

SENATO DELLA REPUBBLICA

XV LEGISLATURA

Doc. XV
n. 31

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

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

GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(GRTN)

(Esercizio 2004)

Comunicata alla Presidenza il 14 luglio 2006

Doc. XV
n. 31

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

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

**GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(GRTN)**

(Esercizio 2004)

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 32/2006 del 23 maggio 2006	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) S.p.A. per gli esercizi dal 2002 al 2004	»	7
 DOCUMENTI ALLEGATI:		
<i>Esercizio 2004:</i>		
Relazione amministrativa	»	71
Relazione del Collegio Sindacale	»	135
Bilancio consuntivo	»	147
Bilancio consolidato	»	193

Determinazione n. 32/2006

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 7 luglio 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 di determinazione n. 18/2000 in data 22 febbraio 2000 con la quale il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

visto il bilancio d'esercizio dell'Ente suddetto, relativo all'esercizio finanziario 2004, nonché le annesse relazioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio dei Sindaci, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore, Consigliere dott. Giuseppe Grasso 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 del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (G.R.T.N) per l'esercizio 2004;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incumbente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che del bilancio d'esercizio – corredato 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 n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2004 – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – del gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), – l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Ente stesso.

L'ESTENSORE

f.to Giuseppe Grasso

IL PRESIDENTE

f.to Giuseppe David

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (GRTN S.p.A.) PER L'ESERCIZIO 2004

SOMMARIO

PREMESSA. - PARTE PRIMA: il quadro istituzionale - CAP. I. Note introduttive. - CAP. II. Il nuovo quadro normativo. - CAP. III. Il nuovo assetto configurato dal Dpcm 11 maggio 2004. - CAP. IV. I riflessi funzionali e organizzativi del nuovo assetto. - CAP. V. L'attivazione del mercato elettrico. - PARTE SECONDA: la gestione. - CAP. I. Considerazioni generali. - CAP. II. Il bilancio nel settore dell'energia elettrica. - CAP. III. La holding e i rapporti con le controllate. - CAP. IV. La evoluzione nella dotazione delle risorse umane impiegate dalla holding. - 1. Prestazioni professionali esterne. - 2. Il Personale. - PARTE TERZA: il bilancio. - CAP. I. Il Bilancio Consolidato del Gruppo (GRTN-GME-AU). 1. Criteri di formazione e evoluzione del controllo. 2. L'analisi del bilancio consolidato. - CAP. II. Il Bilancio del GRTN. 1. Il conto economico. 2. Lo stato patrimoniale. 3. I risultati economico-finanziari. Notazioni sulle risultanze di bilancio. - PARTE QUARTA: conclusioni.

PARTE PRIMA: IL QUADRO ISTITUZIONALE

CAP. I° Note introduttive

La presente relazione riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione del GRTN per l'esercizio 2004 e sui più significativi eventi sino alla data corrente. Il controllo viene svolto ai sensi dell'art. 12 della legge 259/58 ed il precedente referto della Corte relativo all'esercizio 2003 è in corso di pubblicazione.

Nell'esercizio 2004 si è registrata la rilevante innovazione relativa all'attivazione del mercato elettrico, in ordine al quale si deve rilevare che alla data del 31 marzo 2004 è partito ufficialmente il mercato organizzato dell'energia elettrica .

In data 1 novembre 2005 è stata resa effettiva l'unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale (RTN) che, sino ad allora facevano capo a due distinti soggetti rappresentati rispettivamente dal GRTN, cui era riservata la gestione, e dalla Società TERNA, controllata dell'ENEL, cui faceva capo la titolarità della suddetta rete di trasmissione nazionale (RTN).

Le attività finalizzate a dette attivazioni hanno coinvolto, nell'attuazione delle rispettive competenze, le tre società costituenti la Holding di cui è capofila il GRTN (vale a dire lo stesso GRTN, il GME, ovvero il Gestore del Mercato Elettrico, nonché l'AU, ovvero l'Acquirente Unico).

In parallelo con queste innovazioni concernenti il sistema nazionale, altre rilevanti interventi sono stati registrati sul piano internazionale.

In proposito, va rilevato che nel dicembre 2003, la Commissione UE all'energia ha presentato una proposta di Direttiva volta a migliorare la sicurezza della fornitura di energia elettrica ed a stimolare gli investimenti nelle infrastrutture in Europa.

In particolare, si intende da parte dell'UE favorire gli investimenti in nuovi impianti di produzione, nelle tecnologie basate sull'efficienza energetica, nonché nella rete di trasmissione e di distribuzione.

La Direttiva che è stata proposta tende a rendere giuridicamente vincolanti gli accordi in materia di gestione del sistema, per evitare i problemi che si sono registrati sia negli USA che in Europa, sino ad auspicare che, per le importazioni di energia elettrica da un paese ad un altro, si pervenga allo stesso grado di sicurezza che ha la trasmissione di elettricità all'interno delle frontiere nazionali.

Questa proposta di direttiva, che ancora al giugno 2005 era all'esame del Consiglio e del Parlamento europeo, riveste un ovvio rilievo per il nostro sistema, segnatamente per la sicurezza delle importazioni se si consideri, da un lato, la dipendenza del nostro Paese dalle importazioni, e, dall'altro, se si scontano i risvolti del Black -out del settembre 2003, nel corso del quale sono affiorate serie problematiche, sul fronte della trasmissione, nei rapporti tra la Svizzera e l'Italia.

Con riferimento sempre ai rapporti internazionali, va riferito che, a fronte della unilaterale tempestività con cui il nostro Paese ha dato esecuzione alle direttive europee in materia di liberalizzazione del mercato, persistono ampie zone di mancato adeguamento da parte degli altri Paesi comunitari.

Al riguardo, a parte quanto si è rilevato nella relazione di questa Corte relativa al 2003 in rapporto ad un Paese come la Francia che tarda a dare esecuzione, con grave detrimento dei nostri interessi, alle direttive europee in materia di liberalizzazione, va riferito che il fenomeno di elusione è ben più esteso.

Basterà considerare, per questo aspetto che, contrariamente al regolamento sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica direttamente applicabile dal 1 luglio 2004 in tutti i paesi UE, le nuove direttive elettricità e gas devono essere recepite dalla legislazione nazionale per poter produrre gli effetti da esse previsti.

Da ciò ne consegue che i paesi membri che registrano ritardi nell'attuazione delle nuove Direttive in materia di energia elettrica e gas sono molti, così che la Commissione, nell'ottobre 2004, ha avviato procedure di infrazione nei confronti di 18 governi.

Sebbene, nel frattempo, il numero di quanti hanno recepito le direttive sia aumentato, risulta ancora che una decina di paesi non hanno ancora notificato i provvedimenti di attuazione delle direttive dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, tra questi figurano paesi come la Germania e la Spagna che, pur persistendo nell'inadempienza, sono tra quei paesi che hanno i più importanti mercati all'interno dell'Unione.

CAP. II° Il nuovo quadro normativo

In ambito comunitario, oltre la proposta di Direttiva comunitaria, sottoposta all'approvazione del Parlamento e del Consiglio, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle

infrastrutture, di cui si è fatto cenno nel precedente capitolo, si sono avuti altri interventi di una certa rilevanza.

