2.966)	(3.688)

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2005 è positivo per 5.693 milioni di euro, a fronte di 4.835 milioni di euro dell'esercizio precedente. L'aumento del flusso, pari a 858 milioni di euro, risente principalmente del maggior apporto della variazione del capitale circolante dovuto in massima parte ai minori esborsi per imposte (-459 milioni di euro) e per oneri finanziari (-408 milioni di euro).

Il *cash flow da attività di investimento* ha generato nel 2005 liquidità per 1.092 milioni di euro, a fronte di un impiego di liquidità pari a 1.953 milioni di euro nell'esercizio precedente.

In particolare, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, pari a 3.257 milioni di euro, sono in diminuzione di 577 milioni di euro per effetto principalmente del deconsolidamento di Terna e di Wind.

Gli investimenti in imprese, pari a 524 milioni di euro (al netto di 110 milioni di euro delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti), si riferiscono essenzialmente all'acquisto della partecipazione del 5,2% del capitale di Weather pari a 305 milioni di euro, al deposito effettuato per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské Elektrárne pari a 168 milioni di euro, all'acquisto del 51% delle società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea pari a 116 milioni di euro e di alcune società dell'area Gas per 23 milioni di euro.

Le operazioni di cessione di imprese e rami di attività, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato nell'esercizio un flusso di 4.652 milioni di euro, principalmente riferito alla cessione del 62,75% del capitale 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). La cessione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica ha determinato un flusso pari a 183 milioni di euro. Il flusso del 2004 era influenzato dall'incasso pari a 1.700 milioni di euro generato dal collocamento azionario del 50% del capitale sociale di Terna.

Le altre attività di disinvestimento, pari a 221 milioni di euro, accolgono disinvestimenti ordinari pari a 189 milioni di euro nonché gli incassi connessi alla cessione di alcune società minori nell'area Servizi pari a 39 milioni di euro.

I fabbisogni dell'attività di finanziamento, principalmente connessi alla riduzione dei debiti finanziari netti pari a 3.524 milioni di euro e al pagamento dei dividendi e degli acconti sui dividendi pari a 3.472 milioni di euro, sono stati fronteggiati dall'apporto del *cash flow* da attività operativa per 5.693 milioni di euro, dalla liquidità generata dall'attività di investimento per 1.092 milioni di euro, nonché dall'aumento di capitale e riserve per l'esercizio di *stock option* pari a 339 milioni di euro. Il surplus trova riscontro nell'aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti pari a 145 milioni di euro.

Risultati economici per area di attività

Risultati di settore 2005

Milioni di euro	Continuing operations					Discontinued operations					TOTALE
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	12.518	20.081	374	872	214	34.059	711	2.604	(62)	3.253	37.312
Ricavi intersettoriali	1.697	341	1.286	231	(3.555)	-	29	144	(173)	-	-
Totale ricavi	14.215	20.422	1.660	1.103	(3.341)	34.059	740	2.748	(235)	3.253	37.312
Risultato operativo di settore	2.565	2.778	154	53	(12)	5.538	406	167	(1)	572	6.110
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	(984)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	2.147
Risultato dell'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	119	2.979
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	1.153
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	4.132

Risultati di settore 2004

Milioni di euro	Continuing operations					Discontinued operations					TOTALE
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	10.070	19.105	742	1.200	(106)	31.011	967	4.474	(2)	5.439	36.450
Ricavi intersettoriali	2.958	149	1.052	449	(4.608)	-	50	253	(303)	-	-
Totale ricavi	13.028	19.254	1.794	1.649	(4.714)	31.011	1.017	4.727	(305)	5.439	36.450
Risultato operativo di settore	2.531	2.693	106	647	(107)	5.870	490	(1.616)	8	(1.118)	4.752
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	-	-	-	-	(852)	-	-	-	(467)	(1.319)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	2.116	-	-	-	(618)	1.498
Risultato dell'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(967)	1.935
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	812	812
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(155)	2.747

Premessa

Come già evidenziato in precedenza, nel mese di novembre 2005 è stata varata la nuova struttura organizzativa che prevede, oltre alle Divisioni Generazione ed Energy Management Italia, Infrastrutture e Reti Italia e Mercato Italia, la nuova Divisione Internazionale nella quale vengono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nei settori della generazione e della distribuzione. Tuttavia, nel bilancio 2005, ai fini di mantenere la continuità con le informazioni fornite nel corso dell'anno, i risultati delle attività svolte all'estero sono ripartiti tra le Divisioni che nel corso del 2005 hanno gestito le attività stesse.

Generazione ed Energy Management

Con riferimento alla Divisione Generazione ed Energy Management, nell'ambito del processo di riorganizzazione avviato nel 2004 della divisione Italia, Enel Green Power, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus sono state incorporate, in data 1° giugno 2005, in Enel Produzione con effetti contabili e fiscali retroattivi al 1° gennaio 2005.

Nel 2005, la Divisione ha operato, in Italia e all'estero, nei campi dell'energia elettrica e dei prodotti energetici, con la seguente articolazione:

> Energia elettrica:

- generazione sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione (termoelettrico, idroelettrico, geotermico ed eolico);
- generazione sul territorio estero, tramite le società Viesgo Generación ed Enel Unión Fenosa Renovables (Spagna), Maritza (Bulgaria), Enel ESN Energo (Russia), Enel North America (Nord America) ed Enel Latin America (Centro e Sud America);
- vendita, sul mercato italiano, ai clienti "energivori" (utilizzatori finali con consumo annuo superiore a 100 milioni di kWh) e ai rivenditori, tramite Enel Trade;
- *trading* sui mercati internazionali, anch'esso in capo a Enel Trade.

> Prodotti energetici, tramite Enel Trade:

- approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo (generazione di energia elettrica, *trading*, vendita di gas naturale alla clientela finale);
- vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- *trading* sui mercati internazionali.

Generazione ed Energy Management

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Italia				
Ricavi	13.376	12.446	930	7,5%
Margine operativo lordo	3.415	3.565	(150)	-4,2%
Risultato operativo	2.403	2.435	(32)	-1,3%
Attività internazionali				
Ricavi	914	622	292	46,9%
Margine operativo lordo	290	215	75	34,9%
Risultato operativo	162	96	66	68,8%
Elisioni				
Ricavi	(75)	(40)	(35)	-87,5%
Totale				
Ricavi	14.215	13.028	1.187	9,1%
Margine operativo lordo	3.704	3.780	(76)	-2,0%
Risultato operativo	2.565	2.531	34	1,3%
Capitale investito netto	14.700	14.931	(231)	-1,5%
Attività operative	19.622	18.882	740	3,9%
Passività operative	4.247	3.491	756	21,7%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	9.904	10.828	(924)	-8,5%
Investimenti	1.027	857	170	19,8%

Italia

Aspetti normativi

Aste dell'Acquirente Unico – "Contratti per differenza"

Nel dicembre 2004 l'Acquirente Unico ha indetto gare per la stipula di "Contratti per differenza a una via" per la copertura del proprio rischio prezzo relativo all'energia approvvigionata sulla Borsa dell'energia elettrica e destinata al mercato vincolato per l'anno 2005. Tali contratti, finalizzati all'acquisizione di cinque prodotti diversi (carbone, olio, gas, ciclo combinato ed energia di picco), hanno riguardato un totale di circa 18.000 MW. Enel si è aggiudicata 11.150 MW nella prima asta e ulteriori 425 MW nella seconda.

Nel mese di gennaio 2005 l'Acquirente Unico, sempre per il fabbisogno 2005, ha indetto una nuova gara per la stipula di "Contratti per differenza" per un totale di 1.500 MW; Enel si è aggiudicata 1.000 MW.

Nel mese di maggio 2005 Enel si è avvalsa della facoltà di esercitare le opzioni pluriennali previste dai suddetti contratti relativi all'anno 2005 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 3 aste successive per la stipula di "Contratti per differenza a due vie" finalizzati alla copertura reciproca (Acquirente Unico e controparte

assegnataria) del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica per l'anno 2006. In esito all'assegnazione, Enel è risultata aggiudicataria nella prima asta di 2.200 MW di potenza (su un totale di 2.500 MW) su tutte le ore dell'anno, e, nelle altre due aste, di ulteriori 1.100 MW su 833 ore del primo trimestre 2006. Infine, il 2 marzo 2006 l'Acquirente Unico ha indetto un'ulteriore asta per la copertura del proprio fabbisogno per il periodo marzo-dicembre 2006 attraverso "Contratti per differenza" per 1.400 MW mensili cui Enel non ha partecipato.

Importazioni di energia elettrica

Con le delibere n. 223/04 e n. 224/04 del 20 dicembre 2004, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha stabilito le regole per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2005 sulla base di quanto previsto dal decreto del Ministero delle Attività Produttive del 17 dicembre 2004. In particolare, in applicazione della nuova regolamentazione comunitaria, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di asta implicita per la gestione delle congestioni sulle reti transfrontaliere. Sono state, inoltre, previste misure contro il rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti con l'estero attraverso l'assegnazione gratuita e *pro quota*, da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (ora Gestore del Sistema Elettrico - GRTN), di coperture sul differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione.

Il 13 dicembre 2005 il Ministero delle Attività Produttive ha emanato il decreto per la definizione delle modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica nel 2006, destinando 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 dai decreti del Ministero delle Attività Produttive, l'Autorità, con 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.

Energia da impianti CIP 6

Per quanto riguarda l'assegnazione dell'energia CIP 6, il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 24 dicembre 2004 ha stabilito la cessione in Borsa da parte del GRTN di tale energia e l'assegnazione, *pro quota* ai richiedenti, di "Contratti per differenza" per una quantità pari alla produzione di energia da impianti CIP 6. In base a tali contratti, gli assegnatari ricevono o versano, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione (*strike price*), pari per il 2005 a 50 euro/MWh.

La quantità assegnata dal GRTN è aumentata dai 4.600 MW dell'anno 2004 ai 5.800 MW del 2005, di cui 3.480 MW sono stati assegnati al mercato libero (444 MW a Enel) e 2.320 MW al mercato vincolato.

Il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 5 dicembre 2005 ha affidato al Gestore del Sistema Elettrico - GRTN l'assegnazione dell'energia CIP 6 per il 2006 *pro quota* ai richiedenti secondo un meccanismo analogo a quello adottato per il 2005. Lo *strike price* per i "Contratti per differenza" per il 2006 è pari a 55,5 euro/MWh per tutte le ore del 2006. Il decreto ha destinato il 40% dell'energia CIP 6 all'Acquirente Unico, come nel 2005. Sulla base delle indicazioni del Ministero delle Attività Produttive, il Gestore del Sistema Elettrico ha assegnato l'energia CIP 6 per una quantità complessiva pari a 5.600 MW, di cui 3.360 MW al mercato libero (406 MW a Enel) e 2.240 MW al mercato vincolato.

"Certificati verdi" e misure di rimborso

Con la delibera n. 8/04 del 6 febbraio 2004, l'Autorità aveva stabilito la misura del rimborso da riconoscere ai produttori di energia elettrica che, nell'anno 2002, hanno adempiuto all'obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 (decreto Bersani), relativo all'immissione nel sistema di una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (sistema dei "certificati verdi"). 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 ha provveduto, pertanto, a impugnare dinnanzi al TAR della Lombardia la suddetta delibera; 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 ricorso 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 riconosciuto a Enel il diritto al rimborso degli oneri sostenuti nel 2002 per l'energia utilizzata per il pompaggio (7 milioni di euro) nonché degli oneri sostenuti nel 2003 limitatamente all'energia destinata ai clienti del mercato vincolato (93 milioni di euro). Enel ha comunque presentato ricorso al TAR anche contro la delibera n. 101/05, per le stesse ragioni per cui ha impugnato la delibera n. 8/04.

Istruttorie e indagini dell'Autorità

Il 13 gennaio 2005 l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'andamento dei prezzi della Borsa dell'energia elettrica nei giorni dal 10 al 14 del mese di gennaio 2005, il cui esito è stato pubblicato in aprile, insieme ai risultati delle indagini sui prezzi di Borsa di giugno 2004 (delibera n. 25/05). Le conclusioni di tale istruttoria sono state trasmesse all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) in quanto hanno evidenziato potenziali anomalie nella formazione dei prezzi e presunti abusi di potere di mercato da parte di Enel. Il 6 aprile l'AGCM ha avviato un'istruttoria nei

confronti di Enel SpA ed Enel Produzione per presunto abuso di posizione dominante in relazione ai prezzi praticati sulla Borsa dell'energia elettrica. Il termine per la conclusione dell'istruttoria, inizialmente fissato per il 31 marzo 2006, è stato poi prorogato al 30 giugno 2006.

Il 9 febbraio 2005 l'AGCM e l'Autorità hanno pubblicato i risultati di una indagine conoscitiva congiunta sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico avviata nel 2003: l'indagine ha individuato Enel come operatore "pivotale", ossia indispensabile per soddisfare la domanda e dunque in grado di fissare il prezzo all'ingrosso in un elevato numero di ore. Sulla base di tali conclusioni, l'Autorità ha emanato due documenti di consultazione che illustrano le possibili misure da adottare per la promozione della concorrenza nel settore, ipotizzando sia misure strutturali di riduzione del potere di mercato sia misure che limitino l'interesse al suo esercizio anche attraverso la cessione di capacità da parte di Enel secondo il meccanismo dei cosiddetti "Virtual Power Plant".

Con la delibera n. 212/05 del 7 ottobre, successivamente modificata con la delibera n. 220/05, l'Autorità ha imposto a Enel la cessione di capacità secondo il meccanismo dei *Virtual Power Plant* per 3.600 MW nella macrozona Sud e per circa 200 MW nella macrozona Sicilia. Tale quantità si è poi ridotta a 1.800 MW, a seguito delle successive vendite effettuate da Enel, in particolare tramite l'operazione "Prezzo sicuro" sul mercato libero e la partecipazione alle aste indette dall'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato nel 2006. La tipologia contrattuale di *Virtual Power Plant* adottata dall'Autorità consiste in contratti finanziari di copertura cosiddetti "a una via", in base ai quali l'acquirente paga un premio per la capacità e acquisisce il diritto a ricevere l'eventuale differenza positiva fra il prezzo di Borsa e il prezzo di esercizio (*strike price*) previsto dal contratto.

Il 28 ottobre 2005 Enel ha presentato ricorso al TAR della Lombardia con richiesta di sospensione contro la delibera n. 212/05, valutando il provvedimento lesivo della libertà d'impresa e ritenendo che l'Autorità non disponga del potere di adottare simili misure strutturali; la richiesta di sospensione di Enel è stata prima accolta dal TAR, ma successivamente revocata dal Consiglio di Stato su ricorso dell'Autorità. In attesa della pronuncia del TAR sul merito della delibera, Enel ha quindi indetto le procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità produttiva virtuale pari a 1.800 MW, ma entrambe le aste (svoltesi rispettivamente il 30 novembre e il 13 dicembre 2005) sono andate deserte. L'Autorità ha quindi chiesto di esaminare i dati e le modalità di definizione del prezzo base d'asta; Enel ha fornito i dati richiesti, che sono tuttora al vaglio dell'Autorità. Infine, 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.

Come ulteriore misura per 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 verranno gestiti da Terna e a essi verrà corrisposta una remunerazione amministrata. Enel ha impugnato la delibera davanti al TAR che il 28 febbraio 2006 ha accolto il ricorso annullando la delibera.

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 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. L'Autorità ha comunque presentato ricorso in appello contro la sentenza del TAR che annulla in parte le delibere n. 10/05 e n. 11/05; si attende la fissazione dell'udienza da parte del Consiglio di Stato.

Con la delibera n. 20/04 del 19 febbraio 2004 l'Autorità ha disposto, per il mese di marzo 2004, una riduzione del prezzo di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nonché una riduzione dei corrispettivi di riserva e di bilanciamento in modo da recuperare l'aumento teorico dei prezzi nel 2004 dovuto all'introduzione delle nuove fasce orarie. Enel e altri operatori hanno impugnato davanti al TAR della Lombardia la suddetta delibera, ottenendone l'annullamento. Su ricorso dell'Autorità, tuttavia, il 17 gennaio 2006 il Consiglio di Stato ha ripristinato la delibera n. 20/04. Tale decisione ha comportato per il Gruppo Enel, nell'esercizio 2005, un onere di circa 200 milioni di euro.

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, con la delibera n. 152/04 del 9 settembre 2004 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'accertamento di eventuali responsabilità degli operatori appartenenti a tutta la filiera elettrica (produttori, distributori, GRTN). A giugno 2005 l'Autorità ha reso note le risultanze istruttorie, il cui contenuto confermava le accuse rivolte inizialmente agli operatori.

In data 14 luglio 2005 si è tenuta dinnanzi all'Autorità un'audizione nel corso della quale Enel Produzione ha presentato la propria memoria difensiva e in un'ottica di mera prudenza e cautela ha provveduto al pagamento in misura ridotta ex art. 16 della legge n. 689/81 (c.d. "oblazione") così come gli altri produttori oggetto dell'istruttoria.

Il 15 dicembre l'Autorità ha chiuso, limitatamente ai profili sanzionatori, le istruttorie nei confronti degli operatori della produzione, non irrogando sanzioni in virtù dell'oblazione effettuata; restano aperte le istruttorie relative agli altri operatori della filiera, tra cui Enel Distribuzione, così come le istruttorie nei

confronti dei produttori per l'eventuale adozione di provvedimenti prescrittivi. Il termine definitivo per la chiusura dell'istruttoria è previsto per il 30 aprile 2006.

Emission Trading

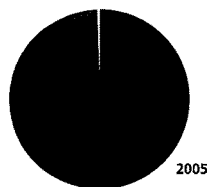
Con riferimento al sistema ETS (*Emission Trading Scheme*) finalizzato a favorire la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio il 23 febbraio 2006 ha emanato il decreto DEC/RAS/074/2006, recante l'assegnazione e il rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto disposto dall'art. 11, paragrafo 1, della direttiva 2003/87/CE del Parlamento e del Consiglio europei.

Il decreto assegna agli impianti esistenti di Enel Produzione quote di emissione pari a 48,2 milioni di tonnellate (Mton) di CO₂ per il 2005, a fronte di emissioni effettive pari a 56,8 Mton. Enel dovrà quindi ricorrere all'approvvigionamento sul mercato per colmare il deficit di quote, pari a 8,6 Mton; l'impatto stimato è di circa 182 milioni di euro.

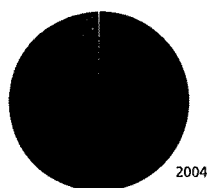
In Spagna, alla società Viesgo Generación per il 2005 sono state assegnate 3,9 Mton di CO₂ a fronte di emissioni effettive pari a 6,0 Mton. Viesgo ha quindi registrato un deficit di quote pari a 2,1 Mton e il relativo onere è stimato pari a 46 milioni di euro.

Produzione di energia

Produzione netta di Enel in Italia
(milioni di kWh)



■ Termoelettrica: **81.823**
■ Idroelettrica: **24.883**
■ Geotermoelettrica: **5.012**
Altre fonti: **369**



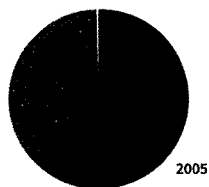
■ Termoelettrica: **91.854**
■ Idroelettrica: **28.659**
■ Geotermoelettrica: **5.120**
Altre fonti: **235**

Produzione netta di Enel in Italia

Milioni di kWh

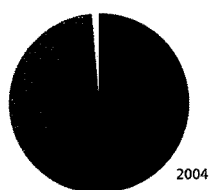
	2005	2004	2005-2004	
Termoelettrica	81.823	91.854	(10.031)	-10,9%
Idroelettrica	24.883	28.659	(3.776)	-13,2%
Geotermoelettrica	5.012	5.120	(108)	-2,1%
Altre fonti	369	235	134	57,0%
Totale	112.087	125.868	(13.781)	-10,9%

La produzione netta, pari a 112,1 miliardi di kWh, evidenzia una contrazione del 10,9% rispetto a quella del 2004. Tale riduzione è attribuibile principalmente all'andamento meno favorevole delle condizioni di idraulicità, all'aumento delle importazioni, all'entrata in produzione di nuova potenza di terzi, nonché ai programmi di trasformazione in corso. In particolare, la fonte termoelettrica si riduce del 10,9% (-10,0 miliardi di kWh) e quella idroelettrica è in discesa del 13,2% (-3,8 miliardi di kWh). La produzione di energia dalle fonti diverse dalle precedenti rimane sostanzialmente costante in quanto la flessione dell'energia geotermoelettrica (-108 milioni di kWh) risulta compensata dalla crescita della produzione da fonti energetiche alternative (+134 milioni di kWh) per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti eolici.

Contributi alla produzione termica lorda
(milioni di kWh)

2005

- Oli: 16.196
- Gas naturale: 39.072
- Carbone: 31.469
- Orimulsion e altri combust.: 209



2004

- Oli: 21.822
- Gas naturale: 42.007
- Carbone: 32.286
- Orimulsion e altri combust.: 1.273

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2005		2004		2005-2004	
	Milioni di kWh	%	Milioni di kWh	%	Milioni di kWh	%
Olio combustibile pesante (S>0,5%)	5.253	6,0%	9.310	9,6%	(4.057)	-43,6%
Olio combustibile leggero (S<0,5%)	10.943	12,6%	12.512	12,8%	(1.569)	-12,5%
Totale olio combustibile	16.196	18,6%	21.822	22,4%	(5.626)	-25,8%
Gas naturale	39.072	45,0%	42.007	43,1%	(2.935)	-7,0%
Carbone	31.469	36,2%	32.286	33,2%	(817)	-2,5%
Orimulsion e altri combustibili	209	0,2%	1.273	1,3%	(1.064)	-83,6%
TOTALE	86.946	100,0%	97.388	100,0%	(10.442)	-10,7%

La riduzione del 10,7% della produzione termoelettrica lorda nel suo complesso si è riflessa sulla produzione da olio combustibile (-25,8%) e in minore misura su quella da gas naturale (-7,0%) e da carbone (-2,5%).

Il sensibile decremento della produzione da olio combustibile (-5,6 miliardi di kWh) è in massima parte riferibile alla centrale di Torvaldaliga Nord, completamente inattiva nel 2005 per l'attività di trasformazione a carbone dell'impianto. La maggior riduzione registrata dall'olio combustibile a più alto tenore di zolfo rispetto a quella dell'olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo è da collegare all'impianto di Porto Tolle che, a partire dal 1° gennaio 2005, essendo stata completata l'attività di ambientalizzazione delle quattro sezioni, utilizza olio combustibile della tipologia a bassissimo tenore di zolfo.

La riduzione della produzione da gas naturale è invece riferibile al minore funzionamento registrato dagli impianti a ciclo combinato a causa della minore competitività degli impianti di prima generazione dell'area Nord.

Si evidenzia inoltre che il permanere delle difficoltà di approvvigionamento dell'orimulsion ha determinato il sostanziale azzeramento della produzione con tale combustibile.

Investimenti e impianti

Investimenti Italia

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	487	345	142	41,2%
> idroelettrici	178	174	4	2,3%
> geotermoelettrici	84	55	29	52,7%
> con fonti energetiche alternative	19	70	(51)	-72,9%
Totale impianti di produzione	768	644	124	19,3%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	10	22	(12)	-54,5%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	20	15	5	33,3%
TOTALE	798	681	117	17,2%

Gli investimenti del 2005 ammontano a 798 milioni di euro, di cui 768 riferibili a impianti di generazione. Rispetto all'esercizio precedente, si registra un incremento di 124 milioni di euro, prevalentemente riferibile agli investimenti su impianti termoelettrici, tra i quali si evidenziano la riconversione a carbone della centrale di Torvaldaliga Nord, l'adeguamento a biomasse della centrale del Sulcis, l'attività di ambientalizzazione dell'impianto di Fusina, nonché la trasformazione a ciclo combinato della centrale di Santa Barbara, delle quattro sezioni di La Casella e delle sezioni 3 e 4 di Porto Corsini. La crescita degli investimenti in impianti geotermici e in minor misura in impianti idroelettrici consegue principalmente a interventi di rifacimento e ripotenziamento che comprendono anche interventi obbligatori ai fini della sicurezza e dell'ambiente (interventi di ambientalizzazione, rifacimento di opere idrauliche ecc.).

Potenza efficiente netta di Enel installata in Italia

MW

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Impianti termoelettrici	26.902	26.837	65
Impianti idroelettrici	14.363	14.318	45
Impianti geotermici	671	642	29
Impianti con fonti alternative	280	250	30
Totale	42.216	42.047	169

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2005 risulta sostanzialmente in linea con i valori registrati alla fine dell'esercizio 2004. In tale contesto, l'incremento della potenza termoelettrica, pari a 65 MW, consegue alla messa in esercizio della sezione 2 della centrale del Sulcis dopo la

trasformazione a letto fluido, parzialmente compensata dalla contrazione relativa alla centrale di Mercure per la trasformazione a biomasse della sezione a olio combustibile; aumenti di potenza si registrano anche negli impianti idroelettrici per 45 MW e in quelli geotermici e da fonti alternative per 59 MW, essenzialmente dovuti alla conclusione di progetti di rinnovamento e rifacimento.

Risultati economici

I ricavi del 2005 ammontano a 13.376 milioni di euro in aumento di 930 milioni di euro (+7,5%) rispetto al 2004 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi da vendita di energia intermediata da Enel Trade per 587 milioni di euro, derivanti in particolare dall'incremento dell'attività di *trading* nei mercati internazionali;
- > riconoscimento di partite regolatorie pregresse per 438 milioni di euro, di cui 338 milioni di euro per servizi di riserva verso il GRTN per il periodo dal 2002 al 31 marzo 2004 e 100 milioni di euro per il rimborso degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003; tali partite sono parzialmente compensate dagli effetti derivanti dall'applicazione della delibera n. 20/04 dell'Autorità che ha comportato una rettifica dei prezzi dell'energia ceduta a Enel Distribuzione e al GRTN nel marzo 2004 pari a 191 milioni di euro;
- > incremento di ricavi netti derivanti dall'attività di gestione del rischio *commodity* per 311 milioni di euro, relativi essenzialmente ai proventi realizzati su "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico;
- > incremento di 624 milioni di euro dei ricavi da vendita di energia prodotta da Enel Produzione, inclusivi della remunerazione dei servizi di dispacciamento avviati dal 1° aprile 2004;
- > maggiori ricavi da vendita di gas naturale alla Divisione Mercato pari a 170 milioni di euro;
- > minori ricavi da vendita di combustibili per *trading* pari a 448 milioni di euro, quale saldo tra la crescita di 32 milioni di euro della vendita di gas e la contrazione di 480 milioni di euro della vendita degli altri combustibili. La riduzione è originata principalmente da una maggiore focalizzazione di Enel Trade sull'approvvigionamento di gas alle società del Gruppo;
- > rilevazione nel 2004 di proventi per 513 milioni di euro relativi al riconoscimento degli *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000-2003.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 3.415 milioni di euro in diminuzione di 150 milioni di euro (-4,2%) rispetto ai 3.565 milioni di euro registrati nel precedente esercizio. La riduzione è imputabile principalmente alla rilevazione nel 2004 di proventi per 513 milioni di euro relativi al riconoscimento degli *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000-2003, parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2005 di un saldo positivo per partite regolatorie pregresse (247 milioni di euro) e da un contenimento dei costi operativi e in particolare del costo del lavoro (141 milioni di euro). Gli effetti negativi connessi agli oneri per emissione di CO₂ eccedente le quote assegnate e ai minori volumi prodotti sono stati sostanzialmente compensati dai risultati delle attività di gestione del rischio *commodity*, dai migliori margini unitari, nonché dall'aumento degli altri ricavi.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Il risultato operativo si attesta a 2.403 milioni di euro, in diminuzione di 32 milioni di euro (-1,3%) rispetto al 2004 (2.435 milioni di euro), beneficiando di minori ammortamenti a seguito della revisione della vita utile degli impianti di generazione.

Attività internazionali

Potenza netta da impianti di generazione all'estero

MW	Enel North America	Enel Latin America	Gruppo Viesgo	Enel Unión Fenosa Renovables	Maritza	Totale		
						al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Termoelettrici	-	-	1.592	-	549	2.141	2.141	-
Idroelettrici	313	174	672	-	-	1.159	1.129	30
Eolici	67	24	-	321	-	412	350	62
Biomasse e biogas	22	-	-	-	-	22	21	1
Cogenerazione	-	-	-	52	-	52	52	-
Totale	402	198	2.264	373	549	3.786	3.693	93

L'aumento della potenza netta è riconducibile principalmente sia a Enel Unión Fenosa Renovables per l'entrata in funzione di due impianti eolici e per l'acquisto di un terzo per complessivi 62 MW, sia a Enel North America che ha acquisito una centrale da 25 MW nel Vermont.

Produzione netta di Enel all'estero

Milioni di kWh

	2005	2004	2005-2004	
Termoelettrica	9.781	8.484	1.297	15,3%
Idroelettrica	2.887	2.890	(3)	-0,1%
Altre fonti	957	947	10	1,1%
Totale	13.625	12.321	1.304	10,6%

La produzione netta all'estero, pari a 13.625 milioni di kWh, si incrementa del 10,6% essenzialmente per effetto dell'aumento della produzione termoelettrica di Viesgo Generación.

Investimenti e impianti

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	83	110	(27)	-24,6%
> idroelettrici	28	14	14	100,0%
> con fonti energetiche alternative	111	52	59	113,5%
Totale impianti di produzione	222	176	46	26,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	3	-	3	
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	4	-	4	
TOTALE	229	176	53	30,1%

Gli investimenti effettuati nel 2005 sono pari a 229 milioni di euro, di cui 222 milioni di euro per le attività di produzione. Rispetto all'esercizio precedente si segnala un incremento per 53 milioni di euro, prevalentemente riferito agli investimenti effettuati da Enel Unión Fenosa Renovables su impianti eolici.

Risultati economici

I ricavi del 2005 sono pari a 914 milioni di euro, in crescita di 292 milioni di euro (+46,9%) rispetto all'esercizio precedente.

La crescita è dovuta per la quasi totalità a Viesgo Generación e a Enel Unión Fenosa Renovables che hanno conseguito maggiori ricavi rispettivamente per 259 milioni di euro e 40 milioni di euro, essenzialmente per l'aumento dei volumi di produzione (+56 milioni di euro) e dei prezzi di vendita (+214 milioni di euro).

Il *marginе operativo lordo* ammonta a 290 milioni di euro rispetto ai 215 milioni registrati nel precedente esercizio; la crescita, pari a 75 milioni di euro, è riferibile essenzialmente a Viesgo Generación e a Enel Unión Fenosa Renovables ed è da imputarsi al già commentato aumento dei ricavi.

Il *risultato operativo* si attesta a 162 milioni di euro, con un aumento di 66 milioni di euro che riflette la crescita del margine operativo lordo e risente inoltre di un aumento di ammortamenti e perdite di valore di 9 milioni di euro.

Capitale investito netto Il *capitale investito netto* della Divisione Generazione ed Energy Management al 31 dicembre 2005 è pari a 14.700 milioni di euro rispetto ai 14.931 milioni di euro dell'anno precedente. La riduzione, pari a 231 milioni di euro, risente del decremento delle immobilizzazioni materiali nette, in parte compensato dalla crescita dei crediti commerciali.

Mercato, Infrastrutture e Reti

La struttura di Enel individua due specifiche Divisioni operative:

- > *Mercato*, con la missione di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e servizi di energia elettrica e gas tramite canali distributivi mirati;
- > *Infrastrutture e Reti*, che raggruppa la gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Ai fini dell'analisi economica dell'esercizio 2005, le due Divisioni di cui sopra vengono considerate in via congiunta, separando all'interno i settori dell'energia elettrica e del gas.

Mercato, Infrastrutture e Reti

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Energia elettrica - Italia				
Ricavi	17.905	17.474	431	2,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.303	3.228	75	2,3%
Risultato operativo	2.487	2.505	(18)	-0,7%
Energia elettrica - Estero				
Ricavi	913	391	522	133,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	192	77	115	149,4%
Risultato operativo	143	46	97	210,9%
Energia elettrica - Totale				
Ricavi	18.818	17.865	953	5,3%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.495	3.305	190	5,7%
Risultato operativo	2.630	2.551	79	3,1%
Gas				
Ricavi	1.602	1.396	206	14,8%
<i>Margine operativo lordo</i>	242	225	17	7,6%
Risultato operativo	148	142	6	4,2%
Elisioni e rettifiche				
Ricavi	2	(7)	9	-
Totale				
Ricavi	20.422	19.254	1.168	6,1%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.737	3.530	207	5,9%
Risultato operativo	2.778	2.693	85	3,2%
Capitale investito netto	13.421	12.334	1.087	8,8%
Attività operative	23.154	20.806	2.348	11,3%
Passività operative	9.298	8.285	1.013	12,2%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	35.783	35.537	246	0,7%
Investimenti	1.692	1.711	(19)	-1,1%

Energia elettrica

Ai fini dell'analisi dei risultati sono di seguito commentate separatamente le attività di distribuzione e vendita di energia elettrica gestite dalle società italiane rispetto alle analoghe attività gestite dalle società estere.

Energia elettrica - Italia

Il settore include:

- > Enel Distribuzione (rete di distribuzione di energia elettrica destinata al mercato libero e vincolato e vendita di energia elettrica sul mercato vincolato);
- > Deval (attività analoghe a quelle di Enel Distribuzione, ma limitate al territorio della Valle d'Aosta);
- > Enel Energia (vendita di energia elettrica sul mercato libero a clienti con consumi annui inferiori a 100 milioni di kWh);
- > Enel Sole (illuminazione pubblica e artistica) ed Enel.si (*franchising*).

Tariffe e aggiornamenti tariffari

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità), con il Testo Integrato del 30 gennaio 2004 (delibera n. 5/04), ha definito le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo compreso tra il 1° febbraio 2004 e il 31 dicembre 2007.

Il provvedimento recepisce le disposizioni della legge n. 290/03, che ha stabilito i seguenti principi:

- > l'Autorità deve adottare criteri che includono la rivalutazione delle infrastrutture;
- > l'Autorità deve prevedere un valore del tasso di rendimento privo di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine, nonché una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.

Il rendimento del capitale riconosciuto in tariffa è stato fissato al 6,8% per le reti di distribuzione e all'8,4% per il servizio di misura e per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

Le tariffe per i servizi di distribuzione verranno aggiornate secondo il meccanismo del *price cap*, applicato esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi (compresi gli ammortamenti). Il tasso di riduzione annuale dei costi operativi e degli ammortamenti è stato ridotto rispetto al precedente periodo regolatorio (nel quale era stato assunto il valore del 4%) ed è ora pari al 3,5% per il servizio di distribuzione.

La normativa esclude dall'applicazione del meccanismo del *price cap* la quota parte delle componenti tariffarie a copertura del capitale investito. Per tali componenti è prevista una revisione annuale per tener conto del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, del tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica e della variazione degli investimenti netti realizzati.

Il Testo Integrato ha inoltre previsto:

- > la possibilità per il distributore di definire autonomamente il prezzo di fornitura del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali, liberi e vincolati, diversi dai clienti domestici, nel rispetto dei vincoli ai ricavi definiti dall'Autorità (ricavi ammessi), in linea con la regolazione in vigore nel primo periodo regolatorio;
- > l'applicazione delle tariffe dell'Autorità per il servizio di trasmissione, il servizio di misura e il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati;
- > l'applicazione delle tariffe dell'Autorità per i clienti domestici, differenziate per potenza impegnata;
- > la possibilità per i distributori di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto a quelle fissate dall'Autorità, previa approvazione da parte della stessa.

Il Testo Integrato regola anche la vendita alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, approvvisionata dall'Acquirente Unico.

La disciplina entrata in vigore a partire dal 1° aprile 2004, data di avvio della Borsa dell'energia elettrica, prevede che il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato sia determinato nel mese come media dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica in Borsa o attraverso contratti bilaterali e per la copertura dei rischi attraverso "Contratti per differenza" o altre tipologie di contratto.

Il prezzo dell'energia elettrica fornita dalle imprese distributrici ai clienti finali vincolati è, invece, fissato dall'Autorità con cadenza trimestrale.

Eventuali differenze, in capo ai distributori, tra i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica ai clienti finali vincolati e i costi sostenuti per l'acquisto della medesima energia, sono oggetto di perequazione.

Il Testo Integrato prevede meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione anche per riconoscere la specificità delle diverse imprese di distribuzione; tali meccanismi sono basati in parte su analisi di costi parametrici e in parte su analisi specifiche, che saranno condotte dall'Autorità su ciascuna impresa. Con la delibera n. 287/05, l'Autorità ha modificato il Testo Integrato ammettendo ai meccanismi di perequazione anche le opzioni tariffarie ulteriori biorarie domestiche.

Inoltre, con la delibera n. 115/05 e a integrazione del medesimo Testo Integrato, l'Autorità ha definito le modalità applicative del regime di perequazione affidando la gestione operativa dei meccanismi di perequazione alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Per quanto riguarda i contributi di allacciamento e i diritti fissi, il Testo Integrato prevede, a partire dal 2005 e per l'intero periodo regolatorio, l'applicazione del *price cap* con una riduzione, in termini reali, del 3,5%. Con la delibera n. 202/05, in applicazione del citato provvedimento, l'Autorità ha ridotto gli importi dei suddetti contributi dell'1,7%.

Sempre con la delibera n. 202/05, l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2006, il corrispettivo per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica definendo una variazione di +0,8% rispetto al 2005.

I corrispettivi per i servizi di misura e di vendita sono rimasti invariati rispetto al livello fissato nell'anno 2004.

Inoltre, l'Autorità ha approvato le tariffe proposte dai distributori per l'anno 2006. Enel Distribuzione, come già nell'anno 2005, ha proposto tariffe biorarie anche per i clienti domestici dotati di contatore elettronico. I clienti potranno scegliere l'opzione tariffaria che più si adatta alle proprie abitudini di consumo.

Continuità e qualità del servizio

Con la delibera n. 4/04 l'Autorità ha approvato il Testo Integrato delle disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2004-2007. La nuova regolazione della qualità riguarda sia la continuità del servizio sia i rapporti commerciali tra i consumatori e le imprese che forniscono il servizio.

L'Autorità, nel mese di luglio 2005, ha ridefinito i livelli tendenziali di continuità del servizio per gli anni 2005-2007 per tutti gli ambiti territoriali serviti da quelle imprese, tra cui Enel Distribuzione, che aderiscono al meccanismo di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne. Inoltre l'Autorità ha stabilito che entro la fine del 2007 tutte le imprese distributrici dovranno essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti coinvolti in ogni interruzione, anche quelli in bassa tensione.

Con la delibera n. 250/05 l'Autorità ha definito gli incentivi e le penalità alle imprese di distribuzione in relazione ai livelli di continuità del servizio conseguiti per l'anno 2004. Enel ha ricevuto un premio pari a 63 milioni di euro.

Il Testo Integrato aggiunge, a partire dal 2006, un nuovo criterio di regolazione della continuità del servizio che fissa il numero massimo di interruzioni, per clienti in alta tensione e per quelli in media tensione, differenziato in funzione delle aree a diversa concentrazione. Le imprese distributrici sono soggette al pagamento di penali nel caso in cui il numero delle interruzioni ai singoli clienti alta tensione e media tensione di maggiori dimensioni risulti maggiore del limite prefissato dall'Autorità. L'Autorità ha, inoltre, stabilito che, a partire dal 2006, queste penali verranno ripartite a titolo di indennizzi individuali tra tutti i clienti alta tensione e media tensione, a prescindere dalla dimensione purché con impianti adeguati e con numero di interruzioni superiore ai limiti prefissati. L'Autorità ha anche definito l'entità e le modalità di erogazione degli indennizzi.

Efficienza energetica

Con la delibera n. 7/06 l'Autorità ha stabilito un obiettivo di risparmio di energia primaria a carico di Enel Distribuzione, per l'anno 2006, pari a circa 170.000 tonnellate equivalenti di petrolio (tep). Per ogni tep risparmiata attraverso la promozione di iniziative volte al miglioramento dell'efficienza nell'utilizzo, da parte dei clienti, dell'energia elettrica e del gas naturale, viene erogato ai distributori, da parte dell'Autorità, un contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti pari a 100 euro per ogni tep risparmiata, fino al raggiungimento dell'obiettivo specifico del singolo distributore.

Razionalizzazione delle reti

Nel corso del 2005, in attuazione del decreto legislativo n. 79/99, sono proseguite le operazioni finalizzate alla cessione della rete di Enel Distribuzione alle aziende municipalizzate che ne hanno precedentemente fatto richiesta e all'acquisizione delle reti di aziende municipalizzate che non hanno diritto alla concessione.

Con efficacia 1° gennaio 2005 Enel Distribuzione ha ceduto il ramo d'azienda avente a oggetto la distribuzione e la vendita di energia elettrica nei Comuni di Ortona e San Vito Chietino all'Azienda Elettrica Odoardo Zecca. Il ramo d'azienda, con 9.000 clienti serviti, pari a un consumo annuo di circa 160 GWh, è stato ceduto per un corrispettivo di 14 milioni di euro.

Inoltre, come già illustrato nei "Fatti di rilievo del 2005", Enel Distribuzione, in data 1° luglio 2005, ha ceduto a SET Distribuzione il ramo della rete di distribuzione nella provincia di Trento.

Infine, in data 13 marzo 2006, Enel ed Hera hanno firmato l'accordo preliminare per la cessione del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica in 18 Comuni della provincia di Modena.

*Reti e investimenti***Investimenti Italia**

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Investimenti in reti di distribuzione:				
> alta tensione	164	175	(11)	-6,3%
> media tensione	401	411	(10)	-2,4%
> bassa tensione	754	805	(51)	-6,3%
Totale	1.319	1.391	(72)	-5,2%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	118	85	33	38,8%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	98	92	6	6,5%
TOTALE	1.535	1.568	(33)	-2,1%

La riduzione degli investimenti in reti di distribuzione (-72 milioni di euro) ha riguardato nel 2005 tutti i livelli di tensione. In particolare, per la bassa tensione la diminuzione si riferisce per la quasi totalità agli investimenti legati al progetto "Telegestore", giunto ormai alla sua fase conclusiva. Nell'esercizio 2005 il programma di sostituzione dei contatori ha riguardato circa 6,2 milioni di contatori (circa 7,4 milioni nel 2004), giungendo così a 27,0 milioni di contatori complessivamente sostituiti dall'avvio del progetto.

Reti di distribuzione di energia elettrica

	km	n.	km	n.	km	n.
	al 31.12.2005		al 31.12.2004		2005-2004	
Linee alta tensione	18.952	-	19.114	-	(162)	-
Cabine primarie	-	2.025	-	2.013	-	12
Linee media tensione	335.151	-	335.841	-	(690)	-
Cabine secondarie	-	411.404	-	410.657	-	747
Linee bassa tensione	736.026	-	734.890	-	1.136	-

Risultati economici

I ricavi del 2005 sono pari a 17.905 milioni di euro, in crescita di 431 milioni di euro rispetto a quelli del 2004 (+2,5%), per i seguenti principali fattori:

- > aumento dei ricavi di Enel Distribuzione e Deval per trasporto di energia e vendita ai clienti finali per 553 milioni di euro, essenzialmente per l'adeguamento della componente tariffaria correlata ai costi di acquisto dell'energia; tale aumento è parzialmente compensato da minori vendite ai rivenditori per 252 milioni di euro per effetto dell'avvio, dal 1° aprile 2004, dell'operatività dell'Acquirente Unico. Nel 2004 i ricavi accoglievano l'integrazione di quanto già accertato al 31 dicembre 2003 quale stima dell'energia distribuita e venduta nel 2003 e non ancora rilevata in base a prefissati calendari di lettura e fatturazione;
- > incremento di 168 milioni di euro dei ricavi di Enel Energia, in relazione all'aumento sia delle quantità vendute sia del prezzo medio unitario di vendita;
- > minori ricavi per 135 milioni di euro relativi a premi conseguiti per la qualità e la continuità del servizio elettrico a seguito dell'iscrizione nell'esercizio 2004 dei premi relativi agli esercizi 2003 e 2004; tale riduzione è compensata dai minori oneri relativi alla promozione dell'efficienza energetica e ai certificati verdi per complessivi 68 milioni di euro;
- > aumento delle plusvalenze da alienazione per 89 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'operazione di cessione del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica nella provincia di Trento;
- > decremento pari a 41 milioni di euro dei ricavi delle attività di *franchising* (Enel.si).

Vendite e trasporto energia (Enel Distribuzione e Deval)

	Milioni di kWh			Milioni di euro	Milioni di kWh			Milioni di euro
	Trasportati per il mercato libero	Venduti sul mercato vincolato	Totale		Trasportati per il mercato libero	Venduti sul mercato vincolato	Totale	
	2005				2004			
Alta tensione	46.212	5.319	51.531	611	45.083	4.827	49.910	529
Media tensione	67.060	20.247	87.307	2.641	63.372	23.966	87.338	2.782
Bassa tensione	8.098	104.111	112.209	12.260	5.236	108.168	113.404	11.791
Totale	121.370	129.677	251.047	15.512	113.691	136.961	250.652	15.102

Le quantità vendute sul mercato vincolato nel 2005 sono pari a 129.677 milioni di kWh, in diminuzione di 7.284 milioni di kWh rispetto a quelle del 2004 anche per effetto della cessione della rete di distribuzione della provincia di Trento, avvenuta in data 1° luglio 2005. I volumi di energia trasportata per il mercato libero pervengono a 121.370 milioni di kWh, in crescita di 7.679 milioni di kWh (+6,8%). Il totale dell'energia complessivamente distribuita rimane sostanzialmente invariato rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente (+0,2%).

I ricavi complessivi per vendita (mercato vincolato) e trasporto di energia, escluse le cessioni a rivenditori, sono pari nel 2005 a 15.512 milioni di euro. La crescita di 410 milioni di euro (+2,7%) rispetto al 2004 a fronte di una sostanziale parità di energia distribuita deriva essenzialmente dall'aggiornamento delle componenti tariffarie correlate al costo di acquisto dell'energia.

Le cessioni a rivenditori sono in calo di 252 milioni di euro, passando da 266 milioni di euro a 14 milioni di euro nel 2005. Tale riduzione è da collegare al fatto che, dal 1° aprile 2004, i rivenditori acquistano l'energia direttamente dall'Acquirente Unico.

Con riferimento al mercato libero, i ricavi per vendita di energia ai clienti idonei finali e ad altri operatori (incluse le regolarizzazioni infragruppo con Enel Trade) registrano un incremento di 152 milioni di euro (+23,2%), come sotto dettagliato:

Vendite di energia sul mercato libero

	Milioni di euro		Milioni di kWh		Milioni di euro		Milioni di kWh	
	2005		2004		2005-2004			
Vendite a clienti idonei finali	801	8.326	643	7.348	158	978		
Vendite ad altri operatori	6	100	5	113	1	(13)		
Partite infragruppo	-	-	7	-	(7)	-		
Totale	807	8.426	655	7.461	152	965		

La crescita dei volumi venduti alla clientela finale riflette sia l'ulteriore apertura del mercato, sia gli effetti della campagna vendite 2005.

Considerando anche le vendite effettuate da Enel Trade ai clienti finali, pari a 10.058 milioni di kWh, l'insieme delle vendite del Gruppo sul mercato libero in Italia raggiunge, nel 2005, i 18.484 milioni di kWh, in riduzione dell'11,3% rispetto al 2004 (-2.356 milioni di kWh) per effetto sostanzialmente delle minori vendite ai clienti "energivori" e grossisti a seguito del diverso posizionamento del portafoglio clienti.

Il *marginale operativo lordo* si attesta nel 2005 a 3.303 milioni di euro, in aumento di 75 milioni di euro (+2,3%) rispetto al 2004. L'incremento è essenzialmente riconducibile alla riduzione dei costi operativi, in particolare al costo del lavoro, nonché alla plusvalenza realizzata con la cessione del ramo d'azienda relativo alla rete di distribuzione e vendita di energia della provincia di Trento. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla contrazione dei premi per qualità e continuità del servizio elettrico a seguito dell'iscrizione nel 2004 di premi relativi al 2003 e al 2004, nonché dal minor margine da vendita e trasporto di energia di Enel Distribuzione, che nel 2004 aveva beneficiato dell'integrazione di quanto già accertato al 31 dicembre 2003 quale stima dell'energia distribuita e venduta nel 2003.

Il *risultato operativo* del 2005 è pari a 2.487 milioni di euro, in riduzione di 18 milioni di euro rispetto al 2004, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per circa 93 milioni di euro.

Energia elettrica - Estero

Il Gruppo Enel opera in Spagna nel campo della distribuzione e vendita di energia elettrica attraverso Electra de Viesgo Distribución, Barras Eléctricas Galaico Asturianas e Viesgo Energía, nonché in Romania a seguito dell'acquisizione avvenuta il 28 aprile 2005 delle società Electrica Banat ed Electrica Dobrogea. L'energia venduta all'estero dalle società di distribuzione nel 2005 si attesta a 8.093 milioni di kWh, in crescita di 3.635 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente (+81,5%).

I *ricavi* crescono di 522 milioni di euro, passando da 391 milioni di euro a 913 milioni di euro. L'incremento è essenzialmente dovuto alla già citata acquisizione delle due società di distribuzione in Romania (+332 milioni di euro) nonché all'aumento dei volumi di attività delle società spagnole.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 192 milioni di euro, in crescita di 115 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, di cui 82 milioni di euro relativi alle società rumene.

Il *risultato operativo* è pari a 143 milioni di euro nel 2005 rispetto ai 46 milioni di euro del 2004 e sconta maggiori ammortamenti e perdite di valore per 18 milioni di euro, di cui 12 milioni di euro riferibili alle società rumene.

Gli investimenti effettuati nel 2005, pari a 68 milioni di euro, riguardano sostanzialmente la rete di Electra de Viesgo Distribución e registrano un incremento rispetto all'esercizio precedente di 15 milioni di euro, di cui 12 milioni di euro riferibili alle società rumene.

Investimenti Estero

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Investimenti in reti di distribuzione:				
> alta tensione	18	16	2	12,5%
> media tensione	24	18	6	33,3%
> bassa tensione	20	10	10	100,0%
Totale reti di distribuzione	62	44	18	40,9%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	6	9	(3)	-33,3%
TOTALE	68	53	15	28,3%

Gas

Nell'ambito delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti, l'attività di distribuzione e vendita del gas naturale è svolta dalle seguenti principali società:

- > Enel Rete Gas, Avisio Energia e Co.Im Gas, titolari delle reti di distribuzione e delle relative concessioni per la loro gestione, rilasciate a livello locale;
- > Enel Gas, cui è demandata l'attività di vendita alla clientela finale, non soggetta a regime concessorio e completamente liberalizzata dal 1° gennaio 2003.

Le funzioni di approvvigionamento e di vendita a soggetti "distributori" sono in capo a Enel Trade che è parte della Divisione Generazione ed Energy Management.

Nell'ambito del progetto volto all'integrazione societaria delle realtà minori che operano nel settore della distribuzione e della vendita del gas naturale, il 30 giugno 2005 si è proceduto alla fusione per incorporazione in Enel Rete Gas di Ottogas Rete, Italgestioni, S.A.M.I.G. e Metan Gas Sicilia, e in Enel Gas di Ottogas Vendita e Italgestioni Gas, con effetti contabili e fiscali retroattivi, per entrambe le fusioni, al 1° gennaio 2005.

Aspetti normativi e tariffari

Il TAR della Lombardia, con più sentenze emesse nel corso del 2005, ha annullato la delibera n. 248/04 con la quale l'Autorità ha modificato i criteri utilizzati per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas, relativamente alla componente "materia prima". Secondo le motivazioni presentate dal TAR, le attività liberalizzate (tra cui produzione, esportazione, acquisto e vendita a clienti idonei) risulterebbero escluse dalla regolazione e quindi fuori dai poteri dell'Autorità.

L'Autorità ha proposto appello al Consiglio di Stato che, nell'ottobre 2005, ha sospeso la sentenza

del TAR di annullamento della delibera n. 248/04, fissando l'udienza di merito al 21 marzo 2006.

Nel corso del 2005 la delibera n. 248/04 non ha trovato mai applicazione; infatti tutti gli aggiornamenti trimestrali della componente "materia prima", sono stati disposti dall'Autorità secondo le 'vecchie regole' dettate dalla delibera n. 195/02.

Per il primo trimestre 2006, anche a seguito della sospensiva concessa dal Consiglio di Stato sulla sentenza di annullamento del TAR relativa alla delibera n. 248/04, l'Autorità ha disposto, con la delibera n. 298/05, l'aggiornamento della componente "materia prima" applicando i criteri introdotti dalla delibera n. 248/04. Il calcolo degli eventuali conguagli relativi all'anno 2005 è stato rinviato a una fase successiva al giudizio di merito del Consiglio di Stato. Su ricorso di vari operatori, il 31 gennaio 2006 il TAR della Lombardia ha sospeso l'efficacia della delibera n. 298/05. Il Consiglio di Stato in data 28 febbraio 2006 ha annullato la sospensiva della delibera n. 298/05 concessa dal TAR della Lombardia e in data 21 marzo 2006 (con la decisione n. 217/2006) ha accolto il ricorso presentato dall'Autorità per la conferma della validità della delibera n. 248/04. Tale decisione ha comportato per Enel un onere a carico del Bilancio di esercizio 2005 di circa 38 milioni di euro.

In materia di durata delle concessioni di distribuzione gas in essere alla data di emanazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ("decreto Letta"), una circolare di chiarimento del Ministero delle Attività Produttive del novembre 2004 ha previsto la cumulabilità, a partire dal 31 dicembre 2007, dei casi di incremento del periodo transitorio previsti al comma 7 dell'art. 15 del citato "decreto Letta", qualora i requisiti fossero maturati prima della legge 23 agosto 2004, n. 239 ("decreto Marzano"). Ciò avrebbe comportato che il termine di scadenza delle concessioni gas di Enel sarebbe stato in alcuni casi il 2011 e in altri il 2012.

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 verifici almeno una delle condizioni indicate al già citato comma 7 dell'art. 15 del "decreto Letta". La validità delle concessioni di distribuzione di gas possedute da Enel risulta così prorogata fino al 31 dicembre 2009. I termini possono essere ulteriormente 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. 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 e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, è previsto il criterio della stima industriale degli impianti.

In materia tariffaria, 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.

Per l'attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza gas, la delibera n. 40/04 prevede che per le nuove attivazioni alla rete di distribuzione, l'utente debba esperire una procedura amministrativa complessa. Ciò ha comportato, a partire dal 1° luglio 2005, forti ritardi nelle nuove attivazioni delle utenze. Con la delibera n. 192/05 la normativa è stata semplificata e, transitoriamente, è stata prevista la possibilità di completare l'iter amministrativo successivamente alla data di attivazione. Ciò ha permesso di ridurre drasticamente il numero di richieste di attivazione inevasa.

Risultati economici

I ricavi conseguiti nel 2005 dalle società del settore Gas ammontano a 1.602 milioni di euro, in crescita di 206 milioni di euro (+14,8%) rispetto al 2004. I ricavi riferiti alle vendite di gas naturale alla clientela finale sono pari a 1.556 milioni di euro, in crescita di 182 milioni di euro (+13,2%); tale crescita è connessa essenzialmente all'andamento della componente tariffaria relativa alla materia prima remunerata nel prezzo di vendita.

I volumi venduti sono in calo di 98 milioni di metri cubi (-1,9%) passando da 5.186 milioni di metri cubi nel 2004 a 5.088 milioni di metri cubi nel 2005.

Al 31 dicembre 2005 i clienti serviti del settore Gas sono pari a circa 2.143.000, distribuiti su tutto il territorio nazionale (1.966.000 al 31 dicembre 2004).

Considerando anche l'attività di Enel Trade, che nel 2005 ha sviluppato vendite verso terzi per 1.617 milioni di metri cubi e ricavi pari a 364 milioni di euro, il complesso dell'attività del Gruppo nel settore Gas ha realizzato un volume di 6.705 milioni di metri cubi con ricavi pari a 1.920 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del 2005 ammonta a 242 milioni di euro, in aumento di 17 milioni di euro (+7,6%) rispetto al 2004.

Il *risultato operativo* del 2005 è pari a 148 milioni di euro a fronte di 142 milioni di euro del 2004. L'incremento di 6 milioni di euro riflette, oltre al miglioramento del margine lordo, un aumento di ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Investimenti in reti di distribuzione gas	70	80	(10)	-12,5%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	2	2	-	-
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	17	9	8	88,9%
Totale	89	91	(2)	-2,2%

Gli investimenti ammontano nel 2005 a 89 milioni di euro, con un decremento di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, nonostante l'incremento riferito all'acquisto delle licenze software per adeguare i sistemi informativi a quelli utilizzati dalle società del Gruppo.

Capitale investito netto Al 31 dicembre 2005 il capitale investito netto delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti ammonta a 13.421 milioni di euro. Rispetto all'esercizio precedente presenta un incremento di 1.087 milioni di euro. Tale variazione è prevalentemente riferibile all'incremento delle immobilizzazioni materiali nette per nuovi investimenti effettuati, nonché all'acquisizione delle società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea.

Capogruppo e Altre attività

Capogruppo e Altre attività

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Capogruppo				
Ricavi	1.103	1.649	(546)	-33,1%
<i>Margine operativo lordo</i>	67	652	(585)	-89,7%
Risultato operativo	53	647	(594)	-91,8%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	569	590	(21)	-3,6%
Investimenti	11	10	1	10,0%
Servizi e Altre attività				
Ricavi	1.660	1.794	(134)	-7,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	249	214	35	16,4%
Risultato operativo	154	106	48	45,3%
Capitale investito netto	639	885	(246)	-27,8%
Attività operative	2.927	3.510	(583)	-16,6%
Passività operative	2.377	3.981	(1.604)	-40,3%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	5.522	3.826	1.696	44,3%
Investimenti	99	112	(13)	-11,6%

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 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. Inoltre Enel SpA risulta titolare dei contratti pluriennali di importazione di energia. Tale energia, ceduta a Enel Distribuzione sino al 31 marzo 2004, è stata successivamente ceduta, così come disposto dal decreto del 19 dicembre 2003 del Ministero delle Attività Produttive, all'Acquirente Unico.

Risultati economici

I ricavi del 2005 risultano pari a 1.103 milioni di euro, in diminuzione di 546 milioni di euro rispetto al 2004. La riduzione è riferibile in massima parte al riconoscimento, nel 2004, del diritto al rimborso degli oneri pregressi connessi al gas nigeriano, pari a 555 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* del 2005, pari a 67 milioni di euro, evidenzia una riduzione di 585 milioni di euro rispetto a quello dell'analogo periodo del 2004, essenzialmente riconducibile al già citato decremento dei ricavi, nonché alla riduzione del margine sulle cessioni di energia.

Il *risultato operativo*, in diminuzione di 594 milioni di euro, si attesta nel 2005 a 53 milioni di euro.

Servizi e Altre attività L'area Servizi e Altre attività si propone di assicurare servizi competitivi alle Divisioni di Enel. Ne fanno parte i settori Immobiliare, Ingegneria e costruzioni, Servizi di *Facility Management*, Servizi informatici, Servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, Servizi di Amministrazione, *Factoring* e Servizi assicurativi, nonché il settore Idrico dal quale è in corso un progressivo disimpegno.

Nell'ambito del progetto di accentramento delle attività di servizi e delle funzioni di *staff* in un unico veicolo societario (Enel Ape Srl, rinominata Enel Servizi Srl in data 10 febbraio 2006) attraverso la creazione di strutture di servizio condivise, atte a ottenere il massimo dell'efficienza e a migliorare la qualità dei processi, si è permesso alle società operative di concentrarsi sul *core business* energetico; nel corso dell'esercizio 2005 sono avvenuti i seguenti cambiamenti:

- > con efficacia dal 1° gennaio 2005 è stata attuata la fusione per incorporazione di Enel Facility Management ed Enel.it in Ape Gruppo Enel. La società incorporante in conseguenza della fusione ha modificato la denominazione in Enel Ape Srl;
- > in data 1° gennaio 2005 Enel Ape ha acquisito i rami d'azienda "Information & Communication Technology" di Enel Distribuzione e di Enel Produzione. Tale operazione ha comportato l'acquisizione di 234 risorse;
- > in data 1° aprile 2005 Enel Ape ha acquisito i rami d'azienda "Amministrazione" della Capogruppo, di Enel Distribuzione e di Enel Produzione. In particolare, relativamente al personale, tale operazione ha comportato l'acquisizione da parte di Enel Ape di 957 unità;
- > in data 1° luglio 2005, le società del Gruppo hanno ceduto a Enel Ape i rami d'azienda "Servizi", con il conseguente trasferimento, oltre che dei contratti attivi e passivi, di 932 risorse.

Infine, il 10 maggio 2005 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel a *Compagnie Générale des Eaux SA*, capofila del settore acqua nell'ambito del Gruppo Veolia Environment, del 100% del capitale di Enel.Hydro, cui fanno capo le iniziative nel settore Idrico di Enel in Calabria e in provincia di Latina, e del 20% del capitale di Idrosicilia.

I ricavi complessivi del settore Servizi e Altre attività nel 2005 sono pari a 1.660 milioni di euro, a fronte di 1.794 milioni di euro del 2004. Di tali ammontari, rispettivamente, il 77,5% e il 58,6% risultano conseguiti verso altre Divisioni del Gruppo.

I ricavi verso terzi sono pari a 374 milioni di euro nel 2005 e a 742 milioni di euro nel 2004. La contrazione è da attribuire prevalentemente all'attività di ingegneria e costruzioni che, a seguito della mutata strategia del Gruppo circa le attività considerate *non core*, ha come mercato di riferimento quello centrato sulle società del Gruppo, mentre l'impegno verso terzi è limitato alla conclusione dei lavori in corso.

Il *marginale operativo lordo* del 2005 si attesta a 249 milioni di euro, in crescita di 35 milioni di euro (+16,4%) rispetto a quello del 2004. Tale variazione è da ricollegare prevalentemente all'accentramento

delle attività di servizi (+54 milioni di euro), in parte compensato dalla riduzione delle attività di ingegneria e delle attività immobiliari conseguente alla cessione di NewReal, avvenuta a luglio 2004.

Nel 2005 il *risultato operativo* perviene a 154 milioni di euro, mostrando un incremento di 48 milioni di euro rispetto a quello dello stesso periodo del 2004 (106 milioni di euro), beneficiando di minori ammortamenti e perdite di valore per 13 milioni di euro.

Capitale investito netto

Il *capitale investito netto* è pari a 639 milioni di euro al 31 dicembre 2005 rispetto a 885 milioni di euro del 2004 (-246 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile alla già citata contrazione dell'attività di ingegneria e costruzioni.

*Discontinued operations**Discontinued operations*

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Risultato operativo	572	(1.118)	1.690
Oneri finanziari netti	(240)	(467)	227
Imposte sul reddito	213	(618)	831
Risultato dell'esercizio al netto plusvalenze	119	(967)	1.086
Plusvalenze da cessione attività	1.153	812	341
Risultato delle discontinued operations	1.272	(155)	1.427

A seguito delle cessioni di partecipazioni in Wind e in Terna, avvenute rispettivamente l'11 agosto 2005 e il 15 settembre 2005, tali entità sono state deconsolidate e i risultati economici conseguiti dalle stesse sino alle date di cessione sono rappresentati come *discontinued operations*.

Le plusvalenze del 2005 sono state realizzate essenzialmente con la cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna, mentre la plusvalenza del 2004 è relativa alla cessione del 50% del capitale sociale della stessa controllata.

Tutte le plusvalenze realizzate con la cessione di quote del capitale sociale di Terna, sia nel 2005 sia nel 2004, sono state, quindi, riclassificate nelle *discontinued operations* per garantire una rappresentazione più coerente ai fini comparativi.

Prevedibile evoluzione della gestione

Enel nel 2006 si presenta come un'azienda pienamente focalizzata sul *business* dell'energia elettrica e del gas orientata al continuo recupero di efficienza, al presidio del mercato italiano in via di completa liberalizzazione e soprattutto allo sviluppo delle attività all'estero che rappresenta l'opzione strategica più importante cui saranno destinate le disponibilità generate dalle cessioni effettuate.

Confermando la volontà di affermarsi come *leader* europeo dell'energia, Enel proseguirà il processo di internazionalizzazione supportato dall'istituzione della Divisione Internazionale che garantirà un presidio unitario per tutte le attività all'estero del Gruppo. In particolare, è atteso, nel primo semestre 2006, il perfezionamento dell'acquisizione della società Slovenské Elektrárne, il maggiore produttore di energia elettrica della Slovacchia.

Sul fronte domestico Enel dovrà prepararsi ad affrontare il passaggio alla completa liberalizzazione del mercato elettrico, sia attraverso offerte innovative di elettricità e gas rivolte ai diversi segmenti di clientela, sia mediante azioni volte anche a sfruttare le sinergie nei settori dell'elettricità e del gas.