In particolare, alla data del primo luglio 2004 è entrata in vigore la Direttiva 54/2003 che modifica la precedente disciplina di cui alla Direttiva 96/92, mentre risulta approvato il regolamento 1228/2003 sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

In ambito nazionale, invece, la novità più rilevante concerne l'entrata in vigore della legge 239 del 23 agosto 2004 che detta disposizioni in materia di riordino del settore energetico, di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita del GPL, nonché di gestione dei rifiuti radioattivi.

I punti più qualificanti di questa nuova normativa nazionale di riordino concernono rispettivamente:

- i principi di governo del settore e ripartizione delle competenze fra Stato e Regioni, nel rispetto del titolo V della Costituzione, introducendo Principi di sussidiarietà verticale ed orizzontale;
- i principi di condivisione dei costi e benefici con le collettività locali, per favorire lo sviluppo e la sicurezza del settore energetico;
- l'indipendenza e terzietà delle reti infrastrutturali del gas e dell'elettricità. In particolare, è stata disposta la riunificazione fra proprietà e gestione della rete elettrica di cui si è fatto sopra un cenno sommario che sarà considerato più estesamente nel prosieguo;
- le misure di semplificazione delle procedure per la costruzione e la dichiarazione di pubblica utilità di nuovi gasdotti.

Scendendo ad una analisi di maggior dettaglio di detta legge, con riferimento al settore elettrico la stessa, per lo specifico, prevede che:

- il MAP (Ministero delle Attività Produttive) in sede di approvazione dei Piani di sviluppo della RTN, verifichi la conformità dei suddetti piani predisposti annualmente dai gestori delle reti di trasporto con gli indirizzi emanati dallo stesso Ministero;
- le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;
- per i contratti di importazione esistenti in capo all'ENEL e destinati al mercato vincolato, quali erano in essere alla data di entrata in vigore del

D. lgs. 79/99, è prevista la possibilità di trasferimento all'AU (Acquirente Unico facente parte della Holding di cui è capofila il GRTN) con decreto del MAP, di concerto con il Ministro dell'Economia, a partire dalla data di assunzione, da parte di detto AU, della responsabilità della funzione di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato;

- per l'energia prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno o con celle a combustibile e l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica utilizzata per il teleriscaldamento, vi è diritto alla emissione di certificati verdi, di cui viene anche modificato il valore che è reso pari a 50 MWh o multipli di detta grandezza

Un altro intervento normativo che concerne la legislazione nazionale si è avuto con l'entrata in vigore della legge 80/2005 che, avendo di mira la competitività del sistema Paese, ha disposto limitatamente al settore elettrico:

- l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per specifici settori industriali;
- il ritiro da parte del GRTN dell'energia prodotta nel Sulcis;
- il nuovo regime sanzionatorio nei confronti dei comportamenti anticoncorrenziali.

CAP. III° Il nuovo assetto configurato dal Dpcm 11 Maggio 2004

Occorre riferire che con il DPCM 11 maggio 2004 (pubblicato sulla G.U. del 18 maggio 2004) sono state impartite disposizioni che fissano i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale, in attuazione di quanto disposto dal decreto legge 239 del 29 agosto 2003 convertito, con modificazioni, nella legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Secondo quanto previsto da detto DPCM si individuano due fasi:

- una obbligatoria, in cui deve essere attuata l'unificazione della rete di proprietà della società TERNA SpA con la gestione della rete nazionale;
- una seconda in cui sarà favorita l'aggregazione anche di altri proprietari di RTN diversi da TERNA.

In relazione alla prima fase, il provvedimento prevede entro il 31 ottobre 2005 il trasferimento alla società TERNA SpA delle attività, delle funzioni, dei beni, dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al GRTN.

Da detto trasferimento sono esclusi per espressa previsione del DPCM:

- i beni, i rapporti giuridici e il personale relativo alle attività di acquisto e di cessione dell'energia che il GRTN è, per legge, obbligato a ritirare (energia CIP6, eccedenze);
- il personale addetto alle attività connesse all'emissione e alle transazioni di certificati verdi e in generale alle attività connesse alle fonti rinnovabili;
- la partecipazione azionaria alle due società controllate, costituite rispettivamente dall' Acquirente Unico (AU) e dal Gestore del Mercato Elettrico (GME);
- gli eventuali oneri di natura risarcitoria o sanzionatoria che facessero capo al GRTN fino alla data di trasferimento, con espressa previsione di una clausola di "manleva" nei confronti di Terna.

Secondo le disposizioni del DPCM in esame, il trasferimento degli "assets" avviene a titolo oneroso (conferimento, compravendita) concordato tra GRTN e TERNA, con la previsione che in mancanza di un accordo, da conseguirsi entro il 30 aprile 2005, la valutazione di detti "assets" è rimessa ad un collegio indipendente composto da tre arbitri.

Parallelamente, si dispone che l'AEEG adotta meccanismi di natura tariffaria volti a garantire l'aggregazione anche delle porzioni di RTN di proprietà di soggetti diversi da Terna, con l'intesa che questi meccanismi sono applicati solo qualora l'aggregazione intervenga entro il 30 aprile 2005 e riguardi attività già ricomprese nell'ambito della RTN.

Per la fase attuativa del nuovo assetto, il DPCM dispone che lo statuto della società TERNA SpA sia modificato tenendo conto:

- del mutamento dell'oggetto sociale per renderlo coerente con le funzioni di gestione della rete;
- delle modalità di nomina del CdA della stessa Terna, basate sul metodo del voto di lista;
- del limite del possesso azionario pari al 5% per i soggetti privati con la previsione che, anche in caso di possesso di quote superiori da parte degli operatori del settore elettrico, i diritti di voto per la nomina degli amministratori possono essere esercitati comunque entro il limite del 5%.

Per quanto concerne il collocamento sul mercato del soggetto che deriva dal nuovo assetto di unificazione di proprietà e gestione, si dispone, da parte del citato provvedimento governativo, l'attuazione di un azionariato diffuso e la costituzione

di un nucleo stabile formato da uno o più azionisti in modo da garantire la tutela del servizio di pubblica utilità.

A garanzia dell'intento dichiarato di conservazione della natura di servizio di pubblica utilità, il provvedimento ministeriale dispone l'obbligo per l'ENEL, imposto dalla legge 290/03 in generale per tutti gli operatori del settore, di ridurre la partecipazione nel capitale di Terna ad una quota non eccedente il 20% a decorrere dal 31/12/2008.

Dal canto suo il GRTN ha predisposto, secondo la disciplina introdotta, entro il 31/12/2004 il c.d. "codice di rete" contenente le regole tecniche concernenti l'accesso e l'uso della rete, per l'interrompibilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete e per gli interventi di manutenzione.

Detto codice, da sottoporsi all'approvazione del MAP e dell'AEEG, deve prevedere, sin da prima del trasferimento delle attività a Terna, un Comitato di consultazione degli utenti della rete elettrica costituito al massimo da sette componenti.

Il suddetto Comitato avrà competenze propositive sull'aggiornamento e modifica delle regole contenute nel codice, competenze consultive su criteri generali di sviluppo e gestione della rete, nonché competenze di risoluzione "bonaria" di eventuali controversie indotte dalla applicazione del "codice di rete".