In particolare, l'area generazione proseguirà le strategie di ottimizzazione dell'approvvigionamento di combustibili e di trasformazione del parco mediante il completamento delle conversioni in cicli combinati (Santa Barbara e Termini Imerese) e delle trasformazioni a carbone (Sulcis e Torrealvaldiga Nord), nonché di miglioramento dell'efficienza operativa degli impianti.

Con riferimento alla distribuzione e vendita di energia elettrica si prospetta uno scenario regolatorio in continuità con l'esercizio precedente. In particolare, le tariffe relative all'attività di distribuzione di energia elettrica e i contributi di allacciamento sono stati aggiornati tramite l'applicazione del meccanismo del *price cap* che è stato stabilito in misura pari all'1,5% in termini nominali.

Le componenti tariffarie a remunerazione del capitale investito sono state incrementate dello 0,5% rispetto al 2005. Conseguentemente, per il 2006 si prevede un livello del margine netto di vendita e trasporto di energia elettrica pressoché in linea con l'anno precedente.

Al fine di conseguire adeguati livelli di redditività proseguiranno le azioni finalizzate al continuo miglioramento dell'efficienza operativa.

Inoltre, la Divisione Mercato consentirà il presidio del mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia orientando le funzioni commerciali ai diversi segmenti di clientela e garantendo un'elevata qualità del servizio commerciale.

In particolare, i piani di azione predisposti per il 2006 mirano a:

- > proseguire il progetto "Telegestore" con il completamento dell'installazione di oltre 30 milioni di contatori;
- > proseguire le attività di *re-engineering* dei processi gestiti dalla Rete con l'obiettivo di migliorare gli *standard* di qualità del servizio al cliente;

- > mantenere il livello di ottimizzazione degli investimenti in termini di redditività, migliorando il livello di qualità del servizio attraverso una selezione finalizzata alla riduzione del profilo di rischio di guasto;
- > presidiare il mercato elettrico e prepararsi al processo di liberalizzazione previsto per il 2007 mediante l'implementazione di nuove offerte commerciali di vendita di energia elettrica e offerte combinate di elettricità e gas.

Per quanto concerne il settore della distribuzione e vendita del gas, proseguiranno gli interventi finalizzati al miglioramento dell'integrazione operativa, al continuo recupero dell'efficienza e al contenimento dei costi. La redditività attesa per l'esercizio 2006 rifletterà, oltre alle dinamiche di mercato, gli impatti derivanti dallo scenario regolatorio.

I programmi di efficienza, le azioni di contenimento dei costi avviate nei diversi segmenti di attività e la crescita internazionale continueranno a produrre effetti positivi anche nel 2006, i cui risultati sono attesi in miglioramento.

Ricerca e sviluppo

Il Gruppo Enel svolge attualmente attività di "ricerca competitiva", rivolta a soddisfare le esigenze delle società del Gruppo. Tale attività, che vede impegnate risorse qualificate nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management, ha comportato nel 2005 un onere pari a circa 20 milioni di euro, sostanzialmente in linea con i valori dell'esercizio 2004.

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 2005, detiene il 25,92%.

Nel corso del 2005 la "ricerca competitiva" ha proseguito l'approfondimento dei diversi aspetti della generazione di energia elettrica per migliorare l'efficienza, l'economicità e la compatibilità ambientale del processo di produzione. In particolare:

- > sono stati completati e messi in servizio i sistemi diagnostici per i nuovi impianti geotermici di Nuova Larderello e Nuova San Martino, che consentiranno di disporre di funzionalità di diagnostica automatica in impianti che operano in telecontrollo;
- > è proseguita l'attività di ricerca volta allo studio di combustibili a basso costo e all'ottimizzazione dei processi di combustione; un'ulteriore attività teorico-sperimentale ha riguardato il sistema di combustione dei turbogas recentemente acquisiti, con lo sviluppo di soluzioni innovative per il contenimento del rumore di combustione, responsabile di problemi di instabilità e di interruzioni della produzione;
- > nell'ambito del progetto "Emissioni zero" sono proseguite le attività di ricerca e sperimentazione e si sono completate con successo alcune verifiche sperimentali; in tale ambito è stato inoltre effettuato lo studio tecnico-economico dell'applicazione delle torri di raffreddamento a secco in sostituzione delle torri a umido attualmente utilizzate nel ciclo geotermoelettrico;
- > sono proseguite le attività finalizzate allo sviluppo di soluzioni tecnologiche e gestionali per il completo riutilizzo delle ceneri prodotte dagli impianti termoelettrici a carbone, anche attraverso la messa a punto di tecnologie per la riduzione degli incombusti nelle ceneri e per la produzione di materiali per impieghi speciali;
- > nell'ambito del progetto "Tecniche avanzate di generazione", in merito allo sviluppo di sistemi a fonte rinnovabile, è proseguita l'attività relativa al progetto "Archimede", avviato nel 2003 in collaborazione con Enea con l'obiettivo di sviluppare una nuova tecnologia di sfruttamento dell'energia solare con specchi parabolici e collettori solari a elevata temperatura;
- > in merito agli studi relativi all'anidride carbonica è stata avviata la partecipazione al progetto "Dynamis" finanziato dall'Unione Europea, che si propone di studiare la configurazione e le caratteristiche ottimali di un sistema di generazione elettrica a combustibili fossili, con separazione dell'anidride carbonica;

- > nell'ambito delle iniziative correlate all'adesione di Enel, nel gennaio 2004, al Consorzio "Hydrogen Park" (ora società consortile a responsabilità limitata), è proseguita l'attività per lo sviluppo e la sperimentazione di tecnologie di produzione di idrogeno da carbone e per la messa a punto di un ciclo termoelettrico avanzato alimentato a idrogeno. È stato completato il progetto preliminare dell'impianto dimostrativo per l'utilizzo di idrogeno nella produzione di energia elettrica e calore, di taglia 12 MW circa, da realizzare presso la centrale di Fusina. L'impianto, costituito da un turbogas a idrogeno con iniezione di vapore e recupero di calore allo scarico, con emissioni molto contenute ed elevata efficienza, sarà alimentato con l'idrogeno attualmente disponibile presso il polo petrolchimico di Marghera;
- > è proseguito infine lo studio di un nuovo processo basato sulla pirolisi del carbone. A seguito delle attività modellistiche e di laboratorio, che hanno mostrato le potenzialità del processo, è stata effettuata una prima verifica sperimentale sull'impianto da 3,2 MW presso la centrale di Bastardo (in provincia di Perugia).

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2005 Enel ha varato un nuovo modello organizzativo orientato a rispondere al meglio alla strategia di sviluppo in ambito internazionale e alla completa apertura del mercato dell'energia elettrica in Italia, prevista a partire dal 1° luglio 2007.

Sulla base di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in novembre è stata pertanto istituita la Divisione Internazionale, con la missione di sviluppare la presenza e le attività all'estero di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas, garantire il presidio e l'ottimizzazione delle attività operative internazionali, elaborare la strategia di sviluppo e di bilanciamento della capacità produttiva nei mercati regionali esteri d'interesse.

Inoltre si è proceduto alla separazione di responsabilità nella gestione della Divisione Infrastrutture e Reti e della Divisione Mercato, assegnando a quest'ultima la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas in Italia, sviluppando un'offerta integrata di prodotti/servizi e assicurando il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

Di conseguenza, anche alla luce dell'avvenuto deconsolidamento della partecipazione in Wind e della cessione quasi totale della partecipazione in Terna, il Gruppo si articola oggi nelle Divisioni Generazione ed Energy Management, Infrastrutture e Reti, Mercato, Internazionale.

Nel corso del 2005 è proseguito il processo di riorganizzazione delle attività di *staff* iniziato nel 2004, al fine di assicurarne il governo complessivo e unitario e di garantire la piena realizzazione delle azioni di efficientamento e di miglioramento delle *performance*.

Dopo la fusione in Enel Servizi (già Ape Gruppo Enel, focalizzata sulle attività di amministrazione del personale) di Enel.it ed Enel Facility Management, avvenuta con decorrenza dal 1° gennaio 2005, sono confluiti nella stessa società anche i rami d'azienda relativi alle attività di "Information & Communication Technology" (1° gennaio 2005), "Amministrazione" (il 1° aprile) e "Servizi" (il 1° luglio) delle principali società del Gruppo. Tale riconfigurazione societaria conferma l'orientamento prevalentemente interno di queste aree, volte ad assicurare servizi efficienti e di qualità a tutto il Gruppo.

Il processo di semplificazione societaria ha interessato anche la Divisione Generazione ed Energy Management, con la fusione, efficace dal 1° giugno, di Enel Green Power, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus in Enel Produzione, in coerenza con il modello organizzativo adottato nel processo di produzione di energia elettrica, che consolida in un'unica area tutte le attività a essa inerenti. Inoltre, con efficacia dal 1° gennaio 2006, le attività di ingegneria e costruzioni di Enelpower verso le società del Gruppo sono state accorpate alle attività di progettazione e sviluppo impianti di Enel Produzione, lasciando in capo a Enelpower unicamente le attività relative al completamento delle commesse in corso verso terzi.

Il tema dell'ottimizzazione organizzativa, infine, è stato affrontato anche con il proseguimento di interventi di miglioramento dei processi operativi della generazione e della distribuzione.

Sviluppo e formazione

Le iniziative di sviluppo realizzate nel corso del 2005 hanno avuto come *focus* la gestione sempre più individualizzata delle risorse e la crescita interna del *management* e delle figure professionali più rilevanti. In questa prospettiva si è proceduto su due binari paralleli:

- > l'identificazione e la descrizione, in termini di competenze, delle *key position* nei processi *core* e di supporto, sia a livello complessivo di Enel, sia a livello delle singole Divisioni;
- > l'estensione dei processi di valutazione delle competenze, delle *performance* e del potenziale.

Per quanto riguarda la formazione ci si è mossi, secondo programma, lungo quattro direttrici strettamente connesse con le *policy* di sviluppo e le strategie aziendali:

- > rafforzamento del *management* attraverso *action learning* e *learning tour* indirizzati a giovani *manager* che già occupano posizioni di rilievo in azienda;
- > accompagnamento ai processi di *change* e di eccellenza/efficientamento;
- > ulteriore diffusione di una cultura e di un *know-how* Enel condivisi, attraverso la formazione istituzionale (neoassunti, neoquadri, neodirigenti);
- > campagne generali rivolte ad ampissimi segmenti di popolazione: in particolare, il progetto dedicato alla Corporate Social Responsibility ha coinvolto tutti i quadri e i dirigenti dell'azienda.

Per il 2006 i piani formativi già impostati prevedono un ulteriore rafforzamento della formazione manageriale e una focalizzazione su tre assi principali: internazionalizzazione, mercato e rapidità ed efficacia nell'*execution*.

Verrà inoltre svolto un massiccio programma di addestramento sulle procedure di sicurezza e sulla percezione del rischio.

Selezione

La selezione in Enel ha l'obiettivo di garantire la rispondenza dei candidati prescelti al profilo di competenze atteso dai vari ruoli di ingresso e di creare le condizioni di massima appetibilità del marchio Enel sui segmenti pregiati del mercato del lavoro.

Il processo di reclutamento è centrato prevalentemente sulle candidature che pervengono spontaneamente attraverso la sezione dedicata del sito istituzionale. I processi di selezione sono differenziati in relazione alla natura e alla quantità delle posizioni da ricoprire.

Delle oltre 600 assunzioni avvenute nel corso del 2005 più del 65% ha riguardato profili "neo"; oltre 100 sono stati i neolaureati inseriti prevalentemente nelle aree di *core business* (Progettazione, Impianti, Energy Management, aree commerciali e di *marketing*, aree tecniche) e, in una logica di potenziamento, nelle funzioni ICT e Controllo di Gestione. Sul versante dei processi operativi sono stati assunti più di 340 operai, dislocati su 75 province e circa 170 Comuni, riconfermando la copertura dell'intero territorio nazionale.

Per il 2006 è prevista la finalizzazione delle intense attività di reclutamento e selezione, avviate nel secondo semestre del 2005, e finalizzate al potenziamento della struttura tecnica e manageriale della Divisione Internazionale.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2005 si è focalizzata su:

- > il rafforzamento dell'integrazione tra i processi di *compensation* e di valutazione;
- > l'incremento della retribuzione variabile collegata alle *performance* aziendali;
- > la selettività degli interventi nella retribuzione fissa, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato il sistema di Management by Objectives (MBO) quale strumento elettivo (coinvolgendo circa l'82% dei dirigenti e circa il 12% dei quadri) ed è stato realizzato il Piano di Incentivazione per una parte dei dipendenti appartenenti all'area commerciale.

Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, anche nel 2005 è stato assegnato un Piano di *stock option* che ha coinvolto circa l'85% dei dirigenti.

Il 2006, confermando gli orientamenti perseguiti negli ultimi anni, punterà al miglioramento del processo di pianificazione delle azioni di sviluppo e *compensation* per differenti segmenti di popolazione, nonché al consolidamento e all'affinamento degli strumenti introdotti. In tale direzione si è dato avvio a una rivisitazione del sistema MBO con l'obiettivo di una semplificazione del processo attraverso l'utilizzo di supporti informativi, di uno snellimento dello strumento e di un più forte presidio nel processo di individuazione e di comunicazione degli obiettivi, nel rispetto dei principi della *corporate governance*.

Relazioni industriali

Settore elettrico

A livello aziendale, nel corso del 2005, è proseguita l'implementazione della struttura organizzativa divisionale. Pertanto si è proceduto alle previste interlocuzioni sindacali in relazione ai trasferimenti di processi e risorse a Enel Servizi (amministrazione, servizi, *information technology*), e alla razionalizzazione societaria nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management (accorpamenti societari in Enel Produzione). È stata poi rinnovata una significativa parte degli accordi regionali in materia di rimborsi delle spese sostenute dal personale in viaggio per servizio e si è dato corso ai confronti in materia di premio di risultato. Sono inoltre proseguite le complesse trattative sulle tematiche degli istituti sociali e dei permessi e delle agibilità sindacali, che hanno intanto portato alla sottoscrizione di un Protocollo di intenti, ed è stata esperita la procedura propedeutica al trasferimento del ramo d'azienda distribuzione di energia elettrica alla Provincia Autonoma di Trento.

Infine, su richiesta di EPSU (European Federation of Public Services Unions) a settembre 2005 si è aperto l'iter negoziale propedeutico alla costituzione del Comitato Aziendale Europeo in Enel. A livello di settore è proseguito il difficile negoziato sull'esercizio del diritto di sciopero (anche "virtuale") e sono iniziati i lavori per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro con l'illustrazione da parte delle Organizzazioni Sindacali della piattaforma rivendicativa e la successiva esposizione della posizione datoriale.

Settore Gas

A livello aziendale si è dato corso all'interlocuzione sindacale relativa al processo di integrazione nel "perimetro Gas" di Enel delle società di nuova acquisizione e alle operazioni di razionalizzazione finalizzate all'accorpamento di preesistenti società nell'ambito delle società Enel Gas (vendita) ed Enel Rete Gas (distribuzione). È stato altresì avviato il passaggio di attività e risorse di *staff* a Enel Servizi. Si è poi proceduto alla sottoscrizione dell'accordo sul premio di risultato e all'armonizzazione di taluni trattamenti mediante il perfezionamento di precedenti accordi. A livello di settore, il 22 giugno 2005 è stato sottoscritto il verbale d'accordo nazionale con il quale si è convenuto sulla necessità del superamento del Fondo Gas e sulla correlata confluenza verso il sistema di previdenza complementare. Le parti firmatarie hanno presentato alla competente Direzione Generale del Ministero del Lavoro una proposta normativa di recepimento dell'accordo stesso. Inoltre, alla fine del 2005 è scaduto anche il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore gas/acqua e si è aperto il processo negoziale di rinnovo con la presentazione della piattaforma sindacale unitaria.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2005 è pari a 51.778 dipendenti.

La riduzione dell'organico del Gruppo nel corso del 2005 è dovuta principalmente al saldo tra acquisizioni e cessioni di società. In particolare, l'acquisizione delle società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea ha comportato un incremento pari a 3.629 risorse, mentre la cessione dei gruppi Wind e Terna ha implicato l'uscita di 11.169 risorse. Il saldo negativo tra assunzioni e cessazioni, pari a 2.529 unità, conferma il *trend* degli ultimi esercizi.

Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati (82% circa). Al 31 dicembre 2005 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 5.115. La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2004 è sintetizzata alla pagina successiva.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Consistenza al 31.12.2004		61.898
Variazioni di perimetro e acquisizioni:		
> Delta	168	
> Enel North America (St. Felicien)	29	
> Electrica Banat	2.014	
> Electrica Dobrogea	1.615	
> Enel ESN Energo	9	
> Enel Servicii	4	
> Easygas	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)	
		(7.591)
Assunzioni	979	
Cessazioni	(3.508)	
		(2.529)
Consistenza al 31.12.2005		51.778

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 2005.

Piano 2001

Tale iniziativa ha preso avvio nel dicembre 1999, con la delega conferita dall'Assemblea straordinaria di Enel al Consiglio di Amministrazione per procedere a un aumento del capitale sociale – in una o più volte e per un periodo di cinque anni, ai sensi dell'art. 2443 cod. civ. – per un massimo di 121.261.500.000 lire (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), mediante l'emissione di un massimo di 121.261.500 azioni ordinarie da nominali 1.000 lire ciascuna, con godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a pagamento a dirigenti – da individuarsi a cura del Consiglio di Amministrazione tra coloro che svolgono funzioni rilevanti per il conseguimento dei risultati strategici del Gruppo – della stessa Enel e/o delle società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ., con conseguente esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, ultimo comma, cod. civ. e dell'art. 134, commi secondo e terzo, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.

Nel corso del mese di aprile 2001, in attuazione della indicata delega assembleare, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito Piano di *stock option*, unitamente al regolamento attuativo. Tra i destinatari di tale Piano è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale.

Il regolamento ha previsto l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di diritti personali e intransferibili *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 a ciascuno di essi 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.

Il regolamento ha disposto altresì che le opzioni assegnate – qualora si fossero realizzate le condizioni di esercizio – sarebbero risultate esercitabili (i) per una quota del 20% a decorrere dall'anno successivo

a quello di assegnazione (“opzioni a un anno”) e sino al quarto anno successivo a quello di assegnazione; (ii) per la restante quota dell’80% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione (“opzioni a tre anni”) e sino al quarto anno successivo a quello di assegnazione.

In ogni caso le opzioni risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, solamente nel corso dei quindici giorni di Borsa aperta successivi all’approvazione del Bilancio di esercizio da parte dell’Assemblea degli azionisti.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – il regolamento ha disposto che tutte le opzioni assegnate sarebbero divenute esercitabili se la media aritmetica dei prezzi di riferimento dell’azione Enel riportati dal sistema telematico della Borsa Italiana negli ultimi tre mesi dell’anno di assegnazione fosse risultata superiore al prezzo-obiettivo (*target price*) determinato dal Consiglio di Amministrazione sulla base del *consensus* degli analisti. Qualora il *target price* non fosse stato superato, tutte le opzioni a un anno e il 30% delle opzioni a tre anni sarebbero decadute automaticamente.

Peraltro lo stesso regolamento ha previsto, in via sussidiaria, la permanenza della possibilità di esercitare il rimanente 70% delle opzioni a tre anni (e, quindi, il 56% del totale delle opzioni assegnate) qualora (i) la variazione percentuale del prezzo dell’azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana durante l’anno di assegnazione delle opzioni fosse risultata superiore – secondo i criteri di calcolo indicati nel regolamento – rispetto all’andamento di uno specifico indice di riferimento, individuato dal Consiglio di Amministrazione nella media dell’andamento dell’indice MIBTEL (peso: 50%) e dell’indice FT-SE Eurotop 300 Electricity (peso: 50%) e (ii) il parametro di crescita effettiva del valore del Gruppo (EVA) durante il medesimo anno di assegnazione delle opzioni fosse risultato superiore a quello fissato dallo stesso Consiglio di Amministrazione.

Sempre in conformità al regolamento, il prezzo di sottoscrizione delle azioni (*strike price*) sarebbe stato 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 2001 In concreto, sulla base di tale disciplina regolamentare, il Piano 2001 ha comportato l’assegnazione di complessive 68.548.100 opzioni in favore di 381 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 3,636 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate circa il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Consiglio di Amministrazione, si è peraltro constatato che (i) non è stato conseguito il *target price* prefissato, e sono quindi decadute tutte le opzioni a un anno (pari a 13.709.620 opzioni) e il 30% di quelle a tre anni (pari a 16.451.544 opzioni), mentre (ii) sono stati raggiunti gli obiettivi sussidiari relativi tanto alla *performance* dell’azione Enel rispetto all’indice di riferimento quanto al superamento dell’EVA nel corso dell’anno di assegnazione delle opzioni, il che ha determinato il verificarsi dei presupposti per l’esercitabilità del residuo 70% delle opzioni a tre

anni. Pertanto, in relazione al Piano 2001 risultano divenute esercitabili soltanto 38.386.936 opzioni a tre anni, il cui numero risulta peraltro dimezzato – e divenuto pertanto pari a 19.193.468 – a seguito del raggruppamento delle azioni Enel deliberato dall'Assemblea straordinaria nel maggio 2001, con effetto dal 9 luglio 2001, in occasione della ridenominazione del capitale sociale in euro; detto raggruppamento ha comportato anche il raddoppio dello *strike price* di tali opzioni da 3,636 euro a 7,272 euro. Si segnala che, delle indicate 19.193.468 opzioni a tre anni divenute esercitabili, sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 2.503.326 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 388.809 opzioni nel corso del 2005.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2001

Per effetto di quanto sopra, nel mese di aprile 2001 il Consiglio di Amministrazione, parzialmente esercitando la delega assembleare del dicembre 1999, ha quindi deliberato un aumento scindibile del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima inferiore allo 0,6% del capitale stesso *pro tempore*) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2001.

In particolare – tenuto anche conto degli effetti derivanti dalle indicate operazioni di ridenominazione del capitale sociale in euro e di raggruppamento delle azioni Enel – in tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un aumento a pagamento del capitale dell'importo massimo di 34.274.050 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2005, al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2001, caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 7,272 euro. Per tale Piano, peraltro, a seguito delle successive verifiche effettuate circa il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Consiglio di Amministrazione, l'aumento di capitale avrebbe comunque potuto essere sottoscritto fino a un massimo di 19.193.468 euro.

In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, alla fine del 2005, 16.301.333 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2001 esercitate nel periodo compreso tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005.

Piano 2002

Nel maggio 2001 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione in considerazione della insufficienza dell'importo residuo della citata delega assembleare del dicembre 1999 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 dicembre 1999, 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 60.630.750 euro (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente

delega attribuita nel dicembre 1999 e potenzialmente destinata all'intera platea dei dirigenti di Enel e/o delle società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ..

Nel corso del mese di marzo 2002, in attuazione di tale ultima 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. Tale Piano risulta caratterizzato da logiche significativamente differenti rispetto a quelle del Piano 2001 e di maggiore aderenza al mutato contesto dei mercati finanziari.

Il regolamento, come già disposto nel precedente Piano, ha previsto l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. Anche in tal caso, 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 a ciascuno di essi 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 continua a rimanere 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 FT-SE 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.

Analogamente a quanto disposto per il Piano 2001, il regolamento ha previsto che il prezzo di sottoscrizione delle azioni 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 entrambi 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) 4.824.000 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 48.500 opzioni nel corso del 2005.

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 a (i) 6,426 euro per le 39.245.000 opzioni assegnate nel marzo 2002 e a (ii) 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 2005, 10.697.094 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate

nei periodi compresi tra il 3 febbraio e il 23 febbraio 2005, tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2005. Esse si aggiungono alle 24.104.556 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nel corso del 2004.

Piano 2003

Nel maggio 2003 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione in considerazione della 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 delle precedenti deleghe del dicembre 1999 e 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 è stato compreso 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) 3.237.700 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 50.726 opzioni nel corso del 2005.

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 2005, 14.158.373 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nei periodi compresi tra il 3 febbraio e il 23 febbraio 2005, tra il 27 maggio e il 16 giugno 2005 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2005. Esse si aggiungono alle 16.342.119 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nel corso del 2004.

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 dicembre 1999, 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 è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002 e 2003, mutuando 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, disponendo 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) 1.231.000 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2004 e (ii) 394.500 opzioni nel corso del 2005.

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 2005, 12.392.982 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2004 esercitate nel periodo compreso tra il 20 aprile e il 31 dicembre 2005.

Piano 2005

Nel maggio 2005 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 28.757.000 euro (e, quindi, per un importo inferiore allo 0,5% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del dicembre 1999, del maggio 2001, del maggio 2003 e del maggio 2004 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2005, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2005.

Il Piano 2005 – tra i cui destinatari è stato compreso anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002, 2003 e 2004, mutuando in particolare le disposizioni del regolamento attuativo di tale ultimo Piano per quanto riguarda i diversi profili in precedenza descritti.

Sviluppo del Piano 2005 In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2005 ha determinato l'assegnazione di complessive 28.757.000 opzioni in favore di 448 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 7,273 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 risulta essere stato conseguito l'obiettivo concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'azione Enel è risultata inferiore rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano. Ciò ha comportato la automatica decadenza di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2005.

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 dismissioni 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, ma 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 2005 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,53% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo del 2,17%.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Si riporta nel seguito la tabella riassuntiva dell'evoluzione dei piani di *stock option* sopra descritti nel corso del 2005.

Evoluzione dei piani di *stock option* nel corso dell'esercizio 2005

Diritti	Piano 2001 (anno di scadenza 2005)			Piano 2002 (anno di scadenza 2007)			Piano 2003 (anno di scadenza 2008)			Piano 2004 (anno di scadenza 2009)			Piano 2005 (anno di scadenza 2010)		
	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio 2005	16.690.142	7,272	7,240	12.819.944	6,430	7,240	28.044.186	5,240	7,240	37.296.550	6,242	7,240	-	-	-
Nuovi diritti assegnati nell'esercizio 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.757.000	7,273 7,425 ⁽¹⁾
Diritti esercitati nell'esercizio 2005	16.301.333	7,272	7,432 ⁽¹⁾	10.697.094	6,431	7,494 ⁽¹⁾	14.158.373	5,240	7,449 ⁽¹⁾	12.392.982	6,242	7,114 ⁽¹⁾	-	-	-
Diritti decaduti nell'esercizio 2005	388.809	7,272	7,322 ⁽¹⁾	48.500	6,426	7,229 ⁽¹⁾	50.726	5,240	7,229 ⁽¹⁾	394.500	6,242	7,084 ⁽¹⁾	-	28.757.000 ⁽²⁾	7,273 6,640 ⁽¹⁾
Diritti esistenti al 31 dicembre 2005 > di cui esercitabili	-	7,272	6,632	2.074.350	6,426	6,632	13.835.087	5,240	6,632	24.509.068	6,242	6,632	-	7,273	6,632
al 31 dicembre 2005	-	7,272	6,632	2.074.350	6,426	6,632	2.203.002	5,240	6,632	4.718.900	6,242	6,632	-	7,273	6,632

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

(2) Dichiarate decadute dal Consiglio di Amministrazione di Enel nella seduta del 22 marzo 2006.

Corporate governance

Sezione I: struttura di governance

Premessa

Nel corso del 2005 il sistema di *corporate governance* in atto nella Società e nel Gruppo ha continuato a mantenersi in linea con i principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle Società Quotate, con le raccomandazioni formulate dalla Consob in materia e, più in generale, con la *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.

Nel corso del 2006 Enel intende procedere a un aggiornamento del proprio sistema di governo societario per garantirne un permanente allineamento alle raccomandazioni formulate dalla nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate, pubblicata nel mese di marzo 2006 e applicabile successivamente a tale data.

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, nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 21,36% del capitale sociale, e della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 10,18% 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.

Si segnala che tanto il gruppo Assicurazioni Generali (nel corso del periodo febbraio-marzo 2005) quanto il gruppo Banca Intesa (nel corso del periodo maggio-giugno 2005) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

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 dell'atto costitutivo, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e (ii) a controllare altresì l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- > 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) alle modificazioni dello statuto sociale, (v) 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 previo parere 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 dalle recenti modifiche apportate al Testo Unico della Finanza, già da tempo le previsioni del Codice Etico del Gruppo sanciscono 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 previsioni
del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate
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. 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 dell'alta direzione della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione indirizzati al *management*;
 - > definisce l'assetto organizzativo generale della Società e del Gruppo e la struttura societaria di quest'ultimo, verificandone l'adeguatezza;
 - > esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari. 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 le operazioni aventi un significativo rilievo 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 sociale, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e dal Comitato per il controllo interno e verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
- > formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce agli azionisti in Assemblea.

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; 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 recenti modifiche apportate 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 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.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti – forma oggetto di deposito presso la sede sociale contestualmente alle liste, nonché di immediata pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto 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 delle Società Quotate.

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, 67 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, vice Presidente di Unicredit Banca d'Impresa, Consigliere di Amministrazione di Unicredit Italiano e commissario governativo del Gruppo Fochi in amministrazione straordinaria. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Fulvio Conti, 58 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 svolto 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* di 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, assumendo 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 svolto il ruolo di *Chief Financial Officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005.

> **Giulio Ballio, 66 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 ricopre la 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, 65 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 l'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 assunto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, rivestendo dal luglio 2005 la carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Banca Antonveneta. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano, 54 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 2 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 della soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005, dal giugno 2005 è anche Presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato).

> **Fernando Napolitano, 41 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 riveste attualmente il ruolo di responsabile per l'Italia, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal novembre 2001 fa parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 è Consigliere di Amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Taranto, 65 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 rivestito 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, di Pioneer Global Asset Management (facente parte del Gruppo Unicredit), di Kedrios e di Alto Partners SGR.

> **Gianfranco Tosi, 58 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 tenere 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 pubblicitari. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Valsecchi, 41 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.

Tutti gli Amministratori dedicano il tempo necessario a un proficuo svolgimento dei loro compiti – anche in considerazione degli incarichi ricoperti al di fuori del Gruppo Enel – essendo ben consapevoli 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.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2005 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 21 riunioni, durate in media oltre 2 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 l'esercizio 2006 risultano già programmate 16 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

Nel corso dell'esercizio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha affidato a una società specializzata nel settore l'incarico di analizzare il funzionamento del Consiglio stesso e di esprimere una propria valutazione al riguardo (c.d. "*board review*"), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero.

Nel corso del 2005, tenuto conto del rinnovo dell'organo gestorio intervenuto per scadenza del mandato nel mese di maggio, lo stesso Consiglio di Amministrazione si è astenuto dal procedere a una nuova *board review*, avendo ritenuto preferibile rinviare a un momento successivo la relativa effettuazione, in modo da dare preventivamente la possibilità ai componenti del Consiglio di maturare un'adeguata conoscenza della realtà aziendale e, al tempo stesso, per consentire al Consiglio medesimo di elaborare idonei meccanismi di funzionamento.

Dando seguito alle esigenze emerse dalla *board review* condotta nel 2004, si è ritenuto comunque opportuno organizzare anche nel corso del 2005 un apposito vertice strategico, svoltosi nel mese di settembre 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 per la maggior parte di membri non esecutivi (in quanto sprovvisti di deleghe operative e/o di funzioni direttive in ambito aziendale), tali da garantire, per numero e autorevolezza, 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. Fatta eccezione per l'Amministratore Delegato, gli altri otto membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Piero Gnudi, Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi) devono ritenersi tutti non esecutivi.

Si segnala al riguardo, difatti, che anche il Presidente non risulta ricoprire un ruolo esecutivo in quanto, alla luce dei principi espressi dalla edizione del Codice di Autodisciplina applicabile per l'esercizio 2005, le indicate e pur rilevanti funzioni rivestite in ambito aziendale – connesse tanto al ruolo, riconosciutogli dalle previsioni statutarie, di garante della applicazione di una corretta *corporate governance* in seno al Consiglio di Amministrazione, quanto ai compiti in materia di formulazione delle strategie societarie e di vigilanza sulle attività di *auditing* attribuitigli dal Consiglio stesso – non si concretano in specifiche deleghe gestionali.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati e in attuazione degli aggiornamenti apportati al Codice di Autodisciplina delle società quotate, nei mesi di dicembre 2002, di marzo 2004, di marzo 2005 e di marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi.

In particolare, vengono qualificati come indipendenti i Consiglieri che:

- (i) non intrattengono (direttamente, indirettamente o per conto di terzi) né hanno di recente intrattenuto relazioni economiche con la Società, con le sue controllate, con l'Amministratore Esecutivo o con l'azionista di controllo, di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio;
- (ii) non sono titolari (direttamente, indirettamente o per conto di terzi) di partecipazioni azionarie di entità tale da consentire loro di esercitare il controllo ovvero un'influenza notevole sulla Società, neanche attraverso la partecipazione a patti parasociali;
- (iii) non sono stretti familiari dell'Amministratore Esecutivo o di soggetti che si trovino nelle situazioni sopra indicate ai punti (i) e (ii).

Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, la presenza 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.

Si osserva che in occasione della verifica sopra indicata da ultimo, effettuata nel mese di marzo 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 recenti modifiche apportate al Testo Unico della Finanza.

Comitati

Comitato per le remunerazioni

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione è stato costituito fin dal gennaio 2000 un apposito Comitato per le remunerazioni, con il compito di formulare al Consiglio medesimo proposte (i) per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che rivestono particolari cariche, nonché (ii) per la determinazione dei criteri di remunerazione dell'alta direzione della Società e del Gruppo, sulla base delle indicazioni dell'Amministratore Delegato.

Anche nel corso dell'esercizio 2005 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2005 hanno fatto parte di tale comitato (i) Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Mauro Miccio e Fernando Napolitano nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e maggio e (ii) Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi a partire dal mese di luglio. Nel corso dell'esercizio 2005 tale comitato ha tenuto 13 riunioni – caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 20 minuti ciascuna – e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge un ruolo di primo piano ai fini dell'attuazione in ambito aziendale di appositi 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 2005 – approvato dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni – 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 delle Società Quotate, 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 2005 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 e verificando il relativo conseguimento. Il comitato ha inoltre proceduto alla ridefinizione del trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato per il periodo 2005-2008, al fine di garantirne l'allineamento con le condizioni riscontrabili sul mercato per analoghe posizioni. Il comitato ha infine analizzato le politiche retributive e le metodologie di gestione del *management* della Società e del Gruppo, approfondendo l'esame delle possibili modalità di adozione in ambito aziendale di specifici strumenti di incentivazione (*long term incentive plan*) alternativi o integrativi rispetto ai piani di *stock option*.

Comitato per il controllo interno

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione è stato altresì istituito fin dal gennaio 2000 un apposito Comitato per il controllo interno, con funzioni consultive e propositive e avente, in particolare, i seguenti compiti, come ridefiniti nel mese di dicembre 2002 per recepire gli aggiornamenti del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate:

- > assistere il Consiglio di Amministrazione nel fissare le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e nel verificare periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento di quest'ultimo;
- > valutare il piano di lavoro redatto dal preposto al controllo interno e ricevere le relazioni periodiche dello stesso;
- > valutare, unitamente ai responsabili amministrativi della Società e alla società di revisione, l'adeguatezza dei principi contabili utilizzati e la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;
- > valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento dell'incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella lettera di suggerimenti;
- > riferire periodicamente al Consiglio di Amministrazione circa l'attività svolta e l'adeguatezza del sistema di controllo interno;
- > svolgere gli ulteriori compiti demandati dal Consiglio di Amministrazione, specie per quanto concerne i rapporti con la società di revisione.

Anche nel corso dell'esercizio 2005 il Comitato per il controllo interno è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2005 hanno fatto parte di tale comitato (i) Piero Gnudi (con funzioni di Presidente), Franco Morganti e Gianfranco Tosi nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e maggio e (ii) Piero Gnudi (con funzioni di Presidente), Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi a partire dal mese di luglio.

Nel corso dell'esercizio 2005 tale comitato ha tenuto 7 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna; alle riunioni del comitato ha preso parte il Presidente del Collegio Sindacale, in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate.

Nel corso del 2005 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 quanto dalla società di revisione, nonché (ii) dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla società di revisione con riguardo all'esercizio di competenza.

Il comitato si è inoltre occupato dello svolgimento di attività istruttorie nell'ambito della procedura per il conferimento dell'incarico di revisione contabile, ha 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 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.

Collegio Sindacale Secondo le previsioni 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 contenuta nel Sarbanes-Oxley Act – che trova applicazione a Enel per effetto della quotazione delle azioni presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR – ha rafforzato le funzioni di vigilanza già affidate al Collegio Sindacale dalla normativa italiana, alla luce della disciplina statunitense sugli *audit committees*.

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) esprimere parere vincolante in merito alla nomina, alla determinazione dei compensi e alla eventuale revoca della società di revisione; (ii) 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; (iii) 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.

Tutti i componenti il Collegio Sindacale devono possedere i requisiti di onorabilità e di professionalità richiesti dalla legislazione speciale ai Sindaci delle società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi non possono inoltre, in base allo statuto, 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, 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 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. 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 immediata pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

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 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, 46 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 di Roma. 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 principi 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, 58 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, è 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, 62 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. 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 2005 il Collegio Sindacale ha tenuto 18 riunioni durate in media circa 2 ore ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

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 aziendale 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, in termini sia di adeguatezza dei controlli medesimi sia 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 sono rimesse 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 del sistema di controllo interno compete al Consiglio di Amministrazione, che provvede – con l'assistenza del Comitato per il controllo interno – a fissarne le linee di indirizzo e a verificarne periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento, assicurandosi che i principali rischi aziendali vengano identificati e gestiti idoneamente.

L'Amministratore Delegato ha il compito di dare attuazione agli indirizzi formulati dal Consiglio di Amministrazione mediante la progettazione, la gestione e il monitoraggio del sistema di controllo interno, di cui nomina (d'intesa con il Presidente) un preposto e assicura l'idoneità dei mezzi a disposizione per lo svolgimento delle attività di competenza.

Il preposto al controllo interno (individuato nel responsabile della funzione *internal auditing* della Società) non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative, coordina le funzioni deputate al controllo interno nell'ambito delle società del Gruppo e riferisce regolarmente del proprio operato all'Amministratore Delegato e al Presidente nonché, con cadenza semestrale (salvo che le circostanze richiedano un più tempestivo ragguaglio), al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Operazioni con parti correlate

Nell'ambito della Società e del Gruppo sono state predisposte le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza procedurale si prevede che, in presenza di operazioni con parti correlate, gli Amministratori che hanno un interesse (anche potenziale o indiretto) nell'operazione:

- > informino tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa l'esistenza di tale interesse, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata;
- > si allontanino dalla riunione consiliare al momento della deliberazione, ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo.

Inoltre, in tali casi le deliberazioni consiliari provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza dell'operazione.

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 dell'operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

Trattamento delle informazioni riservate

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato un apposito regolamento 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 *price sensitive*. Gli Amministratori e i Sindaci della Società 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 *price sensitive* – 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 Stati Uniti dal Sarbanes-Oxley Act – applicabili alla Società per effetto della quotazione delle azioni presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR – 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.

Nel dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione ha altresì approvato (e lievemente modificato nel marzo 2004) il codice di comportamento del Gruppo in materia di *internal dealing*, in osservanza delle disposizioni regolamentari dettate da Borsa Italiana SpA.

Tali disposizioni pongono a carico delle società con azioni quotate – a decorrere dal 1° gennaio 2003 – un obbligo di trasparenza verso il mercato circa le operazioni di rilievo, aventi a oggetto strumenti finanziari delle medesime società o di loro controllate, che risultino compiute da persone in possesso di rilevanti poteri decisionali in ambito aziendale e che abbiano accesso a informazioni *price sensitive* (c.d. "persone rilevanti").

Rispetto alla disciplina di riferimento dettata da Borsa Italiana, il codice di comportamento del Gruppo si caratterizza per i seguenti elementi qualificanti, ritenuti idonei a elevarne adeguatamente i contenuti sotto il profilo qualitativo:

> applicazione degli obblighi di trasparenza in materia di *internal dealing* a circa 30 "persone

- rilevanti" nell'ambito del Gruppo (in aggiunta agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Direttore Generale della Capogruppo). Al fine di garantire un'adeguata flessibilità del perimetro delle "persone rilevanti" è inoltre prevista la possibilità di un'estensione degli indicati obblighi di trasparenza ad altri soggetti, la cui individuazione viene rimessa disgiuntamente al Presidente e all'Amministratore Delegato della Capogruppo;
- > dimezzamento delle soglie di rilevanza delle operazioni da comunicare al mercato con periodicità trimestrale (da 50.000 a 25.000 euro) ovvero senza indugio dopo la relativa effettuazione (da 250.000 a 125.000 euro);
 - > applicazione degli obblighi di trasparenza anche alle operazioni di esercizio di *stock option* o di diritti di opzione compiute dalle "persone rilevanti";
 - > divieto per le "persone rilevanti" di compiere operazioni (diverse da quelle concernenti diritti di opzione) nel corso dei 30 giorni che precedono l'approvazione del progetto di Bilancio di esercizio e della Relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione della Capogruppo. È inoltre previsto che il Consiglio medesimo possa individuare ulteriori *blocking period* nel corso dell'anno, in concomitanza di particolari eventi;
 - > allestimento di un adeguato sistema sanzionatorio a carico delle "persone rilevanti" che violino le disposizioni del codice di comportamento.

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 sia della procedura per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni aziendali sia dei principi contenuti nella "Guida per l'informazione al mercato".

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, verbali assembleari,

informazioni e 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 momento privilegiato per l'instaurazione di un proficuo dialogo 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. 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.

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:

> principi 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 principi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento

- azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
- > criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
 - > meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Nel giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto di quanto richiesto dal Sarbanes-Oxley Act alle società con azioni quotate negli Stati Uniti d'America, ha inoltre approvato un ulteriore specifico codice di principi etici in materia finanziaria applicabile in particolare nell'ambito della Società all'Amministratore Delegato e ai 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'informazione 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. Al momento risultano finalizzate le "parti speciali" relative ai reati contro la Pubblica Amministrazione e ai reati societari, mentre è in corso la predisposizione di ulteriori "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati relativi agli abusi di mercato. In occasione dell'approvazione di tali ulteriori "parti speciali" è inoltre previsto un aggiornamento della "parte generale" e delle "parti speciali" già in precedenza adottate.

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel

Consiglio di Amministrazione

Carica	Componenti	Esecutivi	Non		Numero di altri **** incarichi**	Comitato controllo interno		Comitato remunerazioni		Eventuale Comitato nomine		Eventuale Comitato esecutivo	
			esecutivi	Indipendenti		***	****	***	****	***	****	***	****
Presidente Amministratore Delegato/Direttore Generale	Gnudi Piero ⁽¹⁾		X	X	100%	4	X	100%					
Amministratore Delegato/Direttore Generale	Conti Fulvio ⁽³⁾	X			100%	-							
Consigliere	Scaroni Paolo ⁽²⁾	X			100%	4							
Consigliere	Ballio Giulio* ⁽³⁾		X	X	73%	-			X	100%		Non esistente	Non esistente
Consigliere	Fantozzi Augusto* ⁽³⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Luciano Alessandro ⁽³⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Miccio Mauro ⁽²⁾		X	X	100%	1			X	100%			
Consigliere	Morganti Franco* ⁽²⁾		X	X	100%	1	X	100%					
Consigliere	Napolitano Fernando ⁽¹⁾		X	X	86%	2			X	100%			
Consigliere	Taranto Francesco* ⁽¹⁾		X	X	100%	4			X	100%			
Consigliere	Tosi Gianfranco ⁽¹⁾		X	X	100%	-	X	80%	X	100%			
Consigliere	Valsecchi Francesco ⁽³⁾		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 2005: CdA: 21; Comitato controllo interno: 7; Comitato remunerazioni: 13; Comitato nomine: N.A.; Comitato esecutivo: N.A.

(1) In carica per l'intero esercizio 2005.

(2) In carica fino al mese di maggio 2005.

(3) In carica a decorrere dal mese di maggio 2005.

* La presenza dell'asterisco indica se l'Amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti dal soggetto interessato in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

*** In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai Comitati. Si segnala che il Consigliere Gianfranco Tosi nel corso del 2005 ha fatto parte dapprima del Comitato per il controllo interno (periodo gennaio-maggio) e quindi del Comitato per le remunerazioni (periodo luglio-dicembre).

**** In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore – tenuto conto del periodo per cui è stata rivestita tale carica nel corso del 2005 – rispettivamente alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di altri incarichi**
Presidente	Pinto Eugenio***	100%	3
Presidente	Provasoli Angelo****	100%	-
Sindaco effettivo	Conte Carlo	100%	-
Sindaco effettivo	Fontana Franco*	100%	-
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 2005: 18

* La presenza dell'asterisco indica se il sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti dal soggetto interessato in altre società quotate in mercati regolamentati italiani.

*** In carica a decorrere dal mese di maggio 2005.

**** In carica fino al mese di maggio 2005.

Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento	
	SÌ	NO 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) periodicità dell'informativa?	X	
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo 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 dieci 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 dieci 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 (interventuta 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 <i>internal auditing</i>
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X	
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile <i>investor relations</i>		> Rapporti con investitori istituzionali: <i>Investor Relations</i> - 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

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

Conto economico consolidato

Milioni di euro		Note	2005	2004
A	Ricavi			
	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6	32.272	28.658
	Altri ricavi	7	1.787	2.353
		<i>[Subtotale]</i>	34.059	31.011
B	Costi			
	Materie prime e materiali di consumo	8	20.633	16.800
	Servizi	9	3.057	3.106
	Costo del personale	10	2.762	3.224
	Ammortamenti e perdite di valore	11	2.207	2.201
	Altri costi operativi	12	911	783
	Costi per lavori interni capitalizzati	13	(1.049)	(973)
		<i>[Subtotale]</i>	28.521	25.141
C	Risultato operativo		5.538	5.870
D	Proventi/(Oneri) finanziari e da partecipazioni	14	(714)	(827)
E	Quota dei proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(30)	(25)
F	Risultato prima delle imposte		4.794	5.018
G	Imposte	16	1.934	2.116
H	Risultato delle continuing operations		2.860	2.902
I	Risultato delle discontinued operations	5	1.272	(155)
L	Risultato netto (Gruppo e terzi)		4.132	2.747
M	Quota di pertinenza dei terzi		237	116
N	Quota di pertinenza del Gruppo		3.895	2.631
	<i>Risultato netto per azione (euro)</i>		<i>0,67</i>	<i>0,45</i>
	<i>Risultato netto diluito per azione (euro)</i>		<i>0,67 ⁽¹⁾</i>	<i>0,45</i>
	<i>Risultato delle continuing operations per azione</i>		<i>0,46</i>	<i>0,48</i>
	<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione</i>		<i>0,46 ⁽¹⁾</i>	<i>0,48</i>
	<i>Risultato delle discontinued operations per azione</i>		<i>0,21</i>	<i>(0,03)</i>
	<i>Risultato diluito delle discontinued operations per azione</i>		<i>0,21 ⁽¹⁾</i>	<i>(0,03)</i>

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio (n. 6.171.352.406 azioni) rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nell'esercizio, pari a 29 milioni di euro.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro		Note	
ATTIVITÀ		al 31.12.2005	al 31.12.2004
A	Attività non correnti		
	Immobili, impianti e macchinari	17	30.188
	Immobilizzazioni immateriali	18	2.182
	Attività per imposte anticipate	19	1.778
	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	20	1.797
	Attività finanziarie non correnti	21	836
	Altre attività non correnti	22	975
	<i>[Totale]</i>	37.756	51.846
B	Attività correnti		
	Rimanenze	23	884
	Crediti commerciali	24	8.316
	Crediti tributari	25	789
	Attività finanziarie correnti	26	569
	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	27	476
	Altre attività correnti	28	1.712
	<i>[Totale]</i>	12.746	13.532
TOTALE ATTIVITÀ		50.502	65.378

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Milioni di euro		Note	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2005	al 31.12.2004
C	Patrimonio netto del Gruppo		
	Capitale sociale	6.157	6.104
	Altre riserve	4.219	3.878
	Utili e perdite accumulati	5.955	7.354
	Risultato netto dell'esercizio ⁽¹⁾	2.726	617
	<i>[Totale]</i>	19.057	17.953
D	Patrimonio netto dei terzi	359	1.113
	TOTALE PATRIMONIO NETTO	19.416	19.066
E	Passività non correnti		
	Finanziamenti a lungo termine	10.967	20.291
	TFR e altri benefici ai dipendenti	2.662	2.910
	Fondo rischi e oneri futuri	1.267	1.404
	Passività per imposte differite	2.464	2.512
	Passività finanziarie non correnti	262	370
	Altre passività non correnti	18	218
	<i>[Totale]</i>	17.640	27.705
F	Passività correnti		
	Finanziamenti a breve termine	1.361	5.192
	Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	935	1.397
	Debiti commerciali	6.610	6.818
	Debiti per imposte sul reddito	28	99
	Passività finanziarie correnti	294	493
	Altre passività correnti	4.218	4.608
	<i>[Totale]</i>	13.446	18.607
	TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	50.502	65.378

(1) Al netto dell'acconto su dividendi, pari a 1.169 milioni di euro (2.014 milioni di euro per l'esercizio 2004).

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro

	2005	2004
Risultato d'esercizio del Gruppo e dei terzi	4.132	2.747
Rettifiche per:		
Ammortamenti di attività immateriali	308	491
Ammortamenti di attività materiali non correnti	2.561	2.994
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	22	(1)
Accantonamenti ai fondi (Proventi)/Oneri finanziari	781	1.042
Imposte sul reddito	808	1.001
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	2.147	1.498
<i>Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>	<i>(1.295)</i>	<i>1.081</i>
	9.464	10.853
Incremento/(Decremento) fondi (incluso TFR)	(814)	(1.078)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	125	(39)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	(1.919)	(768)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	250	(1.546)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	1.265	819
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	202	341
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(1.065)	(1.473)
Imposte pagate	(1.815)	(2.274)
Cash flow da attività operativa (A)	5.693	4.835
Investimenti in attività materiali non correnti	(3.037)	(3.538)
Investimenti in attività immateriali	(220)	(296)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(524)	(126)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	4.652	1.941
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	221	66
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)	1.092	(1.953)
Variazione dei debiti finanziari netti	(3.524)	1.039
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.472)	(4.256)
Aumento di capitale e riserve per esercizio <i>stock option</i>	339	241
Aumenti in c/capitale versati da terzi	3	10
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(6.654)	(2.966)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	14	(5)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	145	(89)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	363	452
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	508	363

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo											
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrappr. azioni	Riserva legale	Riserve di legge	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto dell'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto dei terzi	Totale patrimonio netto
1° gennaio 2004	6.063	-	1.453	2.215	7.382	18	(200)	2.509	19.440	181	19.621
Esercizio <i>stock option</i>	41	208	-	-	(8)	-	-	-	241	-	241
Altri movimenti	-	-	-	-	(105)	-	-	-	(105)	816	711
Riparto utile	-	-	-	-	314	-	-	(314)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(2.195)	(2.195)	-	(2.195)
Acconti su dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(2.014)	(2.014)	-	(2.014)
Risultato netto dell'esercizio rilevato a patrimonio netto	-	-	-	-	-	(16)	(29)	-	(45)	-	(45)
Risultato netto dell'esercizio rilevato a Conto economico	-	-	-	-	-	-	-	2.631	2.631	116	2.747
31 dicembre 2004	6.104	208	1.453	2.215	7.583	2	(229)	617	17.953	1.113	19.066
Esercizio <i>stock option</i>	53	303	-	-	(17)	-	-	-	339	-	339
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(892)	(892)
Altri movimenti	-	-	-	-	(16)	-	-	-	(16)	(7)	(23)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.597)	-	-	(617)	(2.214)	(89)	(2.303)
Acconti su dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(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
31 dicembre 2005	6.157	511	1.453	2.215	5.953	40	2	2.726	19.057	359	19.416

Note di commento

Premessa

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CE n. 1606/2002 del Parlamento e del Consiglio Europeo del 19 luglio 2002, a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea devono redigere, per la prima volta, il Bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali emessi dall'International Accounting Standards Board e omologati dalla Commissione Europea. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2005 il Gruppo Enel ha adottato i principi contabili internazionali con data di transizione al 1° gennaio 2004. In virtù delle opzioni offerte dal decreto legislativo n. 38/2005, la capogruppo Enel SpA ha optato per non utilizzare i principi contabili internazionali IFRS per la redazione del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 che è stato pertanto redatto secondo i principi contabili italiani. In allegato viene presentato il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto al 31 dicembre 2005 e 2004 e del relativo utile di esercizio di Enel SpA, predisposti secondo i principi contabili italiani, con i corrispondenti valori consolidati predisposti secondo i principi contabili internazionali.

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA ha sede in Italia. Il Bilancio consolidato della società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005 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.

Il presente Bilancio consolidato è stato autorizzato alla pubblicazione dagli Amministratori il 22 marzo 2006.

Conformità agli IFRS/IAS Il presente Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo al periodo chiuso al 31 dicembre 2005 è stato predisposto in conformità ai principi 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 dalla Commissione Europea (di seguito, complessivamente, anche "IFRS").

I principi e criteri contabili applicati nel presente Bilancio consolidato sono conformi a quelli adottati nella predisposizione secondo gli IFRS dei saldi di apertura al 1° gennaio 2004, del Conto economico dell'esercizio 2004 e dello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2004 come indicato nella nota 45 "Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)", cui si rinvia anche per le scelte adottate dal Gruppo in sede di prima applicazione.

Base di presentazione Il Bilancio consolidato è costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico, dal Rendiconto finanziario, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative Note di commento.

Si specifica che 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 e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

Uso di stime

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS, 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, per obsolescenza di magazzino, 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.

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 bilanci delle società controllate sono 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 collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo Enel ha un'influenza notevole. Tali partecipazioni sono inizialmente rilevate al costo di acquisto e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono riconosciuti 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 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.

Procedure di consolidamento

Tutti i bilanci delle partecipate utilizzati per la predisposizione del Bilancio consolidato sono stati redatti al 31 dicembre 2005.

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, se significativo. Gli utili e le perdite non realizzate con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdita di valore.

Conversione delle poste in valuta

I bilanci di ciascuna società consolidata sono redatti utilizzando la valuta funzionale relativa al contesto economico in cui ciascuna società opera.

In tali bilanci, tutte 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 di 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 dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato, i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa 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 che approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni. Le relative differenze di cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è successivamente rilevata a Conto economico al momento della cessione della partecipazione.

Aggregazioni di impresa

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.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (Aggregazioni di imprese) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente il 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento derivante da acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al valore registrato a tale titolo nell'ultimo Bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti principi 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.

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.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data del 1° gennaio 2004 (la data di transizione) o in periodi precedenti, sono rilevati sulla base del costo rivalutato, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

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 inizia 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) (2)}	40 anni
Centrali geotermoelettriche ⁽³⁾	20 anni
Centrali con fonti energetiche alternative ⁽⁴⁾	20 anni
Linee di trasporto	40 anni
Stazioni di trasformazione	32-42 anni
Reti di distribuzione a media e bassa tensione	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.

(2-4) Vita utile riflessa dal 1° gennaio 2005, in precedenza era pari a (2) 20 anni; (3) 12,5 anni; (4) 21,3 anni. Per ulteriori dettagli si rinvia alla nota n. 17.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Enel è concessionaria del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati.

La concessione, attribuita dal Ministero delle Attività Produttive, 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 di Enel 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.

Analogo trattamento contabile è applicato alle reti di distribuzione del gas asservite alle concessioni comunali.

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti a 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.

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.

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 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 rappresentata tra le passività finanziarie. I beni in locazione finanziaria sono ammortizzati in base alla 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*.

Immobilizzazioni immateriali

Le *attività immateriali*, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo e presentate al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti 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 nel seguito. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Le immobilizzazioni materiali e immateriali con vita definita sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile dell'avviamento e delle attività immateriali con vita indefinita, quando presenti, nonché quello delle immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'uso è invece stimato annualmente.

Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto 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. 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 suo 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 non esiste 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.

Strumenti finanziari **Titoli di debito**
I titoli di debito per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della Società di essere mantenuti 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.
I titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione (*held for trading*) 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 e collegate e le altre attività finanziarie (se classificate come "disponibili per la vendita") sono valutate al *fair value* con imputazione di eventuali utili o perdite direttamente a patrimonio netto o a Conto economico (se classificate come "fair value con imputazione a Conto economico"). Al momento della cessione delle partecipazioni 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 non sono ripristinate.

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 del periodo.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono iscritti al costo ammortizzato.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte inizialmente alla data di regolamento e valutate 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.

Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*), essi sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a Conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente imputate a Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura 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 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.

Tutti gli utili e le perdite attuariali al 1° gennaio 2004, data di passaggio agli IFRS, sono stati rilevati in bilancio. Successivamente al 1° gennaio 2004, gli utili o le perdite attuariali non rilevati 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.

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 applicabile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario. Se la passività è relativa ad attività materiali (per es., smantellamento e ripristino siti), 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. Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico del periodo in cui avviene la variazione.

Contributi

I contributi, sia da enti pubblici sia da terzi privati, sono rilevati al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti e che saranno soddisfatte le condizioni previste per l'ottenimento degli stessi. I contributi ricevuti a fronte di specifiche spese sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico con un criterio sistematico lungo lo stesso periodo in cui maturano i costi cui sono correlati. I contributi ricevuti 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 in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono.

I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

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;
- > i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- > i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana, e di organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento.

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 ricavi 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 tributari al netto degli acconti versati, 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 di periodo.

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 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.

2. Risk management

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 minimizzare tali rischi Enel 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 principi contabili per il trattamento in "*hedge accounting*" sono designate "di copertura", mentre quelle che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi sono classificate "*di trading*". Enel non stipula contratti derivati a fini speculativi.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

- > derivati di *cash flow hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile;
- > derivati di *fair value hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione del *fair value* di passività a tasso fisso;
- > 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.

Il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati relativamente ai derivati su tassi e ai finanziamenti oggetto di *fair value hedge*. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato 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 mercati sia regolamentati sia non regolamentati. Relativamente ai "Contratti

per differenza”, 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 nel periodo di riferimento.

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. Enel considera trascurabile il rischio di credito sul portafoglio derivati in quanto la gestione delle operazioni avviene esclusivamente utilizzando primari istituti di credito nazionali e internazionali frazionando la relativa opportunità tra i diversi istituti.

La gestione del 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*.

Normalmente tali 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.

Il valore di mercato complessivo dei derivati su tassi di interesse di *cash flow hedge*, al 31 dicembre 2005, risulta negativo per 261 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono indicati gli oneri finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati:

Oneri finanziari netti attesi su derivati su tassi di *cash flow hedge*

2006	2007	2008	2009	2010	Oltre
62	45	41	25	21	91

La gestione del 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 *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.

La gestione del rischio prezzo *commodity*

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati e in particolare *swap* e *future*.

Con riguardo agli acquisti di combustibili per la generazione di energia elettrica nonché agli acquisti di gas per la vendita, l'esposizione al rischio derivante dalla variazione del prezzo delle *commodity* cui i relativi contratti sono indicizzati è gestita mediante operazioni di copertura. La quantificazione globale del rischio è effettuata scomponendo i contratti che generano esposizione nelle componenti di indicizzazione e riaggregando tali componenti su fattori di rischio omogenei e gestibili sul mercato. Con riferimento ai "Contratti per differenza a una via", l'Acquirente Unico si copre dalle oscillazioni del prezzo dell'energia approvvigionata sulla Borsa e destinata al mercato vincolato. Il meccanismo di funzionamento dei contratti a una via prevede che, nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo *strike*, siano corrisposte all'Acquirente Unico le differenze tra PUN e prezzo *strike*. Nel caso in cui il PUN sia inferiore o uguale al prezzo *strike*, le differenze non sono regolate dall'Acquirente Unico. In entrambi i casi l'Acquirente Unico corrisponde a Enel un premio fisso pari all'importo aggiudicato all'asta per il prodotto di riferimento. Per i "Contratti per differenza a due vie", le differenze sono regolate a favore dell'Acquirente Unico nel caso in cui il PUN superi il prezzo *strike*, a favore di Enel nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso.

In relazione all'energia venduta in Borsa, per il rischio residuo non stabilizzato mediante "Contratti per differenza a due vie", Enel ha sviluppato una strategia di gestione basata sulla valutazione della propria esposizione alla variazione del prezzo di Borsa, in funzione dell'andamento dei costi di generazione in Italia. La misurazione di tale esposizione è altresì armonizzata sulla base dell'efficacia delle strategie di copertura attivate.

L'attuale sistema regolatorio consente inoltre ai produttori di vendere elettricità a clienti idonei sul mercato libero mediante negoziazioni bilaterali. Tali tipi di contratti sono stipulati da Enel con riferimento sia a prezzi fissi sia a prezzi variabili. L'esposizione derivante dalla possibile fluttuazione dei prezzi è gestita mediante strumenti derivati.

Nell'ambito, infine, delle attività commerciali legate al processo di approvvigionamento di combustibili per la generazione termoelettrica e alla vendita di energia elettrica e 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.

Nelle Note di commento sono riportati, per ciascun tipo di designazione, il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere al 31 dicembre 2005, raggruppati in attività e passività finanziarie correnti e non correnti.

3. Variazioni area di consolidamento

Rispetto all'esercizio 2004, l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > cessione della società NewReal (settore Immobiliare) in data 14 luglio 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Ottogas Rete e Ottogas Vendita (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 15 settembre 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Italgestioni e Italgestioni Gas (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 14 dicembre 2004;
- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (distribuzione e vendita di elettricità in Romania) in data 28 aprile 2005;
- > cessione del 62,75% del capitale sociale di Wind in data 11 agosto 2005 e suo deconsolidamento con iscrizione della partecipazione residua del 37,25% tra le attività finanziarie non correnti;
- > cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna e suo deconsolidamento a decorrere dal 15 settembre 2005.

Con riferimento all'acquisizione del 51% del capitale sociale delle società Electrica Banat ed Electrica Dobrogea, il valore complessivo dell'operazione è risultato pari a 131 milioni di euro. Nella tabella seguente sono riportate le attività e passività acquisite.

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	305
Attività immateriali	3
Crediti commerciali e rimanenze	57
Cassa e disponibilità liquide equivalenti e altre attività correnti	133
Totale attività	498
Debiti commerciali	(61)
Altre passività finanziarie e altre passività correnti	(91)
Fondi diversi e altri debiti	(191)
Totale passività	(343)
Totale attività nette acquisite	155
Avviamento negativo	(24)
Valore dell'operazione al 31 dicembre 2005	131
> di cui a passività finanziaria corrente	(15)
EFFETTO CASSA AL 31 DICEMBRE 2005	116

L'avviamento negativo pari a 24 milioni di euro è stato imputato a Conto economico nell'esercizio 2005.

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

Risultati di settore 2005

Milioni di euro	Continuing operations					Discontinued operations					TOTALE
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	12.518	20.081	374	872	214	34.059	711	2.604	(62)	3.253	37.312
Ricavi intersettoriali	1.697	341	1.286	231	(3.555)	-	29	144	(173)	-	-
Totale ricavi	14.215	20.422	1.660	1.103	(3.341)	34.059	740	2.748	(235)	3.253	37.312
Margine operativo lordo	3.704	3.737	249	67	(12)	7.745	524	903	(1)	1.426	9.171
Ammortamenti e perdite di valore	1.139	959	95	14	-	2.207	118	736	-	854	3.061
Risultato operativo lordo di settore	2.565	2.778	154	53	(12)	5.538	406	167	(1)	572	6.110
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da valutazione a patrimonio netto delle partecipazioni	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	(984)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	2.147
Risultato d'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	119	2.979
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	1.153
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	4.132
Attività operative	19.622	23.154	2.927	-	(1.850)	43.853	-	-	-	-	43.853
Passività operative	4.247	9.298	2.377	-	(1.552)	14.370	-	-	-	-	14.370
Investimenti	1.027	1.692	99	11	-	2.829	142	286	-	428	3.257

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Risultati di settore 2004

Milioni di euro	Continuing operations					Discontinued operations					TOTALE
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	10.070	19.105	742	1.200	(106)	31.011	967	4.474	(2)	5.439	36.450
Ricavi intersettoriali	2.958	149	1.052	449	(4.608)	-	50	253	(303)	-	-
Totale ricavi	13.028	19.254	1.794	1.649	(4.714)	31.011	1.017	4.727	(305)	5.439	36.450
Margine operativo lordo	3.780	3.530	214	652	(105)	8.071	649	1.421	14	2.084	10.155
Ammortamenti e perdite di valore	1.249	837	108	5	2	2.201	159	3.037	6	3.202	5.403
Risultato operativo lordo di settore	2.531	2.693	106	647	(107)	5.870	490	(1.616)	8	(1.118)	4.752
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da valutazione a patrimonio netto delle partecipazioni	-	-	-	-	-	(852)	-	-	-	(467)	(1.319)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	2.116	-	-	-	(618)	1.498
Risultato d'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(967)	1.935
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	812	812
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(155)	2.747
Attività operative	18.882	20.806	3.510	-	(2.405)	40.793	4.585	12.940	-	17.525	58.318
Passività operative	3.491	8.285	3.981	-	(3.060)	12.697	571	2.181	-	2.752	15.449
Investimenti	857	1.711	112	10	-	2.690	277	868	-	1.144	3.834

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I ricavi di settore rappresentati nella precedente tabella comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata nei confronti dei costi di esercizio.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Millioni di euro

	2005	2004
Totale attivo (da Bilancio consolidato)	50.502	65.378
Attività finanziarie non correnti	2.601	358
Attività finanziarie correnti	156	57
Disponibilità liquide	476	331
Crediti di natura fiscale	3.416	6.314
Attività di settore	43.853	58.318
> di cui:		
- Generazione ed Energy Management	19.622	18.882
- Mercato, Infrastrutture e Reti	23.154	20.806
- Altre attività	2.927	3.510
- Capogruppo, elisioni e rettifiche	(1.850)	(2.405)
- Reti di Trasmissione e TLC	-	17.525
Totale passivo (da Bilancio consolidato)	31.086	46.312
Passività finanziarie non correnti	262	377
Passività finanziarie correnti	294	463
Finanziamenti a lungo e a breve termine	13.262	26.905
Debiti di natura fiscale	2.898	3.118
Passività di settore	14.370	15.449
> di cui:		
- Generazione ed Energy Management	4.247	3.491
- Mercato, Infrastrutture e Reti	9.298	8.285
- Altre attività	2.377	3.981
- Capogruppo, elisioni e rettifiche	(1.552)	(3.060)
- Reti di Trasmissione e TLC	-	2.752

5. Discontinued operations

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Risultato operativo	572	(1.118)	1.690
Oneri finanziari netti	(240)	(467)	227
Imposte sul reddito	213	(618)	831
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	119	(967)	1.086
Plusvalenze da cessione attività	1.153	812	341
RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	1.272	(155)	1.427

A seguito delle cessioni di partecipazioni in Wind e in Terna, avvenute rispettivamente l'11 agosto 2005 e il 15 settembre 2005, tali entità sono state deconsolidate a partire da queste date e i risultati economici conseguiti dalle stesse sino alle date di cessione sono rappresentati come *discontinued operations*.