CAP IV° I riflessi funzionali e organizzativi del nuovo assetto

La liberalizzazione del mercato elettrico ha tra i suoi assi la distinzione tra le attività di produzione, di importazione, di esportazione, di acquisto e vendita di energia elettrica, da una parte, e quelle di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete nazionale ad alta tensione, dall'altra.

Analogamente a quanto avvenuto nella liberalizzazione di altri servizi pubblici a rete, si è provveduto quindi, per garantire una reale concorrenza, a scorporare le funzioni più propriamente commerciali da quelle che invece risultavano attinenti alla gestione e al funzionamento della rete. Ciò nel presupposto che l'accesso a tale rete, necessaria all'esercizio del servizio, deve essere garantito, in modo prioritario e non discriminatorio, alla generalità dei soggetti di mercato operanti nel settore.

Proprio al fine di garantire questo risultato, la trasmissione ed il dispacciamento dell'energia elettrica erano state riservate allo Stato e attribuite sinora in concessione al gestore della rete (art. 1, comma 1, D. lgs. n. 79/99).

In aderenza a una tale scelta, l'allora Ministero dell'Industria, con decreto 17 luglio 2000 ha poi formalmente attribuito al gestore della rete (il GRTN) la concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale (art 1 del DM); successivamente è stata approvata la convenzione tra il Ministero e il GRTN, al fine di disciplinare le attività conseguenti (art 2 del D.M.).

Dal quadro funzionale che ne consegue, risulta che le attività del Gestore (il GRTN), svolte nel rispetto dei principi di imparzialità, trasparenza e neutralità potevano essere riassunte (art. 3 del D. lgs. n.79/99) rispettivamente:

- nella gestione dei flussi di energia, dei relativi dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari;
- nella gestione unitaria della rete di trasmissione nazionale senza discriminazione di utenti;
- nella connessione alla rete di trasmissione nazionale di chiunque ne facesse richiesta senza compromettere la continuità del servizio;
- nel rispetto delle regole tecniche adottate e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità di settore con l'obbligo di motivare adeguatamente l'eventuale rifiuto di accesso alla rete;
- nello stabilire, con proprie delibere, le regole per il dispacciamento nel rispetto delle condizioni dettate dall'Autorità e degli indirizzi del Ministero;
- nell'adottare, previa verifica dell'Autorità regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete.

Dalle caratteristiche delle attività elencate, si ricava l'attribuzione al GRTN di una funzione di terzietà nei confronti dei diversi operatori del mercato elettrico, in ossequio anche alla direttiva comunitaria orientata ad operare una netta

separazione tra le diverse attività del settore elettrico (quali appunto la generazione, la trasmissione e la distribuzione).

In un tale contesto, l'esigenza di terzietà della funzione assegnata al GRTN risultava vieppiù accentuata dall'attribuzione a detto soggetto della già menzionata attività di dispacciamento.

Va detto, in proposito, che il dispacciamento è legato alla particolare natura dell'energia elettrica, bene immateriale, non immagazzinabile e fungibile nonché al conseguente funzionamento del sistema elettrico. Sistema che per operare correttamente deve rimanere in equilibrio costante, garantendo una corrispondenza tra l'energia prelevata dai consumatori e quella immessa dai produttori, tenuto conto della struttura fisica e del funzionamento della rete di trasmissione nazionale.

Nella definizione che ne ha dato il legislatore (art 2, 10 c, del D. lgs. n. 79/99), il dispacciamento "è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari", mentre l'Autorità con la delibera 28 giugno 2001 n.95/01 ne ha evidenziato la natura di "pubblico servizio".

Infatti, ai sensi di detta delibera si chiarisce che "il dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale è l'insieme delle attività finalizzate ad assicurare: la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico; l'affidabilità del servizio nei confronti degli utenti; l'efficienza ed il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti e, in particolare, la minimizzazione del costo totale di produzione e di trasporto dell'energia elettrica".

Inoltre, una volta che il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è divenuto pienamente operativo, il GRTN ha gestito il dispacciamento in base al merito economico, e non più consentendo l'accesso alla rete esclusivamente sulla base dei contratti bilaterali stipulati dagli operatori (il cosiddetto "dispacciamento passante").

Il dispacciamento di merito economico si basa su disposizioni per l'utilizzazione e il funzionamento congiunto di impianti di produzione, della rete di trasmissione e degli impianti ausiliari, impartite secondo ordini di merito economico (art. 5, c. 2, D. lgs. n. 79/99).

Dal complesso delle fonti appena ricordate, si ricava come risulta accentuato in modo sistematico, la natura di soggetto terzo neutrale di un qualunque operatore che fosse chiamato, come il GRTN, ad assumere le due funzioni della gestione della rete e della connessa attività di dispacciamento; funzioni, come tali, indipendenti dagli operatori di mercato, nei confronti dei quali, il soggetto che ne era investito,

avrebbe dovuto svolgere servizi di carattere tecnico a garanzia del corretto funzionamento dell'intero sistema.

La preoccupazione di fondo che traspariva da questo assetto normativo era, come si è più volte accennato, quella che fosse assicurato, alle due attività di trasmissione e di dispacciamento, la natura di servizio pubblico da svolgersi in modo imparziale e neutrale.

A tutto questo vi è da aggiungere, in coerenza con quanto si è riferito in ordine all'importanza della rete di trasmissione, che questa, per la rilevanza economica degli investimenti richiesti ai fini della sua realizzazione e manutenzione, è di portata tale da rendere improponibile una sua duplicazione sia pure in un mercato liberalizzato (basti pensare che rimane attualmente problematico anche il suo adeguamento alle esigenze del momento), sino ad assumere, per pacifica e generale ammissione, tutti i caratteri di un monopolio naturale.¹

In presenza di questi fattori condizionanti, sia di carattere normativo che di specifica rilevanza economica, sono state avanzate riserve circa la soluzione delineata dal DPCM 11 maggio 2004 che affida a Terna SpA, partecipata del gruppo ENEL ed ora aperta all'azionariato privato, funzioni di servizio pubblico che erano state sin qua attribuite e svolte dal GRTN, cui era stata garantita una situazione di terzietà (rispetto alla produzione ed alla distribuzione), pure nella sua singolare configurazione di società privata, interamente partecipata dal Ministero dell'Economia.

Forma privatistica che, data la prevalenza di funzioni pubbliche assegnate al GRTN, era stata scelta presumibilmente ai fini di maggiore efficienza, posto che per le sue attività, in funzione dei rilevanti interessi sociali volti ad assicurare la continuità e la neutralità di un servizio connotato da rilevanti profili pubblicitari, ogni scopo di profitto commerciale ovvero di carattere esclusivamente produttivo appariva recessivo rispetto a detti interessi di natura pubblica che rispetto alla posizione in cui era stato collocato il GRTN, così come alle modalità di determinazione dei costi (le famose "bollette") fissate in un sostanziale regime di prezzi amministrati ed in pendenza di una sostanziale situazione di monopolio .