Le plusvalenze del 2005 sono state realizzate essenzialmente con la cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna, mentre la plusvalenza del 2004 è relativa alla cessione del 50% del capitale sociale della stessa controllata.

Tutte le plusvalenze realizzate con le cessioni di quote del capitale sociale di Terna, sia nel 2005 sia nel 2004, sono state, quindi, riclassificate nelle *discontinued operations* per garantire una rappresentazione più coerente ai fini comparativi.

Nella tabella seguente è evidenziato il *cash flow* derivante dalla dismissione dei settori Reti di Trasmissione e Telecomunicazioni considerati come *discontinued operations*, pari a 4.456 milioni di euro.

Milioni di euro	
	2005
Immobili, impianti e macchinari, attività immateriali e avviamento	(13.922)
Altre attività non correnti nette	543
Rimanenze e crediti commerciali	(1.739)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(413)
Altre attività correnti nette	448
Debiti commerciali, fondi diversi e altri debiti	2.540
Indebitamento finanziario lordo	8.839
Attività nette cedute	(3.704)
Flusso finanziario	(4.869)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	413
Flusso di cassa netto	(4.456)

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6. Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 32.272 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	29.008	25.098	3.910
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.556	1.374	182
Ricavi da vendita di combustibili	446	894	(448)
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	656	657	(1)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	290	609	(319)
Altre vendite e prestazioni	44	42	2
Ricavi/(Oneri) netti da attività di gestione del rischio <i>commodity</i>	272	(16)	288
Totale	32.272	28.658	3.614

Il confronto tra i valori dei "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio" del 2005 e quelli del 2004 è influenzato dall'avvio (a partire dal 1° aprile 2004) della Borsa dell'energia elettrica e dell'operatività sul mercato dell'Acquirente Unico, che ha determinato un incremento sia dei ricavi sia dei costi di acquisto dell'energia; fino al 31 marzo 2004 tale energia era venduta direttamente dalle società di generazione del Gruppo a quelle di distribuzione e i relativi ricavi, così come i costi, erano elisi a livello consolidato. I valori del 2005 riflettono la crescita dei ricavi conseguiti al di fuori del territorio nazionale, sia con l'attività di *trading* internazionale sia con l'attività di generazione e distribuzione delle società estere. Le società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea, acquisite a fine aprile 2005, hanno generato ricavi per 298 milioni di euro. Inoltre, i ricavi verso la Cassa Conguaglio includono, per 100 milioni di euro, il rimborso 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 "materia prima".

I "Ricavi da vendita di combustibili" evidenziano una contrazione a seguito della diminuzione dei volumi intermediati da Enel Trade per effetto della maggiore focalizzazione della stessa sull'approvvigionamento di gas alle società del Gruppo.

I "Ricavi per lavori in corso su ordinazione" si riducono di 319 milioni di euro a seguito della contrazione delle attività verso terzi del settore Ingegneria e costruzioni.

I "Ricavi netti da attività di gestione del rischio *commodity*" si riferiscono essenzialmente ai proventi realizzati su "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico a fine 2004 e nel corso del 2005.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Proventi			
Realizzati su "Contratti per differenza"	289	-	289
Realizzati su altri contratti	113	92	21
<i>Totale proventi realizzati</i>	<i>402</i>	<i>92</i>	<i>310</i>
Da valutazione su "Contratti per differenza"	43	-	43
Da valutazione su altri contratti	48	15	33
<i>Totale proventi da valutazione</i>	<i>91</i>	<i>15</i>	<i>76</i>
Totale proventi	493	107	386
Oneri			
Realizzati su altri contratti	(188)	(103)	(85)
Da valutazione su altri contratti	(33)	(20)	(13)
Totale oneri	(221)	(123)	(98)
RICAVI/(ONERI) NETTI DA ATTIVITÀ DI GESTIONE DEL RISCHIO COMMODITY	272	(16)	288

Gli oneri realizzati includono 110 milioni di euro relativi a strumenti derivati di copertura su tassi il cui *fair value* era incluso nel precedente esercizio nell'apposita riserva di *cash flow hedge*.

7. Altri ricavi – Euro 1.787 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Partite regolatorie pregresse	338	-	338
Rimborso <i>stranded cost</i> per gas nigeriano	158	1.219	(1.061)
Plusvalenze alienazioni partecipazioni	131	13	118
Premi per continuità servizio	115	250	(135)
Altri	1.045	871	174
Totale	1.787	2.353	(566)

Gli "Altri ricavi" accolgono proventi per partite regolatorie pregresse pari a 338 milioni di euro connesse a servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. La voce accoglie inoltre proventi pari a 158 milioni di euro relativi al rimborso dei maggiori oneri connessi al gas nigeriano (151 milioni di euro nel 2004). La variazione netta dell'esercizio è riferibile essenzialmente alla rilevazione nel 2004 di proventi per complessivi 1.068 milioni di euro a seguito del riconoscimento, con decreto emesso il 6 agosto 2004 dal Ministero delle Attività Produttive, del diritto al rimborso dei costi di generazione non recuperabili e dei maggiori oneri legati al gas nigeriano sostenuti nel periodo 2000-2003 (*stranded cost*).

Costi

8. Materie prime e materiali di consumo – Euro 20.633 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Energia elettrica	14.321	10.380	3.941
Combustibili e gas	5.514	5.393	121
Materiali	798	1.027	(229)
Totale	20.633	16.800	3.833
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(665)</i>	<i>(673)</i>	<i>(8)</i>

La crescita dei costi per l'acquisto di "energia elettrica" risente del già citato avvio, a partire dal 1° aprile 2004, della Borsa dell'energia elettrica e dell'operatività sul mercato dell'Acquirente Unico, nonché dell'aumento del prezzo medio unitario.

Gli acquisti di "materiali" si riducono essenzialmente per effetto dei minori volumi di attività del settore Ingegneria e costruzioni.

9. Servizi – Euro 3.057 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Vettoriamenti passivi	1.048	1.068	(20)
Manutenzioni e riparazioni	395	347	48
Telefoniche e postali	144	133	11
Servizi da società deconsolidate	127	213	(86)
Servizi e appalti per LIC terzi	120	260	(140)
Pubblicità e stampa	62	63	(1)
Godimento beni di terzi	387	349	38
Altri	774	673	101
Totale	3.057	3.106	(49)

I costi per "Servizi" si riducono per 49 milioni di euro, essenzialmente per effetto della riduzione dei costi per prestazioni legate all'attività di ingegneria e costruzioni (-140 milioni di euro), in parte compensati da maggiori canoni di locazione connessi alla dismissione del ramo di attività immobiliare avvenuto a luglio 2004. Si evidenzia, inoltre, che, senza tener conto di rilasci futuri, l'impegno per i canoni di locazione dei prossimi cinque anni è stimabile in circa 370 milioni di euro.

10. Costo del personale – Euro 2.762 milioni

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Salari e stipendi	1.957	1.989	(32)
Oneri sociali	529	537	(8)
Trattamento di fine rapporto	111	97	14
Altri costi	165	601	(436)
Totale	2.762	3.224	(462)
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(384)</i>	<i>(300)</i>	<i>84</i>

La contrazione del costo del personale, rispetto all'esercizio precedente, è correlata principalmente alla diminuzione degli oneri per esodi incentivati, nonché alla riduzione della consistenza media del personale nell'anno. Si evidenzia che gli altri costi includono l'onere per *stock option* relativo all'esercizio 2005 per un ammontare pari a 11 milioni di euro.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2005.

	Consistenza media			Consistenza
	2005	2004	2005-2004	al 31.12.2005
Dirigenti	618	581	37	562
Quadri	4.144	4.024	120	4.103
Impiegati	29.231	29.515	(284)	28.480
Operai	19.369	17.278	2.091	18.633
Totale continuing operations	53.362	51.398	1.964	51.778
<i>Discontinued operations</i>	<i>6.722</i>	<i>10.820</i>	<i>(4.098)</i>	<i>-</i>
TOTALE	60.084	62.218	(2.134)	51.778

11. Ammortamenti e perdite di valore – Euro 2.207 milioni

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	1.918	1.990	(72)
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	138	121	17
Perdite di valore	151	90	61
Totale	2.207	2.201	6

Gli "Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali" mostrano una riduzione di 72 milioni di euro, prevalentemente per effetto della ridefinizione della vita utile economica degli impianti di generazione. L'incremento della voce "Perdite di valore", pari a 61 milioni di euro, risente dell'adeguamento al presunto valore di realizzo dei crediti commerciali.

12. Altri costi operativi – Euro 911 milioni

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	212	203	9
Oneri per acquisto certificati verdi	119	104	15
Oneri per emissione CO ₂	228	-	228
Imposte e tasse	144	158	(14)
Altri	208	318	(110)
Totale	911	783	128

L'incremento degli "Altri costi operativi", pari a 128 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile agli oneri per emissioni inquinanti prodotte in eccesso rispetto alle quote assegnate, stimati in 228 milioni di euro, in parte compensati da maggiori oneri diversi rilevati nell'esercizio precedente.

13. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (1.049) milioni

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Costo del personale	(384)	(300)	84
Materiali	(665)	(673)	(8)
Totale	(1.049)	(973)	76

Evidenziano un aumento di 76 milioni di euro conseguente alla maggiore attività di realizzazione interna di impianti essenzialmente nella Divisione Infrastrutture e Reti.

14. Proventi/(Oneri) finanziari e da partecipazioni – Euro (714) milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Proventi finanziari:			
> interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	29	49	(20)
> differenze positive di cambio	23	165	(142)
> proventi da strumenti derivati	68	29	39
> altri proventi	99	118	(19)
Totale proventi	219	361	(142)
Oneri finanziari:			
> interessi e altri oneri su indebitamento finanziario	(686)	(771)	85
> differenze negative di cambio	(52)	(143)	91
> oneri da strumenti derivati	(94)	(135)	41
> attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(112)	(134)	22
Totale oneri	(944)	(1.183)	239
Totale proventi/(oneri) finanziari	(725)	(822)	97
Proventi/(Oneri) da partecipazioni in altre imprese:			
> proventi da partecipazioni in altre imprese	11	4	7
> oneri da partecipazioni in altre imprese	-	(9)	9
Totale proventi/(oneri) da partecipazioni in altre imprese	11	(5)	16
TOTALE	(714)	(827)	113

In un quadro macroeconomico caratterizzato da un'ulteriore flessione dei tassi di interesse di mercato a lungo termine e da una sostanziale stabilità dei tassi a breve nei primi nove mesi, cui è seguito un quarto trimestre con tassi a breve in decisa ripresa, Enel ha ritenuto opportuno continuare a perseguire una strategia finanziaria concentrata sull'allungamento della vita media del debito e sulla riduzione della componente a tasso variabile. In tale contesto si è comunque registrata una diminuzione degli oneri finanziari netti di 97 milioni di euro (da 822 milioni nel 2004 a 725 milioni di euro nel 2005), anche per effetto della riduzione dell'indebitamento medio dell'anno.

15. Quota dei proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (30) milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Proventi da partecipazioni in società collegate	7	8	(1)
Oneri da partecipazioni in società collegate	(37)	(33)	(4)
Totale	(30)	(25)	(5)

Gli oneri da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto dell'esercizio 2005, pari a 37 milioni di euro, sono relativi alla valutazione a patrimonio netto della quota posseduta nel capitale di Wind Telecomunicazioni, tenuto conto dell'effetto positivo emergente dalla valutazione al *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali ed esercitata nel mese di gennaio 2006.

16. Imposte – Euro 1.934 milioni

Milioni di euro			
	2005	2004	2005-2004
Imposte correnti	1.398	1.328	70
Differenza su stima imposte anni precedenti	14	(14)	28
Imposte anticipate	277	459	(182)
Imposte differite	245	343	(98)
Totale	1.934	2.116	(182)

Le imposte del 2005 stimate sul reddito delle *continuing operations* sono pari a 1.934 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 40,3%. Nel 2004 le imposte erano pari a 2.116 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 42,2%. Le imposte estere nel 2005 sono pari a 43 milioni di euro (22 milioni di euro nel 2004). Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro				
	2005		2004	
<i>Risultato ante imposte</i>	4.794		5.018	
Imposte teoriche, calcolate al 33% sul risultato <i>ante</i> imposte	1.582	33,0%	1.656	33,0%
Differenze permanenti e partite minori	(12)	-0,3%	103	2,1%
Differenze su stime imposte anni precedenti	14	0,3%	(14)	-0,3%
Irap	350	7,3%	371	7,4%
Imposte sul reddito dell'esercizio	1.934	40,3%	2.116	42,2%

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Si evidenzia che le movimentazioni dei saldi patrimoniali di seguito commentati risentono, fino alla data della loro cessione o perdita di controllo, degli effetti generati dalle società incluse nel perimetro di consolidamento al 1° gennaio 2005 e successivamente deconsolidate.

Attivo

Attività non correnti

17. Immobili, impianti e macchinari – Euro 30.188 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2004 e 2005 sono i seguenti:

Milioni di euro	Investim.	Passaggi in esercizio	Ammort.	Variazione area di consolidam.	Differenze cambio	Dismiss. ordinarie e altri movimenti		
	al 01.01.2004						al 31.12.2004	
Terreni	865	1	4	-	(69)	-	(450)	351
Fabbricati	4.620	66	70	(168)	(1.345)	-	400	3.643
Impianti e macchinari	29.395	2.067	1.235	(2.639)	154	(17)	(72)	30.123
Attrezzature industriali e commerciali	134	17	-	(26)	(1)	-	(23)	101
Altri beni	386	82	11	(120)	-	-	(36)	323
Migliorie su immobili di terzi	109	20	8	(41)	-	-	(8)	88
Totale beni in esercizio	35.509	2.253	1.328	(2.994)	(1.261)	(17)	(189)	34.629
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.141	1.285	(1.328)	-	(12)	-	(13)	2.073
TOTALE	37.650	3.538	-	(2.994)	(1.273)	(17)	(202)	36.702

Milioni di euro	Investim.	Passaggi in esercizio	Ammort. ⁽¹⁾	Variazione area di consolidam.	Differenze cambio	Dismiss. ordinarie e altri movimenti		
	al 31.12.2004						al 31.12.2005	
Terreni	351	1	2	-	(16)	1	52	391
Fabbricati	3.643	64	48	(210)	(325)	-	133	3.353
Impianti e macchinari	30.123	1.743	766	(2.191)	(6.329)	245	(211)	24.146
Attrezzature industriali e commerciali	101	16	1	(24)	(10)	-	(4)	80
Altri beni	323	56	15	(101)	(119)	-	(23)	151
Migliorie su immobili di terzi	88	13	10	(35)	(59)	-	10	27
Totale beni in esercizio	34.629	1.893	842	(2.561)	(6.858)	246	(43)	28.148
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.073	1.144	(842)	-	(600)	1	264	2.040
TOTALE	36.702	3.037	-	(2.561)	(7.458)	247	221	30.188

(1) Includono i settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento per 643 milioni di euro.

Le immobilizzazioni includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 2.772 milioni di euro, prevalentemente riferibili agli impianti di produzione idroelettrici (2.722 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce alle seguenti operazioni:

- > deconsolidamento dei settori Reti di Trasmissione e Telecomunicazioni, a seguito della cessione avvenuta nel corso del 2005 della maggioranza dei pacchetti azionari di Terna e Wind (-7.823 milioni di euro);
- > acquisizione di Electrica Banat e di Electrica Dobrogea (+305 milioni di euro);
- > acquisizione di nuove società negli Stati Uniti (+35 milioni di euro);
- > acquisizione di Metanodotti Padani e Metanodotti Trentini (+25 milioni di euro).

Con riferimento agli "Ammortamenti", nel 2005 si è completato uno specifico studio sulla vita fisica ed economica di alcuni impianti di generazione situati in Italia, tenendo anche conto dei piani di utilizzo degli stessi in funzione del pianificato cambiamento del ruolo produttivo svolto all'interno del parco impianti. Tale studio ha comportato in alcuni casi un prolungamento e in taluni altri una riduzione della vita utile rispetto a quella utilizzata sino alla fine dell'esercizio precedente. L'effetto di tale revisione ha comportato complessivamente minori ammortamenti per circa 100 milioni di euro al lordo del relativo effetto fiscale.

L'incremento della voce "Dismissioni ordinarie e altri movimenti" è imputabile principalmente all'uso di materiali destinati all'attività di costruzione e manutenzione delle reti di distribuzione, in precedenza classificati tra i beni merce, all'apporto di terreni e fabbricati in Dalmazia Trieste a seguito dell'operazione di scissione della società Immobiliare Foro Bonaparte, oltre a rettifiche di valore per la conversione di saldi espressi in valuta estera.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Nelle seguenti tabelle vengono riportati i valori lordi al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 delle immobilizzazioni materiali, i relativi fondi ammortamento e i valori netti che ne derivano, nonché la classificazione per destinazione d'uso delle stesse.

Milioni di euro	Valore lordo	Fondo ammortamento	Valore netto
Impianti di produzione: ⁽¹⁾			
> termoelettrici	17.654	10.745	6.909
> idroelettrici	8.220	3.820	4.400
> geotermoelettrici	1.772	1.051	721
> con fonti energetiche alternative	474	105	369
Totale impianti di produzione	28.120	15.721	12.399
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	7.475	3.517	3.958
Reti di distribuzione energia	36.275	24.856	11.419
Reti di telecomunicazioni	5.616	2.530	3.086
Reti di distribuzione gas	2.708	1.036	1.672
Immobili sedi di cabine primarie e secondarie	1.253	648	605
Immobili sedi di uffici, magazzini, ecc. ⁽²⁾	1.025	254	771
Attrezzature e altri beni	2.206	1.487	719
Totale beni in esercizio	84.678	50.049	34.629
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.073	-	2.073
TOTALE AL 31.12.2004	86.751	50.049	36.702

Milioni di euro	Valore lordo	Fondo ammortamento	Valore netto
Impianti di produzione: ⁽¹⁾			
> termoelettrici	17.951	11.430	6.521
> idroelettrici	8.361	3.939	4.422
> geotermoelettrici	1.726	1.093	633
> con fonti energetiche alternative	706	140	566
Totale impianti di produzione	28.744	16.602	12.142
Reti di distribuzione energia	37.330	25.048	12.282
Reti di distribuzione gas	2.655	1.029	1.626
Immobili sedi di cabine primarie e secondarie	1.289	615	674
Immobili sedi di uffici, magazzini, ecc. ⁽²⁾	988	116	872
Attrezzature e altri beni	1.542	990	552
Totale beni in esercizio	72.548	44.400	28.148
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.040	-	2.040
TOTALE AL 31.12.2005	74.588	44.400	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 2005. Tali investimenti, complessivamente pari a 3.037 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al 2004 di 501 milioni di euro principalmente per effetto del deconsolidamento di Wind e Terna.

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Impianti di produzione:			
> termoelettrici	570	455	115
> idroelettrici	206	188	18
> geotermoelettrici	84	55	29
> con fonti energetiche alternative	130	122	8
Totale impianti di produzione	990	820	170
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	133	267	(134)
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.381	1.435	(54)
Reti di distribuzione di gas	70	80	(10)
Reti di telecomunicazioni	251	680	(429)
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	212	256	(44)
TOTALE INVESTIMENTI	3.037	3.538	(501)

Gli investimenti in impianti di generazione in Italia ammontano a 768 milioni di euro con un incremento di 124 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.).

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 1.381 milioni di euro e si riducono di 54 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per gli investimenti legati al progetto "Telegestore". Nell'esercizio il programma di sostituzione dei contatori tradizionali con quelli elettronici ha riguardato circa 6,2 milioni di contatori (circa 7,4 milioni nel 2004), giungendo così a 27 milioni di contatori complessivamente sostituiti dall'avvio del progetto.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

18. Immobilizzazioni immateriali – Euro 2.182 milioni

Milioni di euro	Incrementi	Passaggi in esercizio	Differenze cambio	Variazione area di consolidam.	Ammort.	Altri movimenti	
	al 01.01.2004						al 31.12.2004
Costi di sviluppo	9	1	-	-	-	(4)	6
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	469	157	7	-	-	(228)	411
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.664	5	-	-	-	(142)	2.526
Immobilizzazioni in corso e acconti	189	117	(117)	-	(2)	-	174
Altre:							
> sviluppo software	95	-	110	-	-	(59)	126
> diverse	75	16	-	(4)	15	(16)	119
Totale altre	170	16	110	(4)	15	(75)	245
Avviamento	8.343	-	-	-	47	-	6.709
TOTALE	11.844	296	-	(4)	60	(449)	10.071

Milioni di euro	Incrementi	Passaggi in esercizio	Differenze cambio	Variazione area di consolidam.	Ammort. ⁽¹⁾	Altri movimenti	
	al 31.12.2004						al 31.12.2005
Costi di sviluppo	6	-	-	-	-	(6)	-
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	411	72	59	-	(245)	(149)	133
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.526	36	-	1	(2.410)	(96)	77
Immobilizzazioni in corso e acconti	174	97	(68)	-	(70)	-	132
Altre:							
> sviluppo software	126	11	9	-	-	(52)	105
> diverse	119	1	-	9	26	(11)	160
Totale altre	245	12	9	9	26	(63)	265
Avviamento	6.709	3	-	23	(5.120)	-	1.575
TOTALE	10.071	220	-	33	(7.819)	(308)	2.182

(1) Includono i settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento per 170 milioni di euro.

Le singole voci che costituiscono le immobilizzazioni 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 dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero per l'acquisizione della clientela. La variazione dell'area di consolidamento è riferita al deconsolidamento di Wind. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.

I costi per lo "Sviluppo software" concernono programmi applicativi in esercizio, sviluppati per uso interno e a utilizzazione pluriennale. Essi vengono ammortizzati in tre esercizi.

L'"Avviamento" è pari a 1.575 milioni di euro (6.709 milioni di euro nel 2004). La variazione del perimetro di consolidamento è riferibile interamente alla cessione del pacchetto di controllo in Wind. Le differenze di cambio sono relative all'adeguamento del valore degli avviamenti emergenti da società la cui moneta di conto è diversa dall'euro e riferibili a Enel North America ed Enel Latin America. Gli altri movimenti includono l'eccesso di costo relativo ad alcune società acquisite dal settore Gas, temporaneamente allocato in tale voce e successivamente attribuito alle altre immobilizzazioni immateriali.

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. Poiché il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato sensibilmente superiore a quello iscritto in bilancio, la modifica dei parametri utilizzati nelle valutazioni non determina impatti significativi sui risultati delle valutazioni stesse e di conseguenza sulle differenze individuate.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Di seguito viene riportata la composizione del saldo per società che lo ha generato oltre ai tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tax rate	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto		Periodo esplicito flussi di cassa
				WACC ⁽²⁾	Ke ⁽³⁾	
	al 31.12.2005					
Viesgo Generación	657	35%	no Terminal value	6,7%	-	15 anni
Electra de Viesgo Distribución	24	35%	1,5%	6%	-	10 anni
Enel Rete Gas/Enel Gas	583	38%	0%	7%	-	15 anni
Enel North America	85	40,4%	0%	6,2%	-	10 anni
Enel Latin America	73	25,5%	2%	10,9%	-	11 anni
Enel Unión Fenosa Renovables	131	35%	no Terminal value	-	9,3%	20 anni
Maritza	15	15%	no Terminal value	-	10,2%	17 anni
Wisco	7	39%	no Terminal value	-	7,5%	20 anni
Totale	1.575					

(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.

19. Attività per imposte anticipate – Euro 1.778 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	al 31.12.2004	Increment./(Decrem.) con imputazione a Conto economico ⁽¹⁾	Altri movimenti	Variazione area di consolidam.	al 31.12.2005
Natura delle differenze temporanee:					
> perdite di valore di immobilizzazioni materiali e immateriali	83	5	(1)	(19)	68
> accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	995	(251)	11	(188)	567
> perdite fiscalmente riportabili	845	(86)	(2)	(632)	125
> valutazione attività finanziarie	164	(11)	36	(37)	152
> altre partite	866	23	5	(28)	866
Totale	2.953	(320)	49	(904)	1.778

(1) Includono 43 milioni di euro di decremento relativi ai settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento.

La variazione delle imposte anticipate deriva essenzialmente dai seguenti fenomeni:

- > rilevazione della fiscalità di competenza dell'esercizio 2005 (247 milioni di euro) riferita a precedenti perdite di valore di partecipazioni la cui deducibilità è differita in più esercizi;
- > decremento netto (86 milioni di euro) dovuto a perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi riferite principalmente a Wind sino alla data del suo deconsolidamento;
- > decremento nella variazione di perimetro essenzialmente riconducibile al deconsolidamento della società Wind (852 milioni di euro).

Gli altri movimenti includono essenzialmente l'effetto fiscale rilevato direttamente a patrimonio netto della valutazione al *fair value* di strumenti derivati di copertura e di altre attività finanziarie (36 milioni di euro).

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate per le perdite fiscali pregresse di due *holding* di partecipazioni site, rispettivamente, in Olanda e Lussemburgo (660 milioni di euro), in quanto i relativi regimi fiscali qualificano come non imponibili i previsti ricavi (dividendi) delle medesime società.

20. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 1.797 milioni

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro	Quota %		Quota %		2005-2004
	al 31.12.2005		al 31.12.2004		
Wind Telecomunicazioni SpA	1.728	37,25%	-	-	1.728
Gesam SpA	14	40,00%	13	40,00%	1
Idrosicilia SpA	9	40,00%	-	-	9
Cesi SpA	7	25,92%	10	40,92%	(3)
Immobiliare Foro Bonaparte SpA	-	-	95	49,00%	(95)
Leasys SpA	-	-	13	49,00%	(13)
Idrolatina Srl	-	-	8	46,88%	(8)
Brindisi LNG SpA	-	-	8	50,00%	(8)
Altre	39	-	43	-	(4)
Totale	1.797		190		1.607

L'incremento netto di 1.607 milioni di euro si riferisce ai seguenti principali fenomeni:

- > iscrizione e valutazione secondo il metodo del patrimonio netto in tale voce di bilancio della quota azionaria residua di Wind dopo la cessione del 62,75% delle azioni, avvenuta nel corso del 2005;
- > eliminazione del valore della partecipazione in Immobiliare Foro Bonaparte a seguito della scissione con beneficiaria Dalmazia Trieste;
- > cessione delle partecipazioni in Leasys, Idrolatina e Brindisi LNG;
- > cessione del 20% della società Idrosicilia con conseguente iscrizione e valutazione a patrimonio netto della quota residua;
- > diminuzione della quota di partecipazione in Cesi a seguito dell'avenuto deconsolidamento di Terna.

21. Attività finanziarie non correnti – Euro 836 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Partecipazioni in altre imprese	594	69	525
Crediti verso imprese collegate e altre partecipate	34	-	34
Acconto per acquisizione di Slovenské Elektrárne	168	-	168
Crediti finanziari verso istituti finanziari	27	1.595	(1.568)
Derivati di <i>cash flow hedge</i> e <i>fair value hedge</i>	11	44	(33)
Altre partite	2	68	(66)
Totale	836	1.776	(940)

Le "Partecipazioni in altre imprese", sono valutate al *fair value*, se determinabile, o altrimenti al costo. In particolare, per le società quotate tale *fair value* è stato determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura del bilancio. Il *fair value* delle società non quotate è stato determinato a seguito di una valutazione ritenuta attendibile degli elementi patrimoniali rilevanti.

Milioni di euro	Quota %		Quota %		2005-2004
	al 31.12.2005		al 31.12.2004		
Weather Investments	286	5,20%	-	-	286
Terna	213	5,12%	-	-	213
Red Eléctrica Española	35	1,00%	15	1,00%	20
LaGeo	25	12,50%	25	12,50%	-
Echelon	20	7,54%	16	7,28%	4
Tri Alpha Energy	7	6,74%	-	-	7
Sheldon Springs Hydro Associates	-	-	8	1,00%	(8)
Altre	8	-	5	-	3
Totale	594		69		525

L'incremento, pari a 525 milioni di euro, si riferisce all'iscrizione del 5,1% della partecipazione in Terna e del 5,2% di Weather Investments. Si segnala che il restante 1,02% della partecipazione in Terna è stato classificato tra le partecipazioni dell'attivo corrente a seguito dell'esercizio, avvenuto nel mese di gennaio 2006, del diritto di attribuzione di azioni gratuite (c.d. "*bonus share*"), spettante agli aderenti all'offerta pubblica di azioni Terna effettuata da Enel nel giugno 2004.

Tra le attività finanziarie non correnti, si evidenzia il deposito effettuato per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské Elektrárne. Il corrispettivo per tale acquisizione, tenuto conto del *fair value* degli asset da questa posseduti, è stato determinato in 840 milioni di euro a fronte del quale Enel ha effettuato il suddetto deposito. Il perfezionamento dell'acquisizione è previsto entro il primo semestre 2006.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I "Crediti finanziari verso istituti finanziatori" hanno registrato una diminuzione di 1.568 milioni di euro per effetto dell'estinzione integrale del deposito "in pegno" vantato da Enel SpA verso un primario istituto finanziatore italiano, sorto nel corso del 2003 nell'ambito della rinegoziazione di una linea di credito di 1.500 milioni di euro erogata nel 2001 a Wind.

Con riferimento ai contratti derivati, classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		2005-2004
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	al 31.12.2005	al 31.12.2004	
Derivati <i>cash flow hedge</i> :					
> tassi	327	327	11	5	6
Derivati <i>fair value hedge</i> :					
> tassi	-	1.200	-	39	(39)
Totale	327	1.527	11	44	(33)

I derivati su tassi di *fair value hedge*, presenti al 31 dicembre 2004 per un valore nozionale di 1.200 milioni di euro, erano relativi alla copertura di un finanziamento a tasso fisso di Terna.

22. Altre attività non correnti – Euro 975 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Crediti tributari >12 mesi	-	16	(16)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	847	-	847
Altri crediti a lungo termine:			
> anticipi a fornitori	6	2	4
> acconti d'imposta su TFR	19	33	(14)
> depositi cauzionali	-	5	(5)
> prestiti ai dipendenti	44	52	(8)
> altri crediti	59	46	13
Totale	128	138	(10)
TOTALE	975	154	821

I crediti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico riflettono la quota esigibile dopo il 31 dicembre 2006 dei rimborsi riconosciuti al Gruppo per i costi di generazione elettrica non recuperabili e per i maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria.

Attività correnti

23. Rimanenze – Euro 884 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
> combustibili	585	590	(5)
> materiali, apparecchi e altre giacenze	115	499	(384)
Totale	700	1.089	(389)
Immobili destinati alla vendita	166	208	(42)
Prodotti finiti e merci	-	44	(44)
Acconti	18	4	14
TOTALE	884	1.345	(461)

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.

La riduzione delle altre giacenze di materie prime, sussidiarie e di consumo è correlabile principalmente all'utilizzo di materiali destinati all'attività di costruzione e manutenzione delle reti di distribuzione (282 milioni di euro).

Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo e sono costituiti in massima parte da immobili a uso civile. Il decremento è connesso alle vendite effettuate nel corso dell'esercizio.

Le giacenze di prodotti finiti al 31 dicembre 2004 comprendevano le apparecchiature telefoniche destinate alla vendita di Wind.

24. Crediti commerciali – Euro 8.316 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Clienti:			
> vendita e trasporto di energia elettrica	6.850	5.532	1.318
> distribuzione e vendita di gas ai clienti finali	611	516	95
> altre attività	506	652	(146)
Totale	7.967	6.700	1.267
Crediti commerciali per servizi di telecomunicazione e trasmissione	-	1.212	(1.212)
Crediti commerciali verso collegate	290	19	271
Crediti per lavori in corso su ordinazione	59	96	(37)
TOTALE	8.316	8.027	289

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'incremento dei crediti commerciali riflette principalmente l'aumento di crediti per vendita e trasporto di energia elettrica e gas e il consolidamento delle società di distribuzione rumene, al netto della variazione del perimetro relativa alla cessione di Wind e Terna.

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 347 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 486 milioni di euro che includeva 305 milioni di euro relativi alle Telecomunicazioni. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 01.01.2004	328
Accantonamenti	241
Utilizzi	(83)
Totale al 31.12.2004	486
Accantonamenti	188
Utilizzi	(29)
Variazione area di consolidamento	(305)
Altri movimenti	7
Totale al 31.12.2005	347

25. Crediti tributari – Euro 789 milioni

I crediti tributari al 31 dicembre 2005 ammontano a 789 milioni di euro e si riferiscono principalmente a crediti per imposte dirette per 568 milioni di euro. In tale importo è compreso, per 488 milioni di euro, il credito per IRES derivante dall'applicazione del consolidato fiscale nazionale che verrà compensato con quanto risulterà dovuto a titolo di acconto nel corso del 2006.

26. Attività finanziarie correnti – Euro 569 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Crediti per anticipazioni di <i>factoring</i>	374	391	(17)
Contratti derivati	115	27	88
Altri titoli	28	32	(4)
Partecipazioni	43	2	41
Altri	9	57	(48)
Totale	569	509	60

La riduzione di 17 milioni di euro evidenziata nei crediti finanziari rappresentati da anticipazioni su operazioni di *factoring* è dovuta principalmente alla riduzione dei saldi scontati dai fornitori anche per effetto del decremento dei debiti commerciali.

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 31.12.2005	al 31.12.2004	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Derivati cash flow hedge:					
> tassi	60	4	-	-	-
> cambi	1	100	-	7	(7)
> commodity	1.372	-	57	-	57
Totale	1.433	104	57	7	50
Derivati di trading:					
> tassi	60	60	1	2	(1)
> cambi	703	361	9	4	5
> commodity	7.179	5.690	48	14	34
Totale	7.942	6.111	58	20	38
TOTALE	9.375	6.215	115	27	88

I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > "Contratti per differenza a due vie" con un valore nozionale di 1.372 milioni di euro e un *fair value* di 57 milioni di euro;
- > "Contratti per differenza a una via" il cui valore nozionale risulta pari a 6.266 milioni di euro con un *fair value* di 43 milioni di euro;
- > Contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili, energia e metalli per un valore nozionale di 913 milioni di euro e un *fair value* di 5 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2004 i "Contratti per differenza", esclusivamente "a una via", presentavano un valore nozionale di 5.133 milioni di euro con un *fair value* pari a zero ed erano in essere contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili ed energia per un valore nozionale di 557 milioni di euro con un *fair value* di 14 milioni di euro.

La voce "Partecipazioni" si riferisce interamente alla valutazione al *fair value* dell'1,02% della partecipazione in Terna relativa alla quota riconosciuta agli azionisti a titolo gratuito (c.d. "bonus share").

27. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 476 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitino il pieno utilizzo, con l'eccezione di 24 milioni di euro, prevalentemente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese da Enel North America.

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Depositi bancari	432	322	110
Depositi postali	40	7	33
Denaro e valori in cassa	4	2	2
Totale	476	331	145

28. Altre attività correnti – Euro 1.712 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Cassa Conguaglio Settore Elettrico	816	1.682	(866)
Crediti verso il personale	9	10	(1)
Verso altri	887	774	113
Totale	1.712	2.466	(754)

I crediti a breve verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico a fine esercizio sono pari a 816 milioni di euro e comprendono per 169 milioni di euro il credito per il rimborso degli *stranded cost* il cui incasso è previsto entro la fine del 2006.

Tenuto conto anche della quota di crediti classificata a lungo termine (847 milioni di euro), i crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico ammontano complessivamente a 1.663 milioni di euro e sono parzialmente compensati da debiti per 406 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Passivo

Patrimonio netto del Gruppo

29. Patrimonio netto del Gruppo – Euro 19.057 milioni

Nel 2005 sono state esercitate n. 53.549.782 opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2001, 2002, 2003 e 2004. L'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 339 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'aumento del capitale sociale per 53 milioni di euro e della riserva sovrapprezzo azioni per 286 milioni di euro. Inoltre, in relazione alle opzioni esercitate, la riserva sovrapprezzo azioni si è incrementata di ulteriori 17 milioni di euro per effetto della riclassifica dalla specifica riserva per *stock option*.

Capitale sociale – Euro 6.157 milioni

Il capitale sociale è rappresentato da 6.157.071.646 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 31 dicembre 2005, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 21,4% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 10,2% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Altre riserve – Euro 4.219 milioni

Riserva per sovrapprezzo azioni – Euro 511 milioni

La movimentazione dell'anno è relativa all'esercizio nel corso del 2005 delle *stock option* da parte dei dirigenti beneficiari.

Riserva legale – Euro 1.453 milioni

Riserve di legge – Euro 2.215 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 i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47, del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro 40 milioni

L'incremento dell'esercizio è dovuto agli effetti dell'apprezzamento della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Utili e perdite accumulati – Euro 5.955 milioni

Includono 130 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 132 milioni di euro relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Passività non correnti**30. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 11.902 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.

L'indebitamento a lungo termine in essere al 31 dicembre 2005 comprende 1.370 milioni di euro di obbligazioni garantite dallo Stato italiano (1.412 milioni di euro a fine 2004) e finanziamenti bancari garantiti dallo Stato italiano pari a 91 milioni di euro (133 milioni di euro a fine 2004).

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2005 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Quote con scadenza			Quote con scadenza nel				
				Saldo contabile	oltre 12 mesi	Quota corrente	2006	2007	2008	2009	2010
		al 31.12.2005		al 31.12.2004							
Obbligazioni:											
> tasso fisso quotate	2006-2033	5.621	5.663	7.200	5.396	225	-	997	-	100	4.299
> tasso variabile quotate	2006-2012	799	802	402	633	166	-	50	86	100	397
> tasso fisso non quotate	2006-2008	94	118	163	58	36	-	58	-	-	-
> tasso variabile non quotate	2006-2032	1.933	1.933	1.851	1.912	21	22	21	330	79	1.460
> tasso fisso da Org. Comunitari	2006-2009	77	77	116	41	36	31	9	1	-	-
> tasso var. da Org. Comunitari	2006-2009	6	6	9	3	3	1	1	1	-	-
Totale		8.530	8.599	9.741	8.043	487	54	1.136	418	279	6.156
Finanziamenti bancari:											
> tasso fisso	2006-2015	80	80	89	71	9	6	6	6	6	47
> tasso variabile	2006-2023	777	791	8.056	587	190	55	111	55	61	305
> tasso fisso da Org. Comunitari	2006-2009	86	86	121	56	30	30	12	14	-	-
> tasso var. da Org. Comunitari	2006-2018	2.238	2.238	3.307	2.068	170	164	209	209	209	1.277
Totale		3.181	3.195	11.573	2.782	399	255	338	284	276	1.629
Finanziamenti non bancari:											
> tasso fisso	2006-2026	138	138	131	96	42	12	14	8	7	55
> tasso variabile	2006-2020	53	53	243	46	7	2	2	2	2	38
Totale		191	191	374	142	49	14	16	10	9	93
TOTALE		11.902	11.985	21.688	10.967	935	323	1.490	712	564	7.878

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 527 milioni di euro relativo alle obbligazioni in portafoglio. In particolare, la Capogruppo detiene obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" per un importo di 492 milioni di euro, mentre Enel.Re detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 35 milioni di euro.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo	Saldo	Valore	Tasso di	Tasso di
	contabile	contabile	nozionale	interesse	interesse
	al 31.12.2004	al 31.12.2005	al 31.12.2005	in vigore	effettivo
Euro	20.878	11.444	11.503	3,83%	3,84%
Dollari USA	212	185	185	6,49%	6,57%
Sterline inglesi	63	62	62	5,86%	5,86%
Franchi svizzeri	30	22	22	6,70%	6,70%
Yen	116	109	133	1,41%	1,51%
Real brasiliani	332	-	-	-	-
Altre valute	57	80	80	8,79%	8,79%
Totale valute non euro	810	458	482		
TOTALE	21.688	11.902	11.985		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore	Variazione		Differenze		Valore
	nozionale	Rimborsi	area di consolid.	Nuove emissioni	negative di cambio	
	al 31.12.2004					al 31.12.2005
Obbligazioni	9.782	(880)	(1.390)	1.087	-	8.599
Finanziamenti bancari	11.672	(2.756)	(6.525)	664	140	3.195
Finanziamenti non bancari	374	(22)	(191)	8	22	191
Totale indebitamento finanziario a lungo	21.828	(3.658)	(8.106)	1.759	162	11.985

Rispetto al 31 dicembre 2004 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso una diminuzione di 9.843 milioni di euro, di cui 3.658 milioni di euro riferiti a rimborsi, 1.759 milioni di euro relativi a nuove accensioni, 8.106 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento e 162 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio (di cui 125 milioni di euro relativi all'indebitamento in real brasiliani in capo alle società brasiliane TSN e Novatrans controllate da Terna e a dicembre 2005 non più consolidate nel Gruppo Enel).

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La riduzione dell'indebitamento a lungo termine è da attribuire principalmente agli incassi ottenuti dalla vendita a Weather del 62,75% del capitale sociale di Wind e dalla cessione del 43,85% del capitale sociale di Terna, nonché al conseguente deconsolidamento del debito delle due società. Tra le operazioni finanziarie di maggior rilievo si annovera l'emissione, avvenuta in data 10 marzo 2005, di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, rispettivamente da 400 e 600 milioni di euro ciascuno, le cui condizioni sono qui di seguito riportate:

	<i>Tranche a 7 anni tasso variabile</i>	<i>Tranche a 7 anni tasso fisso</i>
Ammontare	400 milioni di euro	600 milioni di euro
Rimborso	In un'unica soluzione il 14 marzo 2012	In un'unica soluzione il 14 marzo 2012
Tasso di interesse	Euribor 6m + 0,10%	3,625% annuo
Prezzo di emissione	100,00	99,836
Rimborso anticipato	Non consentito	Non consentito
Borsa di quotazione	Milano	Milano

Il 15 novembre è stato siglato il nuovo programma di emissione di *Medium Term Notes* lasciando invariato l'importo a 10 miliardi di euro. Il nuovo riassetto delle società finanziarie estere ha suggerito la sostituzione di Enel Investment Holding con Enel Finance International quale secondo emittente del programma di *Medium Term Notes*.

I principali rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a minori utilizzi sulle linee *revolving* a 36 mesi di Enel SpA per 1.330 milioni di euro e ad altri prestiti in scadenza, prevalentemente della Capogruppo.

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 <i>Fair value</i>		Valore contabile <i>Fair value</i>	
	al 31.12.2005		al 31.12.2004	
Obbligazioni	8.530	9.061	9.741	10.168
Obbligazioni a tasso fisso	5.792	6.235	7.484	7.909
Obbligazioni a tasso variabile	2.738	2.826	2.257	2.259
Finanziamenti bancari	3.181	3.185	11.573	11.659
Finanziamenti bancari a tasso fisso	166	173	210	223
Finanziamenti bancari a tasso variabile	3.015	3.012	11.363	11.436
Debiti verso altri finanziatori	191	191	374	375
Debiti verso altri finanziatori a tasso fisso	138	138	131	131
Debiti verso altri finanziatori a tasso variabile	53	53	243	244
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	11.902	12.437	21.688	22.202

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

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Obbligazioni	8.043	8.866	(823)
Obbligazioni a tasso fisso	5.495	6.626	(1.131)
Obbligazioni a tasso variabile	2.548	2.240	308
Finanziamenti bancari	2.782	11.101	(8.319)
Finanziamenti bancari a tasso fisso	127	156	(29)
Finanziamenti bancari a tasso variabile	2.655	10.945	(8.290)
Finanziamenti non bancari	142	324	(182)
Finanziamenti non bancari a tasso fisso	96	119	(23)
Finanziamenti non bancari a tasso variabile	46	205	(159)
Totale	10.967	20.291	(9.324)

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Obbligazioni	487	875	(388)
Obbligazioni a tasso fisso	297	858	(561)
Obbligazioni a tasso variabile	190	17	173
Finanziamenti bancari	399	472	(73)
Finanziamenti bancari a tasso fisso	39	54	(15)
Finanziamenti bancari a tasso variabile	360	418	(58)
Indebitamento verso altri finanziatori non bancari	49	50	(1)
Indebitamento verso altri finanziatori non bancari a tasso fisso	42	12	30
Indebitamento verso altri finanziatori non bancari a tasso variabile	7	38	(31)
Totale	935	1.397	(462)

Al 31 dicembre 2005 il 50% 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 da un punto di vista contabile, l'esposizione al rischio tasso di interesse a fine 2005 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 19%. Di conseguenza, si può stimare che un'eventuale crescita dei tassi di interesse di mercato di 10 centesimi di punto percentuale comporterebbe un incremento annuo degli oneri finanziari inerenti al debito e ai derivati su tassi di circa 2 milioni di euro.

31. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 2.662 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premio 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 riportati.

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 (CCNL) elettrici, 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 CCNL elettrici, 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 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.

Assistenza Sanitaria

In base al CCN dei dirigenti industriali, i dirigenti hanno diritto di usufruire di una forma di assistenza sanitaria integrativa 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 del Gruppo Enel, è erogato dall'Asem, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia.

Sconto Energia

Il CCNL per i dipendenti elettrici 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 evidenziano i relativi valori al 31 dicembre 2005:

Milioni di euro

	2005	2004
Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine		
Passività a inizio esercizio	1.696	1.887
Costo normale	83 ⁽¹⁾	90
Oneri finanziari	68 ⁽¹⁾	90
Erogazioni	(229)	(371)
Variazione area di consolidamento	(113)	-
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	(3)	-
Passività attuariale a fine esercizio	1.502	1.696
Passività a fine esercizio	1.505	1.696
Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti		
Passività a inizio esercizio	1.214	1.137
Costo normale	8 ⁽¹⁾	74
Oneri finanziari	49 ⁽¹⁾	54
Erogazioni	(53)	(51)
Variazione area di consolidamento	(61)	-
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	19	-
Passività attuariale a fine esercizio	1.176	1.214
Passività a fine esercizio	1.157	1.214

(1) Includono i settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione fino alla data del loro deconsolidamento.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Le passività di cui sopra sono esposte al netto delle attività al servizio dei piani il cui *fair value* alla fine dell'esercizio è pari a 304 milioni di euro, inclusivi di perdite attuariali non riconosciute pari a 9 milioni di euro. Il tasso di rendimento atteso utilizzato nella stima di tali attività è pari al 4,2% (5,0% nel 2004).

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2005 sono pari a 257 milioni di euro (361 milioni di euro nel 2004), di cui 117 milioni di euro per interessi registrati tra gli oneri finanziari (144 milioni di euro nel 2004) e 140 milioni di euro rilevati tra i costi del personale (49 milioni di euro riferiti a costi per prestazioni erogate nell'esercizio 2005).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	2005	2004
Tasso di attualizzazione	4,00%	4,25%
Tasso di incremento costo del lavoro	3,00%	3,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,00%

32. Fondo rischi e oneri futuri – Euro 1.267 milioni

Milioni di euro	Rilevazione a conto economico ⁽¹⁾	Variazione area di consolidam.	Utilizzi e altri movimenti		
	al 31.12.2004			al 31.12.2005	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
> contenzioso legale	382	56	(38)	(59)	341
> oneri emissioni CO ₂	-	228	-	-	228
> altri	727	171	(134)	(187)	577
Totale	1.109	455	(172)	(246)	1.146
Fondo oneri per incentivi all'esodo	295	69	(8)	(235)	121
TOTALE	1.404	524	(180)	(481)	1.267

(1) Includono i settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento con un effetto positivo per 15 milioni di euro.

Contenzioso legale

Il fondo 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

Gli altri importi accantonati si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente all'esercizio e alla trasformazione degli impianti, a controversie di carattere regolatorio, a penali e altri oneri relativi all'attività di ingegneria e costruzioni, nonché a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

Fondo oneri per incentivi all'esodo

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte vincolanti già sottoscritte o per le quali si ritiene probabile la sottoscrizione da parte dei dipendenti per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

33. Passività per imposte differite – Euro 2.464 milioni

Si forniscono in dettaglio i movimenti del "Fondo per imposte differite", per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti.

Movimentazione delle passività per imposte differite

Milioni di euro	Increment./ a conto economico ⁽¹⁾	Altri movimenti	Variazione area di consolidam.		
	al 31.12.2004			al 31.12.2005	
Natura delle differenze temporanee:					
> differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	2.100	282	20	(502)	1.900
> proventi a tassazione differita	98	(41)	-	-	57
> allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	61	(3)	39	-	97
> valutazione strumenti finanziari	12	(19)	105	(2)	96
> altre partite	241	64	-	9	314
Totale	2.512	283	164	(495)	2.464

(1) Includono i settori Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento con un effetto positivo per 38 milioni di euro.

La voce accoglie le imposte differite rilevate dalle società consolidate 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 del bene, e ai proventi a tassazione differita. Il decremento relativo alla variazione dell'area di consolidamento è imputabile essenzialmente all'uscita dal perimetro di Terna. Gli "Altri movimenti" includono principalmente l'effetto fiscale differito generato dalla valutazione al *fair value* di strumenti finanziari di copertura.

34. Passività finanziarie non correnti – Euro 262 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		2005-2004
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	al 31.12.2005	al 31.12.2004	
Derivati <i>cash flow hedge</i>:					
> tassi	3.749	6.268	262	370	(108)

I contratti derivati in essere al 31 dicembre 2005 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. Trattandosi di derivati perfettamente correlati con il finanziamento sottostante, 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 del deconsolidamento del debito di Wind e Terna.

35. Altre passività non correnti – Euro 18 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Debito verso Ferrovie dello Stato per rete TLC	-	202	(202)
Altre partite	18	16	2
Totale	18	218	(200)

Il decremento dei debiti verso Ferrovie dello Stato, in essere al 31 dicembre 2004, è dovuto al deconsolidamento di Wind.

Passività correnti

36. Finanziamenti a breve termine – Euro 1.361 milioni

Al 31 dicembre 2005 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 1.361 milioni di euro, registrando una diminuzione di 3.831 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore		Valore		Valore	
	contabile	Fair value	contabile	Fair value	contabile	Fair value
	al 31.12.2005		al 31.12.2004		2005-2004	
Debito verso banche a breve	970	970	2.560	2.562	(1.590)	(1.592)
Commercial paper	275	275	2.441	2.441	(2.166)	(2.166)
Altri debiti finanziari a breve	116	116	191	191	(75)	(75)
Totale	1.361	1.361	5.192	5.194	(3.831)	(3.833)

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine esercizio nell'ambito del programma di 1.500 milioni di euro lanciato nel 2001 da Enel Investment Holding con la garanzia di Enel SpA e il cui ammontare massimo è stato elevato a 2.500 milioni di euro nel maggio 2004. Nel novembre 2005 il programma è stato ulteriormente modificato, incrementando l'importo massimo fino a 4.000 milioni di euro e sostituendo, come emittente delle *commercial paper*, Enel Investment Holding con Enel Finance International, sempre con la garanzia di Enel SpA. Al 31 dicembre 2005 l'utilizzo del programma è pari a 275 milioni di euro. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 276 milioni di euro, è denominato in euro (per 240 milioni di euro) e in sterline (per un controvalore pari a 36 milioni di euro). Le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

37. Debiti commerciali – Euro 6.610 milioni

La voce ammonta a 6.610 milioni di euro, in diminuzione di 208 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004, e accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse. La variazione dell'esercizio è da imputarsi principalmente al deconsolidamento di Wind e Terna, in parte compensato dai maggiori debiti per acquisti di energia delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti.

38. Passività finanziarie correnti – Euro 294 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Passività finanziarie differite	176	240	(64)
Derivati di <i>trading</i> e di <i>cash flow hedge</i>	103	188	(85)
Altre partite	15	65	(50)
Totale	294	493	(199)

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		2005-2004
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	al 31.12.2005	al 31.12.2004	
Derivati <i>cash flow hedge</i>:					
> tassi	191	415	10	11	(1)
> cambi	20	40	-	2	(2)
> <i>commodity</i>	-	-	-	-	-
Totale	211	455	10	13	(3)
Derivati di <i>trading</i>:					
> tassi	610	2.109	55	86	(31)
> cambi	1.147	1.368	15	67	(52)
> <i>commodity</i>	125	18	13	12	1
> altro	-	-	10	10	-
Totale	1.882	3.495	93	175	(82)
TOTALE	2.093	3.950	103	188	(85)

I derivati di *trading* su tassi e cambi si riferiscono essenzialmente 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* si riferiscono essenzialmente a operazioni di *trading* di combustibili ed energia e presentano, al 31 dicembre 2005, un valore nozionale netto di 125 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e un *fair value* di 13 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

39. Altre passività correnti – Euro 4.218 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Acconti	121	151	(30)
Debiti tributari	199	239	(40)
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	406	512	(106)
Debiti verso istituti di previdenza	144	176	(32)
Debiti verso il personale	353	306	47
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1.755	1.728	27
Altri	1.240	1.496	(256)
Totale	4.218	4.608	(390)

I debiti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico ammontano a 406 milioni di euro con un decremento di 106 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004. La natura di tale posizione è analizzata nel commento alle voci dell'Attivo.

I debiti verso clienti per depositi cauzionali si riferiscono ad ammontari ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia, per i quali, 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.

40. Informativa sulle parti correlate

In quanto responsabile per la produzione, la distribuzione e il 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, l'Acquirente Unico, il Gestore del Sistema Elettrico (GRTN) e il Gestore del Mercato (ciascuno dei quali è interamente 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, 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 sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e dal Gestore del Sistema Elettrico (GRTN), oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della Rete Elettrica Nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della Rete Elettrica Nazionale a Terna, acquistano energia elettrica dal Gestore del Mercato e vendono energia elettrica al Gestore del Mercato sulla Borsa dell'energia elettrica e all'Acquirente Unico.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 31.12.2005		2005	
Continuing operations:				
> Acquirente Unico	653	2.199	10.150	1.160
> GRTN	200	231	1.294	1.745
> GME	1.230	210	1.159	6.308
> Poste Italiane	1	20	98	14
> Eni	2	589	1.848	123
> Terna ⁽¹⁾	378	334	292	316
Discontinued operations:				
> GRTN	-	-	-	710
> Poste Italiane	-	-	1	1
Totale	2.464	3.583	14.842	10.377

(1) I rapporti economici si riferiscono al periodo che va dalla data di deconsolidamento al 31.12.2005.

Con riferimento alle società collegate il Gruppo Enel sostiene in prevalenza oneri rappresentati da servizi di telecomunicazione, canoni di noleggio, locazione e spese di ricerca.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

Si ricorda, infine, che nell'ambito delle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale – al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione – si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto dell'operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici rispettivamente in essere al 31 dicembre 2005 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 31.12.2005		2005	
Continuing operations:				
> Wind Telecomunicazioni SpA ⁽¹⁾	291	193	134	26
> Cesì SpA	4	24	23	4
> Immobiliare Foro Bonaparte SpA ⁽²⁾	-	-	20	-
> Leasys SpA ⁽²⁾	-	-	152	2
Discontinued operations:				
> Wind Telecomunicazioni SpA ⁽¹⁾	-	-	4	-
> Cesì SpA	-	-	1	-
> Immobiliare Foro Bonaparte SpA ⁽²⁾	-	-	1	-
> Leasys SpA ⁽²⁾	-	-	10	-
> Idrolatina Srl ⁽²⁾	-	-	2	-
Totale	295	217	347	32

(1) I rapporti economici si riferiscono al periodo che va dalla data di deconsolidamento al 31 dicembre 2005.

(2) I rapporti economici si riferiscono al periodo che va dal 1° gennaio 2005 alla data di cessione.

41. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Garanzie prestate			
> Fidejussioni rilasciate a garanzia di terzi	1.244	825	419
Altri impegni			
> Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	4.013	3.642	371
- acquisti di combustibili	51.647	28.542	23.105
- forniture varie	4.111	2.101	2.010
- appalti	204	2.032	(1.828)
- altri	3	52	(49)
Totale	59.978	36.369	23.609
TOTALE	61.222	37.194	24.028

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 1.244 milioni di euro e si riferiscono per 744 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, nonché i canoni di locazione per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento a ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Gli impegni per energia elettrica si riferiscono in prevalenza a importazioni da Francia, Svizzera e Germania che, al 31 dicembre 2005, ammontano a 4.013 milioni di euro, di cui 3.686 milioni di euro relativi al periodo 2006-2010 e 327 milioni di euro al periodo 2011-2015.

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 2005 a 51.647 milioni di euro e sono così ripartiti:

Milioni di euro	Gas naturale	Olio combustibile	Carbone	Servizi logistici	Totale
Periodo:					
> 2006-2010	18.209	117	504	236	19.066
> 2011-2015	17.301	-	206	60	17.567
> 2016-2020	13.227	-	207	46	13.480
> 2021 e oltre	1.410	-	124	-	1.534
Totale	50.147	117	1.041	342	51.647

42. 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. Sino a ora, la giurisprudenza si è prevalentemente orientata per il rigetto dei ricorsi proposti. Pertanto, l'esame di tali giudizi fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi.

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 lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle porzioni di rete elettrica di proprietà o nella disponibilità della stessa, adducendo la loro presunta potenziale dannosità, nonostante gli impianti siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia.

Nell'ambito di taluni procedimenti sono state avanzate anche richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. Sotto il profilo processualistico è frequente il ricorso a procedure di urgenza, per ottenere, in via cautelare, la sospensione o la modifica delle condizioni di esercizio degli impianti da parte di coloro che risiedono in prossimità degli stessi. Tuttavia è da rilevare la tendenza positiva per Enel sull'andamento del contenzioso in questione. Sotto il profilo delle decisioni intervenute in materia, va infatti segnalato che solo in sporadici casi si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, peraltro, tutte impugnate. 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 in senso più favorevole per Enel a seguito dell'entrata in vigore della legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001) e dei relativi decreti di attuazione, il DPCM 8 luglio 2003, n. 11719 e il DPCM 8 luglio 2003, n. 11723. La nuova normativa, infatti, 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 del 2003. La nuova normativa riguarda sia le infrastrutture a bassa frequenza, quali le linee di trasmissione e distribuzione e le cabine di distribuzione, sia le infrastrutture ad alta frequenza, quali quelle utilizzate per la telefonia, inclusi i servizi di telefonia mobile. Sono previsti, inoltre, un programma di dieci anni, a partire dall'entrata in vigore della citata legge 36/2001, per il risanamento degli elettrodotti nonché la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che saranno determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi della legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Si rileva 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 36/2001), né sono state definite, ai sensi del menzionato DPCM 8 luglio 2003 (relativo agli elettrodotti), 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 trasmissione e 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".

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/forfetari, 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.

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/forfetario richiesto per il caso di interruzione della fornitura, come è stato, altresì, puntualizzato dalla stessa Autorità, con un comunicato stampa del 2 ottobre 2003; in secondo luogo, si è sostenuto che le cause dell'interruzione della fornitura di energia elettrica del 28 settembre 2003 sono riconducibili a eventi di natura eccezionale del tutto estranei alla società, quindi a essa non imputabili, con la conseguente esclusione di qualsiasi responsabilità della medesima in merito all'accaduto.

Per quanto attiene alle richieste giudiziali, prevalentemente di modesto importo, alla data del 31 dicembre 2005, risultavano pendenti circa 53.000 giudizi (quasi tutti innanzi ai Giudici di Pace della Campania e della Calabria) volti a richiedere gli indennizzi automatici/forfetari sulla base delle citate delibere dell'Autorità e delle Carte del servizio elettrico e, in alcuni casi, il risarcimento di asseriti danni (esistenziali e alla vita di relazione, nonché da interruzione della catena del freddo per deperimento di generi alimentari o interruzione di attività produttiva). Enel ritiene che il *black-out*, nelle modalità e con l'intensità con cui si è verificato, rappresenti un evento imprevisto e imprevedibile e che, conseguentemente, non possa configurarsi in capo alle società del Gruppo alcuna responsabilità. Si è sostenuto, inoltre, che "l'evento *black-out*" non rientra – per i motivi già esposti – tra quelli per cui è previsto l'indennizzo in base al contratto di fornitura di energia elettrica o alle delibere dell'Autorità. Nell'ambito del contenzioso in esame, al 31 dicembre 2005 sono state emanate dai Giudici di Pace circa 7.000 sentenze, con prevalenza per quelle di accoglimento della domanda di risarcimento, i cui oneri potranno essere almeno parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In ogni caso, Enel Distribuzione ha prontamente proposto appello avverso le sentenze sfavorevoli innanzi al competente Tribunale e, con sentenza del 6 febbraio 2006, il Tribunale di Santa Maria Capua Vetere, sez. di Marcianise ha radicalmente riformato la sentenza del Giudice di Pace di Marcianise, accogliendo l'appello proposto da Enel. Con ampia motivazione, il Tribunale ha conclusivamente rigettato le domande del cliente perché non risultava provato alcun danno da parte del medesimo e ha ritenuto assorbiti gli altri motivi di appello proposti, sui quali non si è quindi pronunciato. La decisione è di particolare importanza anche perché dinanzi al Giudice di Pace di Marcianise pendono oltre 7.000 procedimenti.

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 per 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 per non essere 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 di primo e secondo grado con contestuale richiesta della sospensione della sua efficacia; l'istanza di sospensione 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; l'udienza per la discussione del ricorso è fissata al 18 maggio 2006.

Per questi stessi ambiti contributivi l'INPS, con messaggio del 5 agosto 2005, ha comunicato che il termine del 16 agosto 2005 inizialmente fissato nella stessa circolare per la regolarizzazione del periodo pregresso veniva differito alla data del 30 settembre 2005. Tale termine è stato ulteriormente prorogato al 31 ottobre e, successivamente, al 30 novembre e, infine, al 31 dicembre 2005. Tutti i rinvii sono stati motivati dalla necessità di ulteriori approfondimenti delle tematiche in esame, in considerazione della loro complessità. Enel ha mantenuto continui contatti al fine di fornire all'ente le valutazioni che avrebbero dovuto condurre a una sua diversa determinazione. In ultimo, l'INPS, in ragione della complessità della questione, ha ritenuto necessario richiedere un parere al Consiglio di Stato e, con messaggio del 27 dicembre 2005, ha prorogato il termine per la regolarizzazione fino all'acquisizione del suddetto parere.

Quanto alla contribuzione per la DS, nel dicembre 2005 il Ministero del Lavoro, per conto dell'INPS, ha avviato un'indagine ispettiva volta ad accertare la perdurante sussistenza delle condizioni per l'esonero contributivo per Enel SpA e per le società costituite in attuazione del decreto legislativo

n. 79/1999; indagine all'esito della quale Enel si riserva ogni opportuna azione giudiziaria. Con parere reso nell'adunanza dell'8 febbraio 2006, la seconda sezione del Consiglio di Stato ha ritenuto che la circolare non possa produrre effetti retroattivi e che non ci siano le condizioni per applicare sanzioni di qualsiasi natura. Il Consiglio di Stato ha ritenuto quindi necessario che la circolare venga opportunamente integrata e corretta.