¹ Va osservato che le modifiche introdotte nel corpo delle disposizioni comunitarie del Trattato di Maastricht, in particolare l'esplicita previsione di una competenza a livello comunitario nel campo energetico, ha dato nuovo slancio all'azione dell'Unione europea, che si è tradotta nella predisposizione di provvedimenti normativi di carattere generale, e non più settoriali come i precedenti, in cui i temi legati al settore energetico sono stati affrontati non solo dal punto di vista economico, ma anche considerando la natura di servizio pubblico generale riscontrabile in alcune fasi della filiera energetica, come quella della distribuzione o la presenza di monopoli naturali, come nel caso di reti infrastrutturali.

Sul piano dell'astratta coerenza logica, una conferma, dei dubbi esplicitati sulla opportunità della scelta operata dal DPCM di cui si è riferito, proviene dalla relazione annuale dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

In proposito, si legge nella relazione del 2004 che "sul punto, l'Autorità ha sostenuto in più occasioni che in specifiche fasi della filiera produttiva dei settori a - rete - di pubblica utilità, specificamente le fasi centrali di trasmissione/trasporto dell'energia elettrica, del gas naturale o, ancora, dei servizi di telecomunicazione e ferroviari, può essere opportuno, se non necessario, conservare la natura pubblica dell'impresa".

Sullo stesso piano si collocano le notazioni contenute in un rapporto del CNEL, del 23 aprile 2003, relativo al "Sistema energetico Italiano".

Da questo rapporto si ricavano elementi di riflessione critica nella parte in cui si legge che "sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, i gestori delle reti di trasmissione/trasporto e di distribuzione, qualora non siano già pienamente indipendenti in relazione all'assetto proprietario, devono acquisire una piena indipendenza dalle attività non relative alla trasmissione/trasporto o alla distribuzione, almeno sotto il profilo della veste giuridica, dell'organizzazione e del processo decisionale. Questo modello di separazione delle reti viene proposto quale soluzione per evitare che siano possibili trasferimenti incrociati di risorse, in quanto fonti di distorsione della concorrenza in un futuro contesto di liberalizzazione".

Lo stesso rapporto quindi continua rimarcando, in contrasto con quanto dispone il DPCM,, che "in base alle caratteristiche emerse nella fase di prima attuazione del D. Lvo n. 79 del 1999 si può ritenere che la scelta di separazione tra GRTN pubblico e le reti di trasmissione - private -, ancora integrate nei gruppi elettrici ed in misura quasi totale nel gruppo ENEL, ha garantito una gestione sostanzialmente proconcorrenziale. Pertanto, la scelta condivisibile, in termini generali, della riunificazione tra GRTN e rete di trasmissione, oltre ad incrementare condizioni di base per l'accesso, risulta motivata dalla maggiore governabilità del processo strutturale sulla rete".

Al contrario, con il DPCM 11 maggio 2004 (pubblicato sulla G.U. del 18 maggio 2004) sono state impartite disposizioni che fissano, in una ottica del tutto diversa, i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale.

CAP. V° L'attivazione del mercato elettrico

Per la realizzazione del mercato organizzato, nel settore elettrico, è stato previsto un percorso per fasi, realizzando un approccio di tipo graduale che prevede il passaggio attraverso tre stadi.

Una prima fase, detta transitoria, che si è sviluppata tra gennaio e marzo 2004, svoltasi in parallelo con il persistere del sistema transitorio precedente, di cui si è riferito nella relazione 2003 e che si denomina "Stove" (Sistema transitorio di offerte di vendita di energia).

In questa fase sono state svolte le prove di funzionamento della così detta "borsa dell'elettricità".

In particolare, queste prove hanno riguardato, per il Gestore, il funzionamento del sistema di dispacciamento di merito economico con partecipazione dei produttori.

Una seconda fase transitoria, avviata il 31 marzo 2004, risulta caratterizzata dalla piena operatività del dispacciamento di merito economico, con partecipazione al mercato dell'energia sia delle sole unità di produzione rilevanti, aventi una capacità di produzione superiore ai 10 MVA, sia della domanda passiva².

In questa fase, il ruolo della domanda è stato svolto dal GRTN che ha comprato sul mercato del giorno prima, tramite offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, l'energia elettrica necessaria a coprire il fabbisogno stimato di ciascuna zona.

Questa fase, come si è anticipato, è stata caratterizzata dalla domanda passiva, con la realizzazione dell'operatività del dispacciamento di merito economico solo sul lato dell'offerta a cui hanno partecipato le unità di produzione rilevanti (con capacità superiore ai 10 MVA). Peraltro, come stabilito dalla direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004 la Borsa Elettrica ha aperto le porte ai grandi consumatori, si tratta di un approdo della liberalizzazione, con l'effetto che la selezione dei partecipanti non è più imposta da norme, ma dettata da parametri economici, che permette solo superando una soglia di consumo molto alta di avere benefici e quindi vantaggi ad operare

² La definizione di domanda passiva coincide con quanto descritto con riferimento alla seconda fase descritta sopra.

Si tratta di un sistema organizzativo di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di tipo borsistico, caratterizzati da due mercati.

Il primo mercato dell'energia elettrica che si articola, a sua volta, in due momenti che si riferiscono rispettivamente al Mercato del Giorno Prima (MGP) ed al Mercato di Aggiustamento (MA), affidati entrambi al gestore del Mercato (GME).

Il secondo mercato attiene ai Servizi del Dispacciamento (MSD) che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione delle riserve e il bilanciamento in tempo reale. Questo mercato è anch'esso gestito dal GME ma per conto del GRTN.

In questa fase, il GRTN ha avviato congiuntamente al GME, a partire dal 1 luglio 2004, limitatamente alla zona centro nord (Toscana - Marche - Umbria) i "tests" propedeutici alla partecipazione attiva della domanda al dispacciamento di merito economico.

La terza fase, avrebbe dovuto riguardare l'attivazione a regime del sistema con inizio ai primi mesi del 2005.

Questa fase che si caratterizza per la partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, ha avuto effettivamente inizio il 11 gennaio 2005.

Nel suo complesso, questo sistema organizzato di offerte ha lo scopo di porre le condizioni necessarie sia per promuovere la concorrenza e gli investimenti, sia per garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico, tutelando gli interessi degli utenti e dei clienti finali.

Quanto sopra evidenzia il fatto che il suo attuarsi è condizionato alla esistenza di un mercato liberalizzato in cui offerta e domanda siano espressioni di libere valutazioni economiche e quindi di estrema elasticità.

Il sistema italiano registra, invece, una certa rigidità dal lato della domanda, se si consideri che la produzione nazionale, sebbene integrata da rilevanti apporti di importazione, si colloca al di sotto del fabbisogno medio, pur in presenza di una fase di stagnazione delle attività produttive di impresa; fabbisogno medio incrementato dai consumi familiari che hanno determinato momenti critici quali quelli del giugno 2003, a seguito dei quali sono state posti in essere distacchi programmati di corrente.

Pur sussistendo queste vischiosità, tipiche di una struttura produttiva che come quella italiana registra una certa situazione di oligopolio nell'offerta di energia

(caratteristica negativa che si accentua se si passi a considerare la situazione della trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica esistente nel nostro Paese), che è già di per sé insufficiente, l'obiettivo fondamentale e tendenziale del sistema introdotto con la c.d. "borsa elettrica" è orientato al conseguimento di risultati positivi.

Vale a dire che, attraverso il sistema introdotto, si mira all'attuazione di un meccanismo organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica cui, come si è anticipato, corrisponda un mercato del servizio di dispacciamento.