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 (RG n. 2460/03) 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 delle deliberazioni assunte dai Consigli di Amministrazione di Enel, 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, dopo aver emesso un decreto di sequestro conservativo di beni immobili, mobili e crediti nei confronti dell'ex Amministratore Delegato e di un ex dirigente della società Enelpower, nonché dell'ex Presidente della società Enel Produzione, li ha citati in giudizio per l'accertamento di una loro eventuale responsabilità (amministrativa patrimoniale) in relazione a un danno patrimoniale all'Erario.

In data 9 novembre 2005 Enel, Enelpower ed Enel Produzione hanno depositato un atto di intervento *ad adiuvandum* della richiesta della Procura Regionale; il successivo 18 novembre 2005, con atto notificato anche a Enelpower, la difesa dell'ex Amministratore Delegato di Enelpower ha proposto un ricorso alle Sezioni Unite della Corte di Cassazione volto ad accertare il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti nel procedimento sopra menzionato in ragione della non configurabilità di Enel SpA e di Enelpower SpA come organismi di diritto pubblico ed enti pubblici e la non riconducibilità dei loro Amministratori alla qualità di pubblico ufficiale o incaricato di pubblico servizio.

In data 30 novembre 2005 Enelpower ed Enel Produzione hanno notificato agli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione un atto di citazione volto a chiedere, ex artt. 2901 e ss. cod. civ., l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti dal medesimo posti in essere.

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.

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 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.

Tale circostanza incide – fra l’altro – sulla determinazione della base imponibile ai fini dell’imposta comunale sugli immobili (ICI); ciò comporta che le società proprietarie di impianti di generazione elettrica saranno tenute a corrispondere agli enti locali impositori una maggiore ICI rispetto a quanto avvenuto sinora.

Conseguentemente il Gruppo Enel potrebbe essere tenuto a corrispondere agli enti locali impositori una maggiore ICI per gli esercizi futuri.

Per quanto riguarda, invece, gli esercizi pregressi – considerato che Enel ha già in essere un contenzioso in materia di ICI per i medesimi impianti di generazione elettrica – si ritiene che gli accantonamenti già stanziati siano adeguati a contrastare l’eventuale rischio di soccombenza; non si può tuttavia escludere che i Comuni possano sollevare ulteriori contestazioni su impianti minori, fino a oggi non oggetto di rilievi.

Enel intende, comunque, contestare nelle sedi competenti l’eventuale applicazione di detta disposizione da parte degli enti locali impositori.

Ordinanza della Regione Lazio del 10 febbraio 2006: sospensione lavori di realizzazione delle opere a mare per la trasformazione a carbone della centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord

Con provvedimento del 10 febbraio 2006 il Presidente della Regione Lazio ha disposto l’immediata 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 è stata disposta sul presupposto che tali opere non possano rientrare nell’ambito della procedura autorizzativa, già svoltasi, prevista dalla legge 55/02 (c.d. “decreto sblocca centrali”), ma siano soggette ad autonomo procedimento di VIA ai sensi della Direttiva 97/11CE in tale materia, ritenuta immediatamente applicabile nell’ordinamento italiano.

La sospensione ordinata dalla Regione Lazio è in grado di comportare, a breve, il blocco di tutte le attività di cantiere relative alla riconversione a carbone della centrale, con conseguente allontanamento dei lavoratori occupati. Il danno economico che si verrebbe a determinare a seguito del protrarsi della sospensione dei lavori, tenuto conto degli impegni di spesa già assunti con le imprese, ammonterebbe a oltre 1 miliardo di euro, a fronte di un esborso totale di 1,5 miliardi di euro per l’intero investimento. Enel ritiene che il provvedimento regionale sia illegittimo sotto vari profili e ha proposto immediato ricorso al TAR del Lazio chiedendone la sospensione cautelare dell’efficacia.

43. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Memorandum of Understanding con il trader russo RusEnergSbyt

Il 2 marzo 2006 Enel ha annunciato la firma di un *Memorandum of Understanding* per l'acquisizione, con un investimento di 105 milioni di dollari, di una partecipazione paritetica nel capitale di RusEnergSbyt (RES), società russa attiva nel *trading* di energia elettrica e facente capo al Presidente del Gruppo ESN, Grigory Berezkin. Grazie a questo accordo Enel ha accesso al mercato della fornitura di elettricità della Federazione Russa in collaborazione con il maggior operatore del settore, attivo fin dal 2003 nella vendita di energia elettrica sia sul mercato *wholesale* sia sul mercato *retail*. Con questa operazione Enel rafforza la sua posizione nel mercato russo, dove opera dal 2004 grazie all'accordo raggiunto con RAO UES per la gestione dell'impianto di produzione a ciclo combinato di San Pietroburgo, North West Thermal Power Plant (NWTTP).

L'alleanza con RES è parte della strategia di espansione europea di Enel ed è finalizzata a cogliere le ulteriori opportunità di investimento che saranno offerte dal processo di liberalizzazione del mercato russo.

Cessioni di attività di distribuzione e vendita di energia

In data 13 marzo 2006 Enel ed Hera SpA hanno firmato l'accordo preliminare per la cessione della rete elettrica di 18 comuni della provincia di Modena. Il corrispettivo è stato fissato in 107,5 milioni di euro a fronte del quale è stato versato un acconto di 17,5 milioni di euro. 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 di intesa firmato nel febbraio 2005 tra Enel e Meta Modena SpA, società incorporata in Hera SpA dal 1° gennaio 2006.

44. Piani di stock option

Con riferimento ai piani di *stock option* adottati in ambito Enel già richiamati in precedenza, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del 2005 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Evoluzione dei piani di stock option nel corso dell'esercizio 2005

Numero di opzioni	Piano 2001	Piano 2002	Piano 2003	Piano 2004	Piano 2005	Totale
Opzioni assegnate	19.193.468 ⁽¹⁾	41.748.500	47.624.005	38.527.550	-	147.093.522
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2004	-	24.104.556	16.342.119	-	-	40.446.675
Opzioni decadute al 31 dicembre 2004	2.503.326	4.824.000	3.237.700	1.231.000	-	11.796.026
Opzioni esistenti al 1° gennaio 2005	16.690.142	12.819.944	28.044.186	37.296.550	-	94.850.822
Nuove opzioni assegnate nell'esercizio 2005	-	-	-	-	28.757.000	28.757.000
Opzioni esercitate nell'esercizio 2005	16.301.333	10.697.094	14.158.373	12.392.982	-	53.549.782
Opzioni decadute nell'esercizio 2005	388.809	48.500	50.726	394.500	28.757.000	29.639.535
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2005	-	2.074.350	13.835.087	24.509.068	-	40.418.505
> di cui esercitabili al 31 dicembre 2005	-	2.074.350	2.203.002	4.718.900	-	8.996.252
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	0,48	0,17	0,37	0,18	0,27	
Volatilità	27%	28%	28%	17%	15%	
Scadenza opzioni	giu. 2005	dic. 2007	dic. 2008	dic. 2009	dic. 2010	
Dividendi annui medi attesi	0,36	0,28	0,28	0,36	0,42	
Tasso di interesse privo di rischio	4,05%	2,82%	2,82%	2,72%	3,30%	
<i>Vesting period</i> (riferito all'ultima <i>tranche</i> di ciascun piano)	2001-2004	2002-2005	2003-2006	2004-2008	2005-2009	

(1) Quota effettivamente esercitabile (56%) delle opzioni assegnate totali (34.274.050).

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 in base alla fascia di appartenenza. 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 del Piano.

45. Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)

Il Gruppo Enel ha adottato i principi contabili internazionali, International Financial Reporting Standards omologati dalla Commissione Europea, a partire dall'esercizio 2005, con data di transizione agli IFRS al 1° gennaio 2004. L'ultimo Bilancio consolidato redatto secondo i principi contabili italiani è relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2004.

Come richiesto dall'IFRS 1, di seguito sono riportati i prospetti di riconciliazione fra i valori riportati in precedenza secondo i principi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IFRS, corredati dalle relative note di commento alle rettifiche.

Essi sono stati predisposti ai soli fini del progetto di transizione per la redazione del primo Bilancio consolidato completo secondo gli IFRS omologati dalla Commissione Europea 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 consolidati del Gruppo Enel in conformità ai principi IFRS.

Si precisa che alcune informazioni riportate nel documento "Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)", precedentemente approvato e pubblicato in data 14 giugno 2005, sono state riclassificate e integrate, senza peraltro modificare gli effetti della transizione sul patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e sul Conto economico 2004.

Tali prospetti sono stati predisposti utilizzando i medesimi principi contabili applicati nella redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2005, illustrati nella nota di commento n. 1.

Adozione IFRS 1

Per l'adozione dei principi contabili internazionali il Gruppo ha applicato quanto disposto dall'IFRS 1 – Prima adozione degli International Financial Reporting Standards, avvalendosi di alcune esenzioni. Si riportano nel seguito le esenzioni previste dall'IFRS 1 applicabili al Gruppo, con l'indicazione di quelle utilizzate nella redazione dello Stato patrimoniale di apertura:

- > aggregazioni di imprese: il Gruppo **non** ha applicato l'IFRS 3 in modo retrospettivo alle operazioni di aggregazione di imprese intervenute prima della data di transizione agli IFRS;
- > valutazione degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali *al fair value* o, in alternativa, al costo rivalutato come valore sostitutivo del costo: il Gruppo **ha** applicato per talune categorie di cespiti il costo rivalutato quale valore sostitutivo del costo;
- > benefici ai dipendenti: il Gruppo **ha** deciso di iscrivere tutti gli utili e le perdite attuariali cumulati esistenti al 1° gennaio 2004, pur avendo scelto di utilizzare il metodo del corridoio per gli utili e le perdite attuariali successive;
- > riserva da differenze nette di cambio derivanti dalla traduzione dei bilanci delle società consolidate operanti in Paesi non inclusi nell'area euro: come consentito dall'IFRS 1, il Gruppo **non** ha usufruito dell'esenzione e ha mantenuto le differenze nette di cambio cumulate derivanti dalle precedenti traduzioni dei bilanci delle società estere come determinate in precedenza;

- > pagamenti basati su azioni: il Gruppo **non** ha applicato le esenzioni consentite dall'IFRS sui pagamenti basati su azioni e ha, dunque, applicato l'IFRS 2 a tutti i piani esistenti alla data del 1° gennaio 2004;
- > classificazione e valutazione degli strumenti finanziari: il Gruppo **non** si è avvalso della facoltà di posticipare la *transition date* degli IAS 32 e 39 al 1° gennaio 2005, tenendo conto dei relativi effetti nella predisposizione dello Stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2004;
- > designazione degli strumenti finanziari come strumenti al *fair value* attraverso il Conto economico o come disponibili per la vendita: il Gruppo **ha** scelto di effettuare tale designazione alla data di transizione (1° gennaio 2004) anziché alla data della rilevazione iniziale prevista dallo IAS 39.

Stato patrimoniale consolidato IAS/IFRS al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004.

Conto economico consolidato IAS/IFRS per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2004

Si riportano nel seguito i prospetti di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004 e del Conto economico dell'esercizio 2004 che evidenziano:

- > i valori secondo i principi contabili italiani riclassificati secondo gli schemi IAS/IFRS;
- > le rettifiche per l'adeguamento ai principi IAS/IFRS.

Stato patrimoniale al 1° gennaio 2004

Milioni di euro	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS	Note rettifiche
ATTIVO				
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	37.265	385	37.650	1
Immobilizzazioni immateriali	13.422	(1.578)	11.844	2-3
Attività per imposte anticipate	2.038	479	2.517	4
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	255	-	255	
Attività finanziarie non correnti	1.630	(5)	1.625	5
Altre attività non correnti	172	-	172	
Totale attività non correnti	54.782	(719)	54.063	
Attività correnti				
Rimanenze	1.321	12	1.333	
Crediti commerciali	7.321	(52)	7.269	6-7
Attività finanziarie correnti	627	-	627	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	424	-	424	
Altre attività correnti	1.986	(55)	1.931	8
Totale attività correnti	11.679	(95)	11.584	
TOTALE ATTIVITÀ	66.461	(814)	65.647	

Stato patrimoniale al 1° gennaio 2004

Milioni di euro	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS	Note rettifiche
PASSIVO				
Patrimonio netto				
Capitale sociale	6.063	-	6.063	
Altre riserve	3.669	(1.685)	1.984	
Utili e perdite accumulati	8.884	-	8.884	
Utile netto dell'esercizio	2.509	-	2.509	
Totale patrimonio netto del Gruppo	21.125	(1.685)	19.440	
Patrimonio netto dei terzi	190	(9)	181	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	21.315	(1.694)	19.621	
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	18.597	(35)	18.562	9
TFR e altri benefici ai dipendenti	1.767	1.257	3.024	10
Fondo rischi e oneri futuri	1.417	(190)	1.227	11
Passività per imposte differite	2.515	(461)	2.054	12
Altre passività non correnti	329	-	329	
Totale passività non correnti	24.625	571	25.196	
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	4.145	-	4.145	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.986	-	3.986	
Debiti commerciali	6.061	(37)	6.024	13
Debiti per imposte sul reddito	714	-	714	
Passività finanziarie correnti	373	391	764	14
Altre passività correnti	5.242	(45)	5.197	15
Totale passività correnti	20.521	309	20.830	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	66.461	(814)	65.647	

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2004

Milioni di euro	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS	Note rettifiche
ATTIVO				
Attività non correnti				
Immobil, impianti e macchinari	36.546	156	36.702	1
Immobilizzazioni immateriali	11.430	(1.359)	10.071	2-3
Attività per imposte anticipate	2.339	614	2.953	4
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	190	-	190	
Attività finanziarie non correnti	1.731	45	1.776	5
Altre attività non correnti	154	-	154	
Totale attività non correnti	52.390	(544)	51.846	
Attività correnti				
Rimanenze	1.345	-	1.345	
Crediti commerciali	8.090	(63)	8.027	6-7
Attività finanziarie correnti	553	(44)	509	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	331	-	331	
Altre attività correnti	3.367	(47)	3.320	8
Totale attività correnti	13.686	(154)	13.532	
TOTALE ATTIVITÀ	66.076	(698)	65.378	

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2004

Milioni di euro	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS	Note rettifiche
PASSIVO				
Patrimonio netto				
Capitale sociale	6.104	-	6.104	
Altre riserve	3.868	(1.816)	2.052	
Utili e perdite accumulati	9.183	(3)	9.180	
Risultato del periodo	692	(75)	617	
Totale patrimonio netto del Gruppo	19.847	(1.894)	17.953	
Patrimonio netto dei terzi	1.131	(18)	1.113	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	20.978	(1.912)	19.066	24
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	20.334	(43)	20.291	9
TFR e altri benefici ai dipendenti	1.574	1.336	2.910	10
Fondo rischi e oneri futuri	1.494	(90)	1.404	11
Passività per imposte differite	2.906	(394)	2.512	12
Passività finanziarie non correnti	4	366	370	14
Altre passività non correnti	218	-	218	
Totale passività non correnti	26.530	1.175	27.705	
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	5.192	-	5.192	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	1.397	-	1.397	
Debiti commerciali	6.706	(37)	6.669	13
Debiti per lavori in corso su ordinazione	149	-	149	
Debiti per imposte sul reddito	99	-	99	
Passività finanziarie correnti	379	114	493	14
Altre passività correnti	4.646	(38)	4.608	15
Totale passività correnti	18.568	39	18.607	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	66.076	(698)	65.378	

Conto economico al 31 dicembre 2004

Milioni di euro	Principi contabili italiani riclassificati IAS	Rettifiche IAS/IFRS	IAS/IFRS	Note rettifiche
Ricavi ordinari	36.489	-	36.489	
Ricavi non ricorrenti	999	(135)	864	
TOTALE RICAVI	37.488	(135)	37.353	16
Costo del lavoro	3.790	3	3.793	17
Consumi di combustibili per produzione termica	3.598	-	3.598	
Energia elettrica da terzi	10.465	-	10.465	
Interconnessioni e <i>roaming</i>	1.346	-	1.346	
Servizi e godimento beni di terzi	4.003	19	4.022	18
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	1.795	-	1.795	
Materiali	1.255	-	1.255	
Altri costi	1.148	(4)	1.144	
Costi capitalizzati	(1.032)	-	(1.032)	
Ammortamenti e perdite di valore	5.536	(133)	5.403	19
Accantonamenti	20	(20)	-	20
RISULTATO OPERATIVO	5.564	-	5.564	
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(1.149)	(170)	(1.319)	21
RISULTATO ANTE COMPONENTI STRAORDINARIE E IMPOSTE	4.415	(170)	4.245	
Proventi straordinari	-	-	-	
(Oneri straordinari)	(66)	66	-	22
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.349	(104)	4.245	
Imposte sul reddito	1.517	(19)	1.498	23
UTILE DEL GRUPPO E DEI TERZI	2.832	(85)	2.747	
(Utili)/Perdite di pertinenza dei terzi	(126)	10	(116)	
UTILE DEL GRUPPO	2.706	(75)	2.631	

Note di commento alle principali rettifiche IAS/IFRS apportate alle voci dello Stato patrimoniale al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004

Per le principali rettifiche operate alle singole voci delle situazioni patrimoniali di inizio e fine 2004, vengono qui di seguito fornite brevi note di commento.

Voci di Stato patrimoniale – Attività

1. Immobili, impianti e macchinari (+385 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +156 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche si riferiscono principalmente a:

- > storno del fondo ammortamento dei terreni pertinenziali, che secondo gli IAS/IFRS devono essere enucleati dagli impianti e non più ammortizzati (+70 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +72 milioni di euro al 31 dicembre 2004 - vedi nota (a) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note);
- > annullamento di perdite di valore di immobilizzazioni per effetto della ridefinizione del piano di ammortamento in coerenza con la revisione della vita utile residua (+153 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +56 milioni di euro al 31 dicembre 2004 - vedi nota (a) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note);
- > capitalizzazione degli oneri di smantellamento e ripristino (+27 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +24 milioni di euro al 31 dicembre 2004, vedi nota (a) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note) e contestuale accantonamento in un apposito fondo oneri nel passivo dello Stato patrimoniale della stima attuale dei costi futuri (vedi nota n. 11);
- > annullamento del “fondo demolizione impianti” che non aderiva ai requisiti di iscrizione previsti dai principi IAS/IFRS (+15 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +35 milioni di euro al 31 dicembre 2004);
- > annullamento, scorporo e ricalcolo degli ammortamenti relativi alle componenti di impianto significative per effetto della cosiddetta “*component analysis*” (-21 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -32 milioni di euro al 31 dicembre 2004 - vedi nota (a) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note);
- > storno dei contributi di allacciamento del “settore gas” e relativo differimento a Conto economico con il medesimo criterio utilizzato per i costi a essi correlati (-38 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -59 milioni di euro al 31 dicembre 2004);
- > iscrizione al *fair value* degli immobili assoggettati a perizia a fine 2003 (+179 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +61 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

2. Attività immateriali (-1.578 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -1.453 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro		
	01.01.2004	31.12.2004
Costi impianto e ampliamento	(26)	(21)
Costi di ricerca, sviluppo e pubblicità	(31)	(1)
Oneri pluriennali	(22)	(14)
Effetto attualizzazione "altri diritti simili"	(76)	(83)
Contributo straordinario FPE	(1.423)	(1.334)
Totale	(1.578)	(1.453)

Le suddette rettifiche riguardano principalmente l'eliminazione di taluni costi d'impianto e d'ampliamento, costi di pubblicità, oneri pluriennali e costi di sviluppo per software interno (vedi nota (b) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note) che non soddisfano i requisiti di iscrizione previsti dai principi IAS/IFRS.

Con riferimento all'effetto di attualizzazione della voce "altri diritti simili", nelle attività immateriali sono iscritti diritti di passaggio e d'uso di beni di proprietà di terzi per un periodo di tempo determinato, rilevati al costo corrispondente alla sommatoria dei canoni previsti contrattualmente, sostenuto per la loro acquisizione. In tale circostanza, si è proceduto alla rettifica dell'attività in base al valore attuale della stessa alla data di acquisizione, adeguando contestualmente il debito residuo (vedi nota n. 15). In relazione al "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, perché non più ammesso secondo i principi IAS/IFRS (vedi nota (b) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note).

3. Avviamento (0 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +94 milioni di euro al 31 dicembre 2004); le rettifiche riflettono lo storno dell'ammortamento non più previsto secondo i principi IAS/IFRS.

4. Attività per imposte anticipate (+479 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +614 milioni di euro al 31 dicembre 2004); esse riflettono la contropartita patrimoniale attiva degli effetti fiscali sulle voci in riconciliazione del prospetto del patrimonio netto (vedi nota n. 24).

5. Attività finanziarie non correnti (-5 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +45 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche, al 1° gennaio 2004, riflettono la valutazione al *fair value* della partecipazione in Echelon, società quotata negli Stati Uniti, acquisita nell'ambito del progetto "Telegestore". Al 31 dicembre 2004, invece, si riferiscono, in massima parte, alla valutazione al *fair value* dei derivati di copertura.

6. Crediti commerciali (-15 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -26 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tale rettifica riflette l'iscrizione di risconti attivi relativi al differimento dei ricavi e dei relativi costi da canoni di attivazione (per esempio: accesso a, o variazione di, piani tariffari, promozioni ecc.) e diritti fissi (per esempio: attivazione SIM, ricarica prepagata ecc.) in relazione al tempo durante il quale saranno prestati i servizi di telecomunicazione.

Tali corrispettivi secondo i principi contabili italiani erano rilevati interamente a Conto economico nell'esercizio in cui avveniva l'attivazione.

7. Crediti per lavori in corso su ordinazione (-37 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -37 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tale rettifica riflette la rideterminazione della base di calcolo dei lavori in corso su ordinazione in seguito alla diretta imputazione di taluni costi che secondo i principi contabili italiani erano contabilizzati nei debiti dello Stato patrimoniale.

8. Altre attività correnti (-55 milioni di euro 1° gennaio 2004 e -47 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche riflettono principalmente lo storno del risconto per l'imposta sostitutiva relativa all'affrancamento dei disavanzi di fusione generati in seguito all'apporto delle società incorporate Enel Distribuzione Gas e GE.AD. in Enel Rete Gas.

Voci di Stato patrimoniale – Passività

9. Finanziamenti a lungo termine (-35 milioni di euro 1° gennaio 2004 e -43 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche sono relative a:

- > adeguamento dei debiti a medio e lungo termine in valuta estera al cambio di fine periodo, pari a -33 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e a -28 milioni di euro al 31 dicembre 2004, rispetto al criterio adottato secondo i principi italiani che prevedeva la contabilizzazione al cambio di copertura;
- > adozione del criterio del costo ammortizzato per la valutazione dei debiti verso banche a medio e lungo termine e dei prestiti obbligazionari, pari a -2 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e a -15 milioni di euro al 31 dicembre 2004.

10. TFR e altri benefici ai dipendenti (+1.257 milioni di euro 1° gennaio 2004 e +1.336 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro		
	01.01.2004	31.12.2004
TFR	(60)	(80)
Sconto energia	952	1.014
Altri benefici	365	402
Totale	1.257	1.336

Le suddette rettifiche si riferiscono essenzialmente all'applicazione di metodologie attuariali al TFR e all'iscrizione del valore attuale finanziario-attuariale delle passività previste.

11. Fondo rischi e oneri futuri (-190 milioni di euro 1° gennaio 2004 e -90 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro

	01.01.2004	31.12.2004
Fondo oneri di smantellamento e ripristino	40	43
Fondo demolizione impianti	(103)	(103)
Fondo ristrutturazione aziendale	(76)	(30)
Altri fondi	(51)	-
Totale	(190)	(90)

Le suddette rettifiche si riferiscono allo storno di taluni fondi per la mancanza dei requisiti richiesti da parte dei principi IAS/IFRS per la loro iscrizione. Con riferimento al fondo "oneri di smantellamento e ripristino" si rimanda alla nota n. 1.

12. Passività per imposte differite (-461 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -394 milioni di euro al 31 dicembre 2004); esse riflettono la contropartita patrimoniale passiva degli effetti fiscali sulle voci in riconciliazione del prospetto del patrimonio netto (vedi nota n. 24).

13. Debiti commerciali (-37 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -37 milioni di euro al 31 dicembre 2004 - vedi nota n. 7).

14. Passività finanziarie correnti e non correnti (+391 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e +480 milioni di euro al 31 dicembre 2004); tali rettifiche riflettono la valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati (vedi nota (d) Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto allegato alla fine delle presenti note).

15. Altre passività correnti (-45 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e -38 milioni di euro al 31 dicembre 2004); la rettifica è relativa all'attualizzazione delle altre passività correnti.

Rettifiche alle voci del Conto economico consolidato 2004

16. Ricavi (-135 milioni di euro); le rettifiche relative ai ricavi ordinari, che nel complesso si compensano, sono essenzialmente dovute al differimento dei ricavi derivanti dai contributi di allacciamento relativi al settore Gas e Telecomunicazioni (-32 milioni di euro) e alla registrazione di ricavi per 37 milioni di euro derivanti dallo "sconto energia" di cui i dipendenti in quiescenza hanno beneficiato nell'esercizio.

Esso costituisce l'integrazione dei ricavi tariffari, non rilevati secondo i principi contabili italiani, per l'energia ceduta nel periodo a titolo gratuito.

Le rettifiche relative ai ricavi non ricorrenti sono essenzialmente dovute a:

- > storno della plusvalenza, pari a 114 milioni di euro, realizzata dalla vendita della partecipazione in NewReal in seguito all'adeguamento al *fair value* degli immobili assoggettati a perizia a fine 2003;
- > storno della provventizzazione per 23 milioni di euro del "fondo ristrutturazione" da parte della società NewReal già rettificato in sede di *First Time Adoption*.

17. Costo del lavoro (+3 milioni di euro); le rettifiche sono relative per -15 milioni di euro alla diversa modalità di valutazione (finanziario-attuariale) dei benefici dovuti ai dipendenti (TFR, indennità per mensilità aggiuntive, previdenza integrativa aziendale, sconto energia ecc.), parzialmente compensate dallo storno del "fondo ristrutturazione" per +18 milioni di euro, non più ammesso secondo i principi IAS/IFRS.

18. Costi per servizi e godimento beni di terzi (+19 milioni di euro); la rettifica deriva essenzialmente dallo storno di fondi per rischi e oneri non più ammessi secondo i principi IAS/IFRS.

19. Ammortamenti e perdite di valore (-133 milioni di euro); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro	31.12.2004
Ammortamento avviamenti	(102)
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	(51)
Ammortamento contributo FPE	(88)
"Component analysis"	11
Perdite di valore degli impianti	97
Totale	(133)

Le suddette rettifiche riflettono:

- > in diminuzione, per 241 milioni di euro, lo storno dell'ammortamento dell'avviamento, delle immobilizzazioni immateriali e del contributo straordinario (FPE) non più previsto secondo i principi IAS/IFRS;
- > in aumento, per 108 milioni di euro, lo scorporo e il ricalcolo delle componenti significative d'impianto (*component analysis*) e i maggiori ammortamenti a seguito dell'annullamento di perdite di valore di parti d'impianto e della revisione della vita utile residua.

20. Accantonamenti (-20 milioni di euro); la rettifica è relativa allo storno dell'accantonamento al fondo demolizione impianti non più previsto secondo i principi IAS/IFRS.

- 21. Oneri finanziari netti** (+170 milioni di euro); la rettifica principalmente comprende:
- > la componente finanziaria derivante dall'attualizzazione dei benefici dovuti ai dipendenti (+144 milioni di euro);
 - > la parte inefficace della copertura relativa agli strumenti finanziari derivati (+29 milioni di euro).

22. Oneri straordinari (-66 milioni di euro); la rettifica comprende essenzialmente lo storno di oneri contabilizzati a seguito di differenze emerse in sede di eliminazione delle interferenze fiscali nei bilanci individuali di alcune società del Gruppo, che secondo i principi IAS/IFRS sono riportati in una specifica voce del patrimonio netto.

23. Imposte sul reddito (-19 milioni di euro); tale importo riflette gli effetti fiscali delle rettifiche sulle voci di Conto economico.

24. Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto

A integrazione dei prospetti di riconciliazione delle situazioni patrimoniali ed economica sopra riportati, nel seguito viene presentato il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004 e dell'utile dell'esercizio 2004 corredato dei commenti relativi alle rettifiche apportate ai saldi predisposti secondo i principi contabili italiani.

Prospetto dei movimenti del patrimonio netto

	Note	Patrimonio netto 1° gennaio 2004 Gruppo e terzi	Patrimonio netto 31 dicembre 2004 Gruppo e terzi	Conto economico 2004 Gruppo e terzi
PRINCÍPI CONTABILI ITALIANI		21.315	20.978	2.832
Rettifiche:				
> immobilizzazioni materiali e relativi ammortamenti	a	330	79	(246)
> costi di <i>start-up</i> , sviluppo e pubblicità e altre immobilizzazioni immateriali	b	(1.501)	(1.372)	138
> avviamento	c	-	94	103
> strumenti finanziari derivati	d	(391)	(480)	(29)
> altri costi del personale (per es., TFR, <i>stock option</i> , Asem ecc.)	e	(1.257)	(1.336)	(87)
> fondi rischi e oneri (fondi ristrutturazione, demolizione, guasti ecc.)	f	241	168	(73)
> altre rettifiche	g	(54)	(71)	95
Effetti fiscali delle rettifiche		938	1.006	14
Totale rettifiche al netto dell'effetto fiscale		(1.694)	(1.912)	(85)
IAS/IFRS		19.621	19.066	2.747

a) Immobilizzazioni materiali e relativi ammortamenti

Gli IFRS richiedono che ciascuna componente di un immobile, impianto e macchinario, il cui costo è significativo rispetto al costo totale dell'immobilizzazione, sia rilevata e ammortizzata separatamente. Per le componenti significative identificate, in precedenza iscritte e ammortizzate nell'ambito di un unico cespite complesso secondo i principi contabili italiani, si è proceduto allo scorporo e al ricalcolo del relativo ammortamento.

L'effetto di tale rettifica sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004 è negativo, rispettivamente, per circa 21 milioni di euro e 32 milioni di euro pari ai maggiori ammortamenti considerati.

In relazione alla voce "terreni" i principi contabili internazionali prevedono che essi vengano iscritti in una classe di cespiti separata e non sottoposti al processo di ammortamento.

Per i terreni pertinenziali, in precedenza ammortizzati unitamente al cespite che insiste sugli stessi, si è proceduto allo scorporo e alla eliminazione del relativo ammortamento, con un *effetto positivo complessivo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004, rispettivamente, di circa 70 milioni di euro e 72 milioni di euro.*

Secondo i principi internazionali, nel caso di dismissione anticipata di impianti o parti d'impianto è necessario ridefinire il piano di ammortamento degli stessi coerentemente al piano di dismissione (revisione della vita utile).

Pertanto, si è reso necessario eliminare le perdite di valore registrate in precedenza e rideterminare il nuovo piano di ammortamento. Tale impostazione ha comportato una *rettifica positiva sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004, rispettivamente, di circa 153 milioni di euro e 56 milioni di euro.*

Gli IFRS richiedono che gli oneri di smantellamento e ripristino dei siti produttivi da sostenersi al termine dell'attività produttiva vengano stimati e iscritti al loro valore attuale tra le immobilizzazioni materiali e sottoposti al processo di ammortamento.

Corrispondentemente tali oneri devono essere rilevati fra i fondi rischi e oneri, adeguando annualmente il valore attuale per la componente finanziaria. Si è proceduto alla rideterminazione dei valori contabili in quanto i principi italiani non prevedono né l'attualizzazione dei fondi, né la capitalizzazione dell'onere previsto.

L'effetto di tale rettifica sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004 è negativo, rispettivamente, per circa 13 milioni di euro e 19 milioni di euro.

b) Costi di start-up, sviluppo e pubblicità e altre immobilizzazioni immateriali

La capitalizzazione di alcune tipologie di immobilizzazioni immateriali non è più ammessa dagli IFRS e si è pertanto proceduto allo storno dei valori riconducibili a costi di costituzione, costi di start-up e spese di pubblicità.

Tale rettifica comporta un decremento del patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004, rispettivamente, di circa 77 milioni di euro e 38 milioni di euro.

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 principi contabili internazionali 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 2004 e al 31 dicembre 2004 è negativo, rispettivamente, per circa 1.424 milioni di euro e 1.334 milioni di euro.*

c) Avviamento

Come previsto dall'IFRS 1, il valore netto contabile dell'avviamento risultante dal bilancio redatto secondo i principi contabili italiani alla data di transizione è periodicamente sottoposto a *impairment test* e non assoggettato al processo di ammortamento.

L'avviamento relativo ad acquisizioni di partecipazioni extra euro è adeguato ai fini IFRS ai cambi di fine periodo.

L'effetto complessivo sul patrimonio netto al 31 dicembre 2004 è positivo per 94 milioni di euro.

d) Operazioni in 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 fissano specifiche regole per la contabilizzazione di tali derivati che si differenziano da quelle previste dai principi 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.