Questa strutturazione è stata costruita in modo da essere flessibile per poter tener conto dei futuri cambiamenti di settore, a fronte dell'evoluzione di alcune caratteristiche (progressiva liberazione della domanda, partecipazione della domanda al sistema, completamento dei sistemi di misura, formazione di un ambiente effettivamente concorrenziale).

Al di là della partecipazione al mercato in cui, accanto ai produttori, intervengono diversi operatori che vanno dal GRTN all'A.U. (Acquirente Unico) sino ai distributori (di contro al mercato, vi è il sistema dei contratti bilaterali in cui i produttori trattano direttamente con i grossisti che a loro volta, attraverso i contratti di fornitura, forniscono le grandi e medie imprese), si deve registrare la coesistenza di due mercati collegati.

Per il primo mercato quello dell'energia elettrica, che a sua volta comprende il mercato del giorno prima (MGP)³ e il mercato di aggiustamento (MA)⁴, organizzati e gestiti dal Gestore del Mercato (GME), componente assieme all'A.U. (Acquirente Unico) della Holding di cui è capofila il GRTN.

Accanto a questo primo mercato, vi è il mercato del servizio di dispacciamento (MSD) che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione della riserva e il bilanciamento in tempo reale.

Questo secondo mercato è stato gestito, sino al DM 11 Maggio 2004, dal GRTN che cederà detta funzione, avente una preminente funzione di servizio pubblico, alla società in cui confluirà la titolarità e la gestione della rete, ponendo non pochi interrogativi sulla imparzialità del nuovo assetto.

³ La logica del MGP prevede che i produttori presentino offerte di vendita di energia con l'indicazione del prezzo, mentre il GRTN, che rappresenta sino al 2005 la domanda non coperta da contratti bilaterali, presenta offerte di acquisto senza indicazione del prezzo. Pertanto, la remunerazione delle offerte di vendita accettate avviene al prezzo marginale (prezzo dell'offerta più alta accettata.)

⁴ Questo ha riguardo ad un sistema di offerte bilanciate che consente di spostare produzione da una unità produttiva ad un'altra (anche se di operatori diversi) purché nell'ambito della stessa ora e purché le unità si trovino all'interno della stessa area geografica.

Tuttavia, come si è accennato, al sistema del mercato si affianca quello dei contratti bilaterali cui sono liberi di accedere i singoli operatori.

La scelta delle modalità di vendita e di acquisto è lasciata al singolo operatore in funzione delle sue convenienze economiche.

La formazione del prezzo è basata sul meccanismo del "system marginal price", che prevede la definizione di un prezzo marginale di equilibrio che si colloca nel punto di incontro delle due curve rispettive di domanda e di offerta di energia elettrica.

In un tale contesto volendo sintetizzare, si deve rilevare che l'attività commerciale del GRTN, nel corso del 2004, è stata finalizzata al raggiungimento di precisi obiettivi che riguardano rispettivamente:

- l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica;
- la gestione e il dispacciamento di merito economico;
- la gestione dei servizi di interrompibilità⁵;
- le attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa elettrica.

Le prime risultanze quali emerse nel corso del 2004, comunque, confermano una rigidità indotta del sistema che trova riscontro nella formazione del prezzo.

Infatti, nel periodo aprile/dicembre 2004 mentre il PGN (l'indice equivalente alla vecchia tariffa amministrata) è stato di 56 euro/MWh, il prezzo medio di borsa, riferito al mercato del giorno prima (MGP) è stato pari a 56,18 euro/MWh, con uno scostamento in aumento dello 0,3%, in crescita rispetto al livello di prezzo che si sarebbe ottenuto con la tariffa amministrata, vigente in assenza del sistema di mercato.

Nel complesso, per quanto si sia in un momento di primo approccio della "Borsa Elettrica", già si profilano come essenziali alcune integrazioni dei meccanismi di Borsa, al fine di facilitare la partecipazione attiva e consapevole della domanda e di incentivare strategie di acquisto maggiormente reattive al prezzo.

Questa Borsa è stata anche definita un "Mercato in evoluzione" cui si pensa di affiancare un mercato dei derivati sul prezzo dell'energia elettrica.

⁵ Il servizio di interrompibilità si distingue in interrompibilità del carico con preavviso e senza preavviso, con la formazione di una massa di manovra di riserva che può essere utilizzata:
-senza preavviso per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
-con preavviso per limitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure distribuite di alleggerimento del carico.

Una tale soluzione dovrebbe permettere, a parere dell'attuale presidente del GME, di coprire il "rischio prezzo" ovvero la volatilità tipica dei prezzi. Infatti, la non immagazzinabilità dell'energia elettrica rende i contratti a termine ancora più indispensabili che nel caso di altre merci. Inoltre con un mercato dei derivati si offrirebbe agli operatori un ulteriore meccanismo di flessibilità a fronte dell'operatività posta in essere sul mercato del giorno prima o attraverso la contrattazione bilaterale.

Al di là di questi aggiustamenti, la riduzione del prezzo resta connessa all'entrata in funzione di nuove centrali, all'aumento dell'import con la realizzazione di nuovi elettrodotti ed ai miglioramenti tecnici in termini di efficienza.

Pur auspicando il graduale adattamento dell'intero sistema ai nuovi meccanismi, rimane sullo sfondo la preoccupazione che, attuandosi una concentrazione di una quota di azionariato della nuova TERNA (in cui ora si concentrano proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale) nelle mani dei produttori, possa accrescersi il rischio del mantenimento di una politica dei prezzi che privilegi la remuneratività.

PARTE SECONDA: LA GESTIONE

CAP. I° Considerazioni generali

Alla criticità che ha contraddistinto il 2003, con i due episodi che hanno condotto alla interruzione programmata di corrente del 28 giugno 2003 ed al vero "Black Out" nel settembre dello stesso anno, sono seguite azioni aventi un certo valore strutturale che hanno agevolato un rientro dall'emergenza, anche se permane il disagio complessivo del sistema italiano caratterizzato da persistenti carenze nella produzione dell'energia elettrica, che risente dei costi nell'approvvigionamento delle fonti energetiche, con un forte aumento del costo del petrolio.

Nel complesso, va anche osservato che l'azione di riequilibrio, cui ha partecipato attivamente il GRTN, si è giovata delle favorevoli condizioni meteorologiche, con un inverno più piovoso ed una estate meno torrida rispetto al 2003.

Nello stesso tempo, è stata intrapresa una azione strutturale in forza della quale all'aumento dei consumi nel picco estivo, così come riscontrato nel mese di luglio, è corrisposto un significativo aumento della capacità disponibile che ha consentito di coprire il fabbisogno senza necessità di ricorrere a deroghe ambientali concernenti sia le temperature allo scarico che alle emissioni.

Del pari, una azione di riequilibrio, posta in campo grazie al contributo del GRTN, concerne il distacco dei carichi interrompibili, cui non si è fatto ricorso sebbene si sia registrato, rispetto al 2003, una riduzione delle importazioni.

Dall'analisi dell'andamento dei flussi di importazione si è registrato una notevole flessione, pari in percentuale a -9,8%, raggiungendo i 45,6 GWh contro i 51,5 GWh del 2003.

Questo calo è da collegarsi, nella prima parte dell'anno, a misure temporanee decise dal GRTN per esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Ad un tale dato si deve aggiungere, con ciò dimostrando la nostra persistente carenza nella generazione di energia elettrica, che anche nella seconda parte dell'anno la flessione è stata generata a livello di scelte istituzionali, in virtù delle nuove procedure di calcolo dei limiti di sicurezza nelle importazioni.

Con effetti identici a quelli propri delle importazioni, ha concorso all'equilibrio del sistema anche un rilevante aumento delle esportazioni incrementatesi del 52,7%, essendo passate da 0,5 GWh a 0,8 GWh.

Un ulteriore miglioramento ha riguardato il margine di riserva disponibile nell'ora di massimo fabbisogno estivo che è risultata pari al 12% del fabbisogno, quota molto vicina al livello ottimale individuato teoricamente nel 15%.

Del pari, sul piano della capacità disponibile, raffrontando i due esercizi (2003/2004) si è registrato che mentre nel 2003 ad un fabbisogno di 53.105 MW, del 17 luglio, ha corrisposto una capacità disponibile di 54.405 MW, al contrario alla data del 23 luglio 2004 ad un fabbisogno di 53.507 MW ha corrisposto una capacità disponibile di 60.107 MW, con un incremento netto, nel raffronto, di 5.700 MW.

Come risulta dall'apposita rilevazione condotta dal GRTN, un tale incremento di 5.700 MW va collegato, per 2.500 MW alla rimodulazione delle manutenzioni ed alla riduzione delle avarie, cui vanno aggiunti ulteriori 2.000 MW che si riconnettono all'ingresso di nuovi impianti ed alla riattivazione di alcune centrali turbogas, mentre ulteriori 900 MW sono dovuti all'apporto della produzione idroelettrica.

La differenza di circa 300 MW va ricondotta ad altri fattori minori il cui apporto, oltre a determinare la copertura di detta differenza di 300 MW, ha consentito la riduzione delle limitazioni per alte temperature allo scarico assieme al contenimento delle importazioni.

Questo quadro, nel complesso migliore rispetto al 2003, è dovuto agli interventi istituzionali, cui ha contribuito in maniera significativa il GRTN, favoriti anche dall'azione di stimolo del MAP.

Per quanto attiene al GRTN, esso è intervenuto riprogrammando le manutenzioni delle centrali in periodi diversi da luglio ed agosto, oltre a rimodulare la produzione idroelettrica aumentando il livello dei bacini nel periodo estivo.

A questa azione diretta del GRTN è corrisposta l'attivazione di nuovi strumenti di incentivazione quali borsa e capacity payment, che hanno consentito di razionalizzare il comportamento dei produttori i quali hanno allineato la disponibilità degli impianti alle necessità del sistema.

Un contributo decisivo sul piano di detto allineamento perviene dall'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento, così come è stato sinora affidato al GRTN nel nuovo sistema di borsa elettrica.

In tale sistema il GRTN è tenuto a fare il giorno antecedente la stima del fabbisogno d'energia, che è operazione preliminare di apertura del mercato, ad

effettuare la dichiarazione dei limiti di trasporto tra le aree e, successivamente alla chiusura del Mercato del Giorno Prima (MGP), ad acquisire le risorse per bilanciare errori di previsioni ed avarie al fine di risolvere le congestioni e regolare il sistema elettrico.

Questi interventi, che hanno garantito un certo equilibrio nel settore, in coincidenza con una congiuntura climatica particolarmente favorevole, non sono, tuttavia, idonei a superare la criticità endemica del sistema energetico italiano che risulta strutturale.

CAP. II° Il bilancio nel settore dell' energia elettrica

In proposito, la prima considerazione che viene in evidenza attiene alla crescita contenuta della richiesta di energia elettrica che ha raggiunto circa i 325 TWh con un aumento dell'1,5% rispetto al 2003, mentre nello stesso anno il PIL è cresciuto di circa l'1,1%.

Su di un piano generale si deve segnalare una maggiore efficienza del sistema di trasformazione elettrica, in quanto gli impieghi di fonti primarie (in MTEP) per la trasformazione in energia elettrica sono aumentati del 4,4% a fronte di un aumento del fabbisogno di elettricità cresciuto, nel periodo 2000\2004, del 7,9%.

Va anche rilevato che l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero è stata pari a 129 miliardi di KWh con un aumento del 14% sul 2003, cui ha corrisposto una contrazione del mercato vincolato del 9%, conseguente all'ampliamento della platea dei clienti idonei a partire dal 1 luglio 2004.

Sul piano statistico ha avuto una certa significatività la distribuzione dei consumi per settori economici, in cui si registrano rispettivamente: 51% per l'industria, il 26% per il terziario, il 21,5% per il domestico, l'1,5% per l'agricoltura.

Da detti dati, raffrontati al 2003, emerge che, pur in una fase di difficoltà del settore industriale, si è avuto in questo un aumento di consumo pari all'1% mentre il settore domestico, che si era rivelato fonte di disequilibrio nel 2003 (clima caldo e conseguente uso dei condizionatori), ha registrato una flessione dello 0,3%.

La composizione percentuale dei consumi rivela, altresì, orientamenti significativi nella valutazione delle prospettive tipiche del nostro sistema.

La flessione registrata nel 2004 nel settore domestico e, in parte, il modesto incremento dei consumi del terziario, si possono ricondurre ad un confronto con un anno, il 2003, caratterizzato da consumi particolarmente elevati nel trimestre

estivo, allorquando temperature eccezionalmente torride avevano favorito il massiccio utilizzo delle apparecchiature per il condizionamento dell'aria.

Peraltro, ritornando a quanto evidenziato nella relazione della Corte relativa all'esercizio 2003, occorre anche considerare la incidenza che sui consumi di energia elettrica ha l'intensità elettrica.

Infatti, sul rapporto fra economia e domanda elettrica, apparivano significative le analisi sull'intensità elettrica che è la quantità di elettricità (KWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

In particolare, dette analisi sulla intensità elettrica indicavano che l'energia elettrica, richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto, è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati.

L'effetto di tale tendenza è che mentre negli altri Paesi l'intensità elettrica viene stimata stazionaria o debolmente calante, in Italia essa mantiene margini di crescita potenziale nel medio periodo.

In previsione si è, pertanto, ipotizzato per i prossimi dieci anni una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese pari ad un tasso medio di circa + 0,8% per anno, agli stessi livelli riscontrati a consuntivo negli anni '90.

In una tale situazione appare rilevante quanto si ricava dall'analisi macroeconomica relativa all'esercizio conclusosi, da cui si evince che la domanda di energia elettrica nel nostro Paese registra una certa flessione nei consumi familiari, mentre nel settore più propriamente produttivo si deve registrare un incremento che, per la sua modesta rilevanza, deve scontare una sostanziale situazione di stagnazione della produzione industriale.

Colpisce, in tal senso, che dalle rilevazioni è risultato, relativamente ai consumi di energia, che il 23 luglio 2004 si è registrato la nuova punta di fabbisogno nel periodo estivo pari a 53.507 MW superiore sia alla precedente punta estiva di 53.105 MW verificatisi il giorno 17 luglio 2003, vale a dire nel pieno di una estate torrida, sia alla punta storica pari a 53.403 MW registrata il 10 dicembre 2003.