Con riferimento ai derivati di copertura dei rischi di variabilità del *fair value* dell'elemento coperto costituito da un'attività o una passività iscritta in bilancio (*fair value hedge* su tassi di interesse), i principali impatti sono riscontrabili:

- > nell'iscrizione a Stato patrimoniale della posta attiva/passiva "derivato" al suo *fair value*;
- > nell'imputazione del delta *fair value* attribuibile al rischio coperto a rettifica della posta coperta.

Tale impostazione ha prodotto un effetto negativo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004, rispettivamente, pari a 391 milioni di euro e 480 milioni di euro.

e) Benefici ai dipendenti

Gli IFRS individuano tra le varie tipologie di benefici ai dipendenti i "Benefici successivi al rapporto di lavoro". Essi rappresentano i benefici dovuti ai dipendenti dopo la conclusione del rapporto di lavoro. Nei programmi a benefici 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 che caratterizzano il Gruppo Enel, individuati nelle prestazioni connesse a TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive (IMA) e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premio di 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 allo sconto energia concesso ai dipendenti in servizio e in quiescenza, *pari sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004, rispettivamente, a circa 952 milioni di euro e 1.014 milioni di euro.*

Le altre rettifiche sopra menzionate hanno comportato un *effetto negativo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004 per circa, rispettivamente, 305 milioni di euro e 322 milioni di euro.*

Per gli IFRS 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 e pertanto l'impatto sul patrimonio netto complessivo è nullo. I principi contabili italiani non prevedevano la rilevazione a Conto economico di tali effetti.

f) Fondi rischi e oneri

Gli IFRS prevedono che i fondi rischi e oneri devono 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 guasti, fondo demolizioni impianti e fondo ristrutturazioni aziendali che non possedevano tali caratteristiche, *per un ammontare pari a circa 241 milioni di euro e 202 milioni di euro, rispettivamente, sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 e al 31 dicembre 2004.* Inoltre, per le passività oggetto di accantonamento aventi una scadenza temporale differita devono

essere considerati, secondo gli IFRS, gli effetti dell'attualizzazione, a differenza di quanto previsto dai principi contabili italiani.

La rettifica al 31 dicembre 2004 comprende inoltre, per 34 milioni di euro, l'integrazione dell'onere per *bonus share* di Terna commisurato al valore di mercato delle azioni stesse.

L'effetto complessivo sul patrimonio netto è positivo per 241 milioni di euro al 1° gennaio 2004 e per 168 milioni di euro al 31 dicembre 2004.

g) Altre rettifiche

Nel complesso determinano un impatto negativo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2004 pari a 54 milioni di euro e su quello al 31 dicembre 2004 pari a 71 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'attualizzazione di crediti e debiti a lunga durata e allo storno di imposte differite.

Effetti sul Rendiconto finanziario al 31 dicembre 2004

Il prospetto di riconciliazione del Rendiconto finanziario consolidato non viene presentato in quanto gli effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili IAS/IFRS non hanno comportato impatti significativi.

Nella tabella che segue viene riportato il prospetto di riconciliazione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 fra i valori determinati in precedenza secondo i principi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IAS/IFRS.

Milioni di euro

	31.12.2004
Indebitamento finanziario netto secondo i principi contabili italiani	24.296
> Applicazione costo ammortizzato su debito a breve e a medio e lungo termine ⁽¹⁾	(158)
> Delta <i>fair value</i> calcolato su prestiti obbligazionari coperti da operazioni di <i>fair value hedge</i>	35
> Delta cambi su posizioni debitorie coperte dal rischio cambio su debito a breve e a medio e lungo termine	(54)
> Debito a medio e lungo termine verso altri finanziatori ⁽²⁾	216
> Debito a breve termine verso altri finanziatori per operazioni di cartolarizzazione	214
> Altro	(36)
Indebitamento finanziario netto IAS/IFRS	24.514

(1) Include aggi, disaggi e costi di transazione direttamente attribuibili alla posta di debito, non più evidenziati separatamente nelle voci previste dai principi contabili italiani.

(2) Riclassifica del debito verso il Ministero dell'Economia e delle Finanze per la licenza UMTS.

La variazione del debito a breve termine verso altri finanziatori, pari a 214 milioni di euro, è relativa agli effetti derivanti dalle operazioni di cartolarizzazione che hanno comportato la reinscrizione di crediti commerciali con un conseguente aumento dell'indebitamento finanziario.

Per le altre voci in riconciliazione si rimanda a quanto già detto nelle note di commento alle principali rettifiche effettuate.

ALLEGATI

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Milioni di euro	Conto economico esercizio 2005	Patrimonio netto al 31 dicembre 2005	Conto economico esercizio 2004	Patrimonio netto al 31 dicembre 2004
Valori civilistici di Enel SpA	2.715	14.972	7.272	15.301
Rettifiche IFRS/IAS:				
> altri costi del personale	(7)	(29)	3	(31)
> strumenti finanziari derivati	3	(139)	(7)	(145)
> valutazione attività finanziarie	(42)	140	-	-
> altre rettifiche	4	18	3	11
> effetti fiscali delle rettifiche	(1)	53	-	20
Totale rettifiche al netto dell'effetto fiscale	(43)	43	(1)	(145)
Valori IFRS/IAS di Enel SpA	2.672	15.015	7.271	15.156
> Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	257	(17.311)	3.244	(22.713)
> Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	2.522	21.219	(721)	25.047
> Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo, relativi ammortamenti e perdite di valore	-	(277)	(1.656)	5.028
> Dividendi infragruppo	(1.610)	-	(1.947)	-
> Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	54	411	(3.560)	(4.565)
TOTALE GRUPPO	3.895	19.057	2.631	17.953
TOTALE TERZI	237	359	116	1.113
BILANCIO CONSOLIDATO	4.132	19.416	2.747	19.066

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2005

In conformità a quanto disposto dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Enel SpA al 31 dicembre 2005, 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, la percentuale di possesso del Gruppo, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2005 ⁽¹⁾

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale	Valuta	% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
al 31.12.2005							
Controllante:							
Enel SpA	Roma	Holding industriale	6.157.071.646	euro	-		
Controllate:							
Avisio Energia SpA	Trento	Distribuzione di gas	6.500.000	euro	100,00	Enel Rete Gas SpA	100,00
Barras Eléctricas Galaico Asturianas SA	Lugo (Spagna)	Distribuzione di energia elettrica	15.689.796,62	euro	54,95	Electra de Viesgo Distribución SL	54,95
Barras Eléctricas Generación SL	Lugo (Spagna)	Produzione di energia elettrica	1.374.136,05	euro	100,00	Barras Eléctricas Galaico Asturianas SA	100,00
Carbones Colombianos del Cerrejon SA	Bogotà (Colombia)	Sfruttamento di giacimenti minerali	5.806.149.114	COP	99,99	Pragma Energy SA Enel Investment Holding BV	90,89 9,10
Cise Srl	Roma	Attività immobiliare	318.291.049	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Co.Im Gas SpA	Santa Maria a Colle (Lucca)	Gestione di impianti di distribuzione e vendita di gas	1.479.000	euro	80,00	Enel Rete Gas SpA	80,00
Concert Srl	Roma	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	10.000	euro	51,00	Enel Produzione SpA	51,00
Dalmazia Trieste Srl	Roma	Attività immobiliare	5.585.698	euro	100,00	Cise Srl Enel Ape Srl (già Ape Gruppo Enel Srl)	69,91 30,09
Deval SpA	Aosta	Distribuzione e vendita di energia elettrica in Valle d'Aosta	37.500.000	euro	51,00	Enel SpA	51,00
Deval Energie Srl	Aosta	Commercializzazione di energia elettrica	200.000	euro	100,00	Deval SpA	100,00
Easygas Srl	Milano	Vendita di gas	10.000	euro	100,00	Enel Gas SpA	100,00
Electra de Viesgo Distribución SL	Santander (Spagna)	Distribuzione e vendita di energia elettrica	77.792.000	euro	100,00	Enel Distribuzione SpA	100,00
Electrica Banat SA	Timisoara (Romania)	Distribuzione di energia elettrica	463.474.090	RON	51,00	Enel Distribuzione SpA	51,00
Electrica Dobrogea SA	Costanza (Romania)	Distribuzione di energia elettrica	338.970.050	RON	51,00	Enel Distribuzione SpA	51,00
Enel Ape Srl (già Ape Gruppo Enel Srl)	Roma	Amministrazione del personale, servizi informatici e servizi alle imprese	50.000.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Capital Srl	Roma	Attività di ricerca e sviluppo nel settore dell'innovazione tecnologica	8.500.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Comercializadora de Gas SA	Santander (Spagna)	Commercializzazione di gas ed energia elettrica	61.000	euro	100,00	Enel Trade SpA	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale		% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
			Valuta				
al 31.12.2005							
Enel Distribuzione SpA	Roma	Distribuzione di energia elettrica	6.119.200.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Energia SpA	Roma	Commercializzazione di energia elettrica	1.414.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel ESN Energo LLC	Mosca (Federaz. Russa)	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	1.000.000	RUB	100,00	Enel ESN Management BV	100,00
Enel ESN Management BV	Amsterdam (Olanda)	Holding di partecipazioni	18.000	euro	75,00	Enel Produzione SpA	75,00
Enel.Factor SpA	Roma	Factoring	12.500.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Finance International SA	Lussemburgo	Finanziaria	1.391.900.230	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Gas SpA	Milano	Vendita di gas e di energia elettrica	302.039	euro	100,00	Enel Distribuzione SpA	100,00
Enel Green Power International SA	Lussemburgo	Holding di partecipazioni nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	156.650.000	euro	100,00	Enel Produzione SpA Enel Investment Holding BV	67,11 32,89
Enel Investment Holding BV	Amsterdam (Olanda)	Holding di partecipazioni	1.593.050.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Ireland Finance Ltd	Dublino (Irlanda)	Finanziaria	1.000.000	euro	100,00	Enel Finance International SA	100,00
Enel Latin America LLC ⁽¹⁾	Wilmington (Delaware - USA)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	100,00	Enel Green Power International SA	100,00
Enel M@p Srl	Roma	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	100.000	euro	100,00	Enel Distribuzione SpA	100,00
Enel.NewHydro Srl	Roma	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	1.000.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel North America Inc. ⁽¹⁾	Wilmington (Delaware - USA)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	14,25	USD	100,00	Enel Green Power International SA	100,00
Enelpower SpA	Milano	Ingegneria e costruzioni	10.000.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh (Arabia Saudita)	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000.000	SR	51,00	Enelpower SpA	51,00
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Ingegneria nel settore elettrico	1.242.000	R\$	99,99	Enelpower SpA	99,99
Enelpower UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Ingegneria nel settore elettrico	1.000	GBP	100,00	Enelpower SpA	100,00
Enel Produzione SpA	Roma	Produzione di energia elettrica	6.352.138.606	euro	100,00	Enel SpA	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale		% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
			Valuta				
al 31.12.2005							
Enel.Re Ltd	Dublino (Irlanda)	Riassicurazione	3.000.000	euro	100,00	Enel Investment Holding BV	100,00
Enel Rete Gas SpA	Milano	Distribuzione di gas	54.139.160	euro	99,82	Enel Distribuzione SpA	99,82
Enel Service UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Servizi nel settore energetico	100	GBP	100,00	Enel Trade SpA	100,00
Enel Servicii Srl	Bucarest (Romania)	Prestazione di servizi alle imprese	200.000	RON	100,00	Enel SpA Enel Distribuzione SpA	80,00 20,00
Enel.si - Servizi integrati Srl	Roma	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Sole Srl	Roma	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	4.600.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Trade SpA	Roma	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	100.885.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	euro	80,00	Enel Viesgo Renovables SL	80,00
Enel Viesgo Renovables SL	Santander (Spagna)	Holding di partecipazioni nel settore elettrico	35.603.006	euro	100,00	Viesgo Generación SL	100,00
Enel Viesgo Servicios SL	Santander (Spagna)	Prestazione di servizi alle imprese	3.010	euro	100,00	Enel SpA Enel Produzione SpA Enel Distribuzione SpA	60,00 20,00 20,00
Energías Especiales de Andalucía SA	Siviglia (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.000	euro	100,00	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450	euro	77,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00
Energías Especiales de Castelo SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	437.400	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	euro	80,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	360.600	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
Energías Renovables Montes de San Sebastian SL	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	705.000	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
Eólica del Cordal de Montouto SL	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
EUFER Comercializadora SL	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00
EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.100.000	euro	100,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale		% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
			Valuta				
al 31.12.2005							
Geotermica Nicaraguense SA	Managua (Nicaragua)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	NIO	60,00	Enel Produzione SpA	60,00
Hydrogen Park - Marghera per l'idrogeno Srl	Venezia	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	215.000	euro	53,49	Enel Produzione SpA	53,49
Iridea Srl	Milano	Consulenza e assistenza aziendale	1.250.000	euro	100,00	Enel Gas SpA	100,00
Maritza East III Power Company AD	Sofia (Bulgaria)	Produzione di energia elettrica	265.943.600	leva	73,00	Maritza East III Power Holding BV	73,00
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam (Olanda)	Holding di partecipazioni	100.000.000	euro	60,00	Enel Produzione SpA	60,00
Metanodotti Padani SpA	Milano	Distribuzione di gas	309.600	euro	100,00	Enel Rete Gas SpA	100,00
Metanodotti Trentini Srl	Milano	Distribuzione di gas	10.400	euro	100,00	Metanodotti Padani SpA	100,00
Parque Eólico de San Andrés SA (già Parque Eólico de Coucepenido SA)	La Coruña (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920	euro	82,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00
Parque Eólico La Losilla SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.400	euro	100,00	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00
Pragma Energy SA	Lugano (Svizzera)	Trading di carbone	4.000.000	CHF	100,00	Enel Investment Holding BV	100,00
Reti Gas Srl	Milano	Realizzazione di strutture a rete nel settore del gas	11.000	euro	95,00	Enel Rete Gas SpA	95,00
Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl	Roma	Formazione e reimpiego delle risorse umane	2.000.000	euro	100,00	Enel SpA	100,00
Sistemas Energéticos Manon Ortigueira SA	Ortigueira (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	euro	86,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	86,00
Viesgo Energía SL	Santander (Spagna)	Commercializzazione di energia elettrica e di gas naturale	1.000.000	euro	100,00	Electra de Viesgo Distribución SL	100,00
Viesgo Generación SL	Santander (Spagna)	Produzione e commercializzazione di energia elettrica	425.311.006	euro	100,00	Enel Produzione SpA	100,00
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Depurazione delle acque reflue	15.615.000	euro	51,00	Enel.NewHydro Srl	51,00

(1) Le imprese possedute da Enel North America Inc. o 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 31.12.2005 ⁽¹⁾**

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾		% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
		Valuta					
al 31.12.2005							
Controllante:							
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	14,25	USD	100,00	Enel Green Power International SA	100,00	
Controllate:							
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00	CHI Minnesota Wind LLC	49,00	
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina - USA)	10.500	USD	100,00	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00	
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	Enel North America Inc.	100,00	
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00	CHI Minnesota Wind LLC	49,00	
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	Enel North America Inc.	100,00	
Barnet Hydro Company LP	Burlington (Vermont - USA)	-	-	100,00	Sweetwater Hydroelectric Inc. CHI Acquisitions II Inc.	90,00 10,00	
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania - USA)	-	-	67,50	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50	
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania - USA)	2	USD	100,00	Hydro Development Group Inc.	100,00	
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania - USA)	30	USD	100,00	Hydro Development Group Inc.	100,00	
Black River Hydro Assoc.	New York (New York - USA)	-	-	75,00	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00	
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	Boott Hydropower Inc.	100,00	
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts - USA)	-	-	100,00	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00	
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00	
BP Hydro Associates	Boise (Idaho - USA)	-	-	100,00	CHI Idaho Inc. CHI Magic Valley Inc.	68,00 32,00	
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah - USA)	-	-	100,00	BP Hydro Associates Fulcrum Inc.	75,92 24,08	
Bypass Limited	Boise (Idaho - USA)	-	-	100,00	Northwest Hydro Inc. CHI West Inc. El Dorado Hydro	69,35 29,65 1,00	
Bypass Power Company	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00	CHI West Inc.	100,00	
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	Essex Company	100,00	
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York - USA)	-	-	100,00	Hydro Development Group Inc. CHI Black River Inc.	50,00 50,00	
CHI Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	Enel North America Inc.	100,00	
CHI Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	CHI Finance LLC	100,00	
CHI Black River Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	CHI Finance LLC	100,00	
CHI Canada Inc.	Montreal (Québec - Canada)	100	CAD	100,00	CHI Finance LLC	100,00	
CHI Dexter Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00	CHI Finance LLC	100,00	
CHI Finance LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	Enel North America Inc.	100,00	
CHI Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	CHI Finance LLC	100,00	

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾		% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
		Valuta					
al 31.12.2005							
CHI Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland - Canada)	100	CAD	100,00		CHI Canada Inc.	100,00
CHI Idaho Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
CHI Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
CHI Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		CHI Finance LLC	100,00
CHI Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
CHI Operations Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
CHI Power Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
CHI Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
CHI S.F. LP	Montreal (Québec - Canada)	-	-	100,00		CHI Canada Inc. CHI Hydroelectric Co. Inc.	99,00 1,00
CHI Universal Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
CHI West Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
CHI Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina - USA)	110.000	USD	100,00		Aquenergy Systems Inc.	100,00
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	130	USD	100,00		CHI Universal Inc.	100,00
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	200	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions II Inc.	100,00
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	80,00		Enel North America Inc.	80,00
Copenhagen Associates	New York (New York - USA)	-	-	100,00		Hydro Development Group Inc. CHI Dexter Inc.	50,00 50,00
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts - USA)	-	-	100,00		Asotin Hydro Company Inc.	100,00
El Dorado Hydro	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		Olympe Inc. Motherlode Hydro Inc.	82,50 17,50
Essex Company	Boston (Massachusetts - USA)	-	-	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho - USA)	1.002,50	USD	100,00		Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		Essex Company	100,00
Gauley River Management Corporation	Burlington (Vermont - USA)	-	-	100,00		CHI Finance LLC	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾		% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
		Valuta	Valuta	Valuta	Valuta		
al 31.12.2005							
Gauley River Power Partners LP	Burlington (Vermont - USA)	-	-	100,00		Gauley Hydro LLC Gauley River Management Corporation	99,00 1,00
Gestion Cogeneration Inc.	Montreal (Québec - Canada)	100	CAD	60,00		Hydrodev Inc.	60,00
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
Hydrodev Inc.	Montreal (Québec - Canada)	100	CAD	100,00		CHI Canada Inc.	100,00
Hydro Development Group Inc.	New York (New York - USA)	12,25	USD	100,00		CHI Acquisitions II Inc.	100,00
Hydro Energies Corporation	Burlington (Vermont - USA)	5.000	USD	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts - USA)	-	-	100,00		Essex Company Crosby Drive Investments Inc.	92,50 7,50
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts - USA)	-	-	100,00		Hydro Development Group Inc.	100,00
Lower Saranac Corporation	New York (New York - USA)	2	USD	100,00		Twin Saranac Holdings LLC	100,00
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	99,00 1,00
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire - USA)	-	-	100,00		CHI Acquisitions II Inc.	100,00
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Missisquoi Associates	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		Sheldon Springs Hydro Associates LP Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	99,00 1,00
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		CHI West Inc.	100,00
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont - USA)	-	-	100,00		CHI Acquisitions II Inc. Sweetwater Hydroelectric Inc.	99,00 1,00
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland - Canada)	100	CAD	100,00		CHI Canada Inc.	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾		% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
			Valuta				
al 31.12.2005							
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI West Inc.	100,00
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Olympe Inc.	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		CHI West Inc.	100,00
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Finance LLC	100,00
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00
Pyrites Associates	New York (New York - USA)	-	-	100,00		Hydro Development Group Inc. CHI Dexter Inc.	50,00 50,00
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		El Dorado Hydro Olympe Inc. Motherlode Hydro Inc.	99,00 0,82 0,18
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		CHI West Inc. Bypass Power Company	99,00 1,00
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		Boott Sheldon Holdings LLC Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	99,00 1,00
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California - USA)	-	-	95,00		Slate Creek Hydro Company Inc.	95,00
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Acquisitions II Inc.	100,00
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	100	USD	100,00		CHI Universal Inc.	100,00
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
St. Félicien Cogeneration Limited Partnership	Montreal (Québec - Canada)	-	-	61,50		CHI S.F. LP Gestion Cogeneration Inc.	57,50 4,00
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	8.200	USD	69,32		Enel North America Inc.	69,32
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire - USA)	250	USD	100,00		CHI Acquisitions II Inc.	100,00
The Great Dam Corporation	Boston (Massachusetts - USA)	100	USD	100,00		Lawrence Hydroelectric Associates LP	100,00
TKO Power Inc.	Los Angeles (California - USA)	-	-	100,00		CHI West Inc.	100,00
Triton Power Company	New York (New York - USA)	-	-	100,00		Highfalls Hydro Company Inc. CHI Highfalls Inc.	98,00 2,00
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Twin Falls Hydro Associates LP	Seattle (Washington - USA)	-	-	99,51		Twin Saranac Holdings LLC Twin Falls Hydro Company Inc.	99,00 0,51

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾		% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
			Valuta				
al 31.12.2005							
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	10	USD	100,00		Twin Saranac Holdings LLC	100,00
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	49,00
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Western New York Wind Corporation	New York (New York - USA)	300	USD	100,00		Enel North America Inc.	100,00
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut - USA)	-	-	100,00		CHI Acquisitions Inc.	100,00
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota - USA)	-	-	49,00		CHI Minnesota Wind LLC	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 il controllo.

**Elenco delle imprese possedute
da Enel Latin America LLC
incluse nell'area di consolidamento
con il metodo integrale al 31.12.2005 ⁽¹⁾**

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾	Valuta	% di possesso del Gruppo ⁽³⁾	Detenuta da	%
al 31.12.2005						
Controllante:						
Enel Latin America LLC	Wilmington (Delaware - USA)	-	-	100,00	Enel Green Power International SA	100,00
Controllate:						
Agricola Rio Sahuil Ltda	Santiago (Cile)	200.000.000	CLP	99,90	Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	99,90
Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	Santiago (Cile)	-	-	100,00	Empresa Eléctrica Panguipulli SA (già Energía de Los Lagos Ltda)	99,93 0,07
Central American Power Services Inc.	Wilmington (Delaware - USA)	1	USD	100,00	Enel Latin America LLC	100,00
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA	San Salvador (El Salvador)	1.693.100	SVC	100,00	Grupo EGI SA de cv Enel Latin America LLC	99,99 0,01
Constructora Cerro Pitren Ltda	Santiago (Cile)	200.000.000	CLP	99,90	Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	99,90
EGI Costa Rica Viento SA	Santa Ana (Costa Rica)	100.000	CRC	100,00	Energía Global de Costa Rica SA	100,00
Electrificadora Ecologica SA	Santa Ana (Costa Rica)	1.200.000	CRC	100,00	ZMZ General SA	100,00
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago (Cile)	-	-	100,00	Enel Chile Ltda (già Energía de Los Lagos Ltda) Energía Alerce Ltda	99,99 0,01
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago (Cile)	11.169.752.000	CLP	100,00	Enel Chile Ltda (già Energía de Los Lagos Ltda) Energía Alerce Ltda	99,90 0,10
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago (Cile)	-	-	51,00	Enel Chile Ltda (già Energía de Los Lagos Ltda)	51,00
Enel Chile Ltda (già Energía de Los Lagos Ltda)	Santiago (Cile)	15.414.240.752	CLP	100,00	Energía Alerce Ltda Enel Latin America LLC	99,99 0,01
Enel Guatemala SA (già Conexión Energética Centroamericana SA)	Guatemala	5.000	GTQ	100,00	Enel Latin America LLC Enel Green Power International SA	98,00 2,00
Energía Alerce Ltda	Santiago (Cile)	1.000.000	CLP	100,00	Enel Latin America LLC Enel Green Power International SA	99,90 0,10
Energía Global SA de cv	Andover (Massachusetts - USA)	50.000	MXN	99,00	Enel Latin America LLC	99,00
Energía Global de Costa Rica SA	Santa Ana (Costa Rica)	100.000	CRC	100,00	Enel Latin America LLC	100,00
Energía Global Operaciones SA	Santa Ana (Costa Rica)	10.000	CRC	100,00	Energía Global de Costa Rica SA	100,00
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	5.000	GTQ	100,00	Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA (già Conexión Energética Centroamericana SA)	99,00 1,00
Generadora Montecristo SA	Guatemala	5.000	GTQ	100,00	Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA (già Conexión Energética Centroamericana SA)	99,00 1,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale ⁽²⁾	Valuta	% di possesso del Gruppo ⁽³⁾		Detenuta da	%
al 31.12.2005							
Grupo EGI SA de cv	San Salvador (El Salvador)	200.000	SVC	100,00		Enel Latin America LLC Enel Green Power International SA	99,95 0,05
Molinos de Viento del Arenal SA	Santa Ana (Costa Rica)	9.709.200	USD	49,00		Electrificadora Ecologica SA	49,00
Operación Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	Santa Ana (Costa Rica)	30.000	CRC	85,00		Electrificadora Ecologica SA	85,00
P.H. Don Pedro SA	Santa Ana (Costa Rica)	100.001	CRC	32,86		Energía Global de Costa Rica SA	32,86
P.H. Guacimo SA	Santa Ana (Costa Rica)	50.000	CRC	40,00		Enel Latin America LLC Energía Global de Costa Rica SA	30,00 10,00
P.H. Rio Volcan SA	Santa Ana (Costa Rica)	100.001	CRC	44,84		Energía Global de Costa Rica SA	44,84
Tecnoquat SA	Guatemala	1.000.000	GTQ	75,00		Enel Latin America LLC	75,00
ZMZ General SA	Santa Ana (Costa Rica)	500.000	CRC	51,00		EGI Costa Rica Viento SA	51,00

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In alcuni 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 il controllo.

**Elenco delle imprese incluse nell'area
di consolidamento con il metodo
proporzionale al 31.12.2005**

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale	Valuta	% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
al 31.12.2005							
Aridos Energías Especiales SL	Villabilla (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	euro	41,05	Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,05
Azucarera Energías SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00
Boiro Energía SA	Boiro (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00
Cogeneración del Noroeste SL	Santiago de Compostela (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00
Energías Especiales Alcoholeras SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	82.000	euro	50,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000	euro	50,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00
Gallega de Cogeneración SA	Santiago de Compostela (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	euro	25,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	25,00
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.057,50	euro	30,16	Enel Unión Fenosa Renovables SA	30,16
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.540.000	euro	20,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00
Ufefys SL	Aranjuez (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	euro	40,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00

**Elenco delle imprese collegate valutate
con il metodo del patrimonio netto
al 31.12.2005**

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale	Valuta	% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
al 31.12.2005							
Aes Distribuidores Salvadoreños Y Compania S. en C. de cv	San Salvador (El Salvador)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	SVC	20,00	Grupo EGI SA de cv	20,00
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de cv	San Salvador (El Salvador)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	SVC	20,00	Grupo EGI SA de cv	20,00
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	120.000	euro	45,00	Enel Produzione SpA	45,00
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Ricerche, servizi di prova e collaudo	8.550.000	euro	25,92	Enel SpA	25,92
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Civitavecchia (Roma)	Costruzione di infrastrutture portuali	516.000	euro	25,00	Enel Produzione SpA	25,00
Eneco Energia Ecologica Srl	Predazzo (Trento)	Teleriscaldamento	1.239.510	euro	49,02	Avisio Energia SpA	49,02
Energías Ambientales de Somozas SA	La Coruña (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000	euro	19,40	Enel Unión Fenosa Renovables SA	19,40
Energías Ambientales EASA SA	La Coruña (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460	euro	30,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	30,00
Enerlasa SA	Madrid (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	euro	45,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00
Gesam SpA	Lucca	Distribuzione di gas	28.546.672	euro	40,00	Enel Rete Gas SpA	40,00
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de cv	San Salvador (El Salvador)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	SVC	20,00	Grupo EGI SA de cv	20,00
Idrosicilia SpA	Palermo	Attività nel settore idrico	22.520.000	euro	40,00	Enel SpA	40,00
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Québec - Canada)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15	CAD	33,33	Hydrodev Inc.	33,33
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020	euro	50,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	1.128.648	euro	41,55	Enel.NewHydro Srl	41,55
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	euro	18,00	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland - Canada)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	49,00	CHI Hydroelectric Company Inc.	49,00
Tirmadrid SA	Valdemingomez (Spagna)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000	euro	18,64	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64
WIND Telecomunicazioni SpA	Roma	Servizi di telecomunicazioni	147.100.000	euro	37,25	Enel SpA	37,25

**Elenco delle altre partecipazioni
rilevanti al 31.12.2005**

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale		% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
			sociale	Valuta			
al 31.12.2005							
Centro Energia Viterbo SpA	Viterbo	Ricerca nel settore delle energie rinnovabili	260.000	euro	14,00	Enel Rete Gas SpA	14,00
CO.FA.S.E. Srl	Canazei (Trento)	Cogenerazione di energia elettrica e termica	25.500	euro	14,00	Avisio Energia SpA	14,00
Exstream Solutions Inc.	Cambridge (Massachusetts - USA)	Trasmissione di contenuti multimediali e sviluppo di piattaforme <i>distance learning</i>	11.940,79	USD	15,09	Enel Investment Holding BV	15,09
GALSI SpA	Milano	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	3.850.000	euro	13,50	Enel Produzione SpA	13,50
International Multimedia University Srl	Roma	Formazione a distanza	24.000	euro	13,04	Sfera Srl	13,04
LaGeo SA de cv	Ahuachapan (El Salvador)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.868.695.400	SVC	12,50	Enel Produzione SpA	12,50

**Elenco delle partecipazioni
in imprese in liquidazione
o destinate alla vendita al 31.12.2005**

Denominazione	Sede legale	Attività	Capitale sociale	Valuta	% di possesso del Gruppo	Detenuta da	%
al 31.12.2005							
Central Parks Srl (in liquidazione)	Roma	-	63.991	euro	40,00	Enel.NewHydro Srl	40,00
Climare Scrl (in liquidazione)	Genova	-	30.600	euro	66,66	Enel Distribuzione SpA	66,66
Enel Green Power Hellas SA (in liquidazione)	Atene (Grecia)	-	58.700	euro	100,00	Enel Produzione SpA	100,00
Enelco SA	Atene (Grecia)	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	587.000	euro	50,00	Enelpower SpA	50,00
Euromedia Luxembourg One SA (in liquidazione)	Lussemburgo	-	44.887.500	USD	28,57	Enel Investment Holding BV	28,57
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Québec - Canada)	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	49,00	CHI Canada Inc. Hydrodev Inc.	48,90 0,10
Pragma Energy Services Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	-	2	GBP	100,00	Pragma Energy SA	100,00
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	-	1.607.141	euro	24,00	Enel Ape Srl (già Ape Gruppo Enel Srl)	24,00
So.l.e. Milano H Scrl (in liquidazione)	Roma	-	10.000	euro	70,00	Enel Sole Srl	70,00
Teggs SpA (in liquidazione)	Milano	-	100.000	euro	40,00	Enel Investment Holding BV	40,00

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.

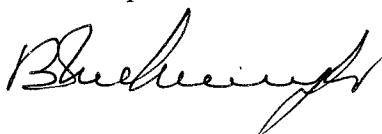
- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, del Gruppo ENEL chiuso al 31 dicembre 2005. 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. Il suddetto bilancio consolidato è stato preparato per la prima volta in conformità agli IFRS 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 consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili. Inoltre, la nota di commento n. 45 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 trimestrale al 31 marzo 2005, da noi assoggettati a revisione contabile, per i quali si fa riferimento alla relazione di revisione da noi emessa in data 14 giugno 2005.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo ENEL al 31 dicembre 2005 è conforme agli IFRS adottati dall'Unione Europea; 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, 21 aprile 2006

KPMG S.p.A.



Bruno Mastrangelo
Socio

Glossario

Cash-generating unit	Unità generatrice di flussi finanziari: il 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 and continuing operation	<p>Attività operativa cessata. Un componente di entità che è stato dismesso o classificato come posseduto per la vendita e che:</p> <ul style="list-style-type: none">> 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 di un'area geografica di attività;> è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita. <p>Le <i>continuing operations</i> si riferiscono alle attività non cessate e non destinate alla vendita.</p>
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.
Value in use	Valore d'uso: valore attuale degli stimati flussi finanziari futuri che ci si attende deriveranno dall'uso continuativo di un'attività e dalla dismissione alla fine della sua vita utile.
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.