Di contro, il 16 dicembre 2004 alle ore 17 è stata registrata la nuova punta storica di fabbisogno con un valore di 53.606 MW.

Pertanto, in una visione di tipo macroeconomico correlata alla prevista crescita dell'intensità elettrica, si deve segnalare che la produzione industriale nel 2004 ha

mostrato una evoluzione sostanzialmente piatta (+ 0,7 la variazione per i dati grezzi, che scende a -0,4 se calcolata a parità di giorni lavorativi, dato quest'ultimo che si rispecchia in un -0,6 del 2003), che denuncia la situazione problematica in cui si trova il settore.

Inoltre, con riferimento alla criticità del settore elettrico nazionale, non può essere taciuto un possibile deterioramento della condizione di equilibrio; deterioramento reso plausibile, allo stato delle cose, da una auspicata ripresa dello sviluppo economico che non gioverà certo al superamento di una crisi energetica già manifestatasi nell'attuale fase di stagnazione economica, in cui a determinare le situazioni critiche sinora registrate sono risultati decisivi i soli consumi familiari, con l'allineamento della domanda di energia dei mesi estivi alla media dei consumi invernali a causa della diffusione dei condizionatori d'aria.

Passando a considerare il peso che hanno avuto, nella produzione di energia elettrica, i diversi combustibili utilizzati, si deve, a conferma di una congiuntura favorevole, segnalare una sensibile diminuzione della quota percentuale dei prodotti petroliferi, pari a - 28,4%, cui ha corrisposto un deciso aumento dei combustibili solidi, pari a + 21,3%, ed una crescita dell'8,3% del gas naturale che nella produzione termoelettrica ha coperto il 51,2 % del fabbisogno totale.

Favorevole risulta anche il dato relativo alle fonti rinnovabili, nel cui settore si è registrato un aumento della produzione pari al 12,2% rispetto al 2003, con una crescita significativa del comparto eolico e fotovoltaico che ha registrato una crescita del 25,6%.

CAP. III° La holding e i rapporti con le controllate

Il GRTN ha un sistema di "governance" secondo il modello tradizionale, esso è costituito da un Consiglio di Amministrazione, da un Amministratore Delegato, da un Presidente, da un Vicepresidente e da un Collegio dei sindaci.

I compensi per le diverse funzioni sono rimasti quelli già segnalati per il 2003.

Il Gestore risulta essere al vertice di una Holding di cui fanno parte come società controllate il GME e l'AU.

Il GME è una società costituita dal GRTN in data 27 giugno 2000, con l'attribuzione di specifiche funzioni riguardanti:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico, in esecuzione di quanto disposto dall'art 5 del D.Lvo 16 marzo 1999 n.79;

- l'organizzazione di una sede in cui si potesse svolgere la contrattazione dei Certificati verdi, in applicazione di quanto previsto dall'art 6 del D.M. 11 novembre 1999 adottato dall'allora Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato;
- la predisposizione, in collaborazione con l'AEGG, delle regole di funzionamento del Mercato in attuazione dell'art 10 dei DD.MM. 24\4\2001.

Per quanto attiene i rapporti all'interno della Holding di cui il GRTN è capofila, si deve registrare una notevole evoluzione indotta sia dall'entrata in funzione nel corso dell'esercizio considerato in questa sede del Mercato Elettrico, che del mutamento del quadro normativo.

Detta società controllata (GME) è divenuta operativa nel corso del 2004 con l'entrata in vigore della borsa elettrica.

Il ruolo dell'AU è anch'esso divenuto rilevante nel corso del 2004 con l'avvio del dispacciamento di merito economico che ha inciso sulle modalità di copertura del mercato vincolato.

Infatti, nel nuovo contesto, l'AU deve assicurare la copertura della domanda espressa dal mercato vincolato, riducendo l'alea ed i costi dell'approvvigionamento.

Nei rapporti con detto Mercato Vincolato, l'AU ha provveduto all'approvvigionamento rispettivamente nei seguenti modi:

- contratti di importazione annuali;
- acquisizione di energia a fronte di contratti di importazione pluriennali;
- in applicazione della delibera AEGG 48\04 è stata aumentata la quota di approvvigionamento di elettricità di importazione per il mercato vincolato, attribuendo all'AU in via esclusiva la capacità di trasporto dell'elettricità sulle reti transfrontaliere;
- attribuzione all'AU di energia CIP 6;
- contratti bilaterali con i produttori;
- la gestione, avviata nel corso del 2004, delle attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei certificati verdi.

Va anche detto che l'AU, non essendoci ancora quel mercato dei derivati, auspicato in presenza di una estrema volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, ha provveduto in proprio sia a definire i prodotti finanziari da acquistare, sia a gestire le procedure competitive per la selezione dei fornitori.

Tuttavia, è stato notato dal vertice dell'AU che il mercato degli strumenti di copertura segue inevitabilmente le sorti del mercato dell'energia.

Pertanto, in un sistema che è ritenuto caratterizzato, per ammissione di detto vertice dell'AU "da forte concentrazione dell'offerta e bassi margini di capacità rispetto alla domanda, anche il mercato degli strumenti di copertura sconterà gli effetti di un sistema scarsamente competitivo" sino a concludere che "l'AU non avrebbe potuto concludere contratti a prezzi ragionevoli se non fosse stato supportato dall'azione dell'AEGG e del MAP, con un esercizio di moral suasion dei produttori", confermando una certa asimmetria del nostro mercato.

Sul piano della strategia di lungo periodo, le tre consociate di cui si è fatto sopra cenno, hanno costituito, in data 14 luglio 2004, l'associazione Italenergy che ha lo scopo di promuovere la cooperazione tra operatori italiani ed operatori stranieri.

Per quanto attiene ai rapporti economici tra le componenti la Holding si deve osservare una evoluzione.

Per quanto concerne il GME, accanto ai servizi già prestati nei decorsi esercizi, il GRTN ha acquistato dal GME l'energia transitata sulla borsa elettrica.

Del pari, in applicazione dell'art 9 dell'allegato A alla delibera 48\04 dell'AEGG, è intervenuto tra la capofila e la controllata un contratto passivo che ha regolato:

- l'affidamento al GME delle offerte al MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento);
- lo scambio di informazioni funzionali al dispacciamento ed alla regolazione delle partite economiche del mercato elettrico;
- la registrazione, sempre ai fini del dispacciamento affidato al GRTN, dei contratti di compravendita conclusi con il sistema dell'offerta;
- la liquidazione delle partite economiche relative al MGP e la liquidazione e regolazione delle partite economiche relative al MSD.

Specularmente, per quanto attiene l'AU si è registrato, accanto alla prestazione da parte del GRTN di servizi già in essere nei passati esercizi, il profilarsi di nuovi rapporti commerciali scaturiti dalla delibera AEGG n.48\04 nonché dalle nuove norme entrate in vigore.

E' accaduto così che il GRTN ha fatturato alla sua controllata AU i corrispettivi previsti dalla suddetta delibera 48\04, oltre la vendita di energia CIP6, nonché l'energia derivante dai contratti di scambio e ulteriori componenti quali la capacità di trasporto per interconnessione con l'estero.

CAP IV° La evoluzione nella dotazione delle risorse umane impiegate dalla holding**1. - Prestazioni professionali esterne**

Prima di affrontare in maniera analitica l'espansione che si è registrata nella dotazione del personale inquadrato nelle tre componenti della Holding, va dato conto del frequente ricorso alle consulenze che rappresentano una componente di spesa significativa nella determinazione del costo delle risorse umane impiegate da dette società (GRTN-GME-AU).

In proposito ha rilievo una azione condotta dalla Direzione AUDIT del GRTN avente ad oggetto l'analisi dei contratti di consulenza in essere nel periodo 2000/2004, così come stipulati dalle direzioni del solo GRTN.

Da questa azione di AUDIT è scaturito, come dato informativo di carattere generale, che non esiste un archivio informatico idoneo a ricostruire la dinamica di tali contratti, così che l'AUDIT ha fatto riferimento, per una ricostruzione del fenomeno ai costi imputati contabilmente nelle voci "Prestazioni e Consulenze professionali" nonché in quella "Immagine e comunicazione".

Sul piano delle procedure idonee ad instaurare rapporti di consulenza, si deve segnalare che il CdA del GRTN nella riunione del 4 luglio 2003 ha riservato allo stesso Consiglio i poteri di affidare consulenze ed incarichi professionali di importo superiore ai 250.000 euro.

Per restare su di un piano generale, si è posta la questione della applicabilità alla società GRTN delle disposizioni dell'art 24, quinto comma, della legge 27/12/2002 n. 289, disposizione relativa al ricorso alla trattativa privata nella PA, nonché dell'art 1 comma 9 del D.L. 12/7/2004 n. 168 convertito dalla legge 30/7/2004 n. 191, che pone limiti alla spesa annua del 2004, sostenuta dalle PA "per studi ed incarichi di consulenza conferiti a soggetti estranei", sancendo che detta spesa non può superare quella media sostenuta nel biennio 2001\2002 ridotta del 15%.

La cogenza dei limiti imposti dalla nuova normativa, oltre ad estendersi ben oltre i limiti di spesa, vincola il ricorso alle consulenze al rispetto di alcuni principi, imponendo così la motivazione nel caso di consulenze concernenti oggetti rientranti nelle competenze della struttura burocratica dell'Ente.

Dal GRTN erano state avanzate delle riserve a fronte della comunicazione della Corte dei Conti del 6 marzo 2003 con cui si trasmetteva copia della determinazione

della Sezione controllo Enti, relativa al ricorso alla trattativa privata, consentito solo "in casi eccezionali e motivati" dandone comunque comunicazione alla Corte dei Conti.

Sulla scorta proprio di un parere reso da un giurista esterno, il GRTN ebbe a sostenere la non equiparabilità alla P.A. di un soggetto privato, quale è il GRTN, dotato di autonomia imprenditoriale, anche se controllato totalmente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. In proposito la stessa Corte dei Conti con lettera 15/7/2003 chiariva che la norma in questione dovesse valere "almeno come indirizzo politico del Governo e del Parlamento che pone l'esigenza della limitazione dell'uso della trattativa privata o negoziazione diretta".

La menzionata legislazione sulle consulenze (legge 30 luglio 2004 n. 191) ha specificato che "le P.A., nell'esercizio dei diritti dell'azionista nei confronti delle società di capitali a totale partecipazione pubblica, adottano le opportune direttive per conformarsi ai principi di cui al presente comma. Le predette direttive sono comunicate in via preventiva alla Corte dei Conti".

In attuazione il Ministero dell'Economia ha trasmesso al GRTN, peraltro, solo in data 23 dicembre 2004 una apposita direttiva, con l'effetto che essa non ha dispiegato effetti per l'esercizio su cui si riferisce, oltre ad apparire meramente ripetitiva del dettato normativo.

Una soluzione organizzativa specifica è stata adottata, in materia di costi di Immagine e Comunicazione, in quanto in proposito il CdA del GRTN in data 21/10/2003 ha delegato al Presidente le relative attività, consentendogli di sottoscrivere tutte le convenzioni e gli atti contrattuali connessi, senza preventiva delega dello stesso CdA, fino ad un importo unitario di 100.000 euro.

In particolare, si deve segnalare, come risulterà evidente dalle tabelle riportate di seguito, un sensibile incremento di tale tipo di costi indotti da contratti di consulenza e di promozione di immagine.

Questa espansione se trova una sua giustificazione per l'AU e il GME, non trova analogo motivazione per il GRTN, che proprio nello spazio riservato alle spese per "Immagine e Comunicazione" ha registrato nel 2004, dopo la delibera del CdA del 21/10/2003, una espansione del 163%. La tabella seguente riporta il trend dei costi del GRTN analizzati nel periodo 2000-2004:

COSTI GRTN (Importi in euro/000)	2000	2001	Variazione 2001 vs 2000	2001	2002	Variazione 2002 vs 2001	2002	2003	Variazione 2003 vs 2002	2003	2004	Variation e 2004 vs 2003
Prestazioni e consulenze professionali	1.839	1.140	-38%	1.140	1.483	30%	1.483	1.868	26%	1.868	2.773	48%
Immagine e comunicazione	184	302	64%	302	537	78%	537	552	3%	552	1.454	163%

Di seguito si riporta una tabella che mette in relazione i costi di competenza di ciascun anno con il totale dei costi per servizi diversi dall'energia.

(IMPORTI IN EURO MILA)	Anno				
	2000	2001	2002	2003	2004
Prestazioni e consulenze professionali	1.839	1.140	1.483	1.868	2.773
Totale costi per servizi diversi dall'energia	22.421	21.027	18.684	18.778	21.917
Peso "Prestazioni e consulenze professionali" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	8%	5%	8%	10%	13%
Immagine e Comunicazione	184	302	537	552	1.454
Totale costi per servizi diversi dall'energia	22.421	21.027	18.684	18.778	21.917
Peso "Immagine e Comunicazione" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	1%	1%	3%	3%	7%

La tabella seguente riporta il trend dei costi del GME analizzati nel periodo 2001 – 2004:

COSTI GME (Importi in euro/000)	2001	2002	Variazione 2002 vs 2001	2002	2003	Variazione 2003 vs 2002	2003	2004	Variazione 2004 vs 2003
Prestazioni e consulenze professionali	282	334	18%	334	121	-64%	121	502	315%
Immagine e comunicazione	74	73	-1%	73	23	-68%	23	125	443%

Il peso percentuale dei costi analizzati nel periodo rispetto al totale dei costi per servizi è riportato di seguito.

(IMPORTI IN EURO MILA)	Anno			
	2001	2002	2003	2004
Prestazioni e consulenze professionali	282	334	121	502
Totale costi per servizi diversi dall'energia	2.778	3.542	2.451	4.042
Peso "Prestazioni e consulenze professionali" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	10%	9%	5%	12%
Immagine e Comunicazione	74	73	23	125
Totale costi per servizi diversi dall'energia	2.778	3.542	2.451	4.042
Peso "Immagine e Comunicazione" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	3%	2%	1%	3%

Di seguito si riporta la tabella che riporta il trend dei costi di AU analizzati nel periodo 2001-2004:

COSTI AU (importi in euro/000)	2001	2002	Variazione 2002 vs 2001	2002	2003	Variazione 2003 vs 2002	2003	2004	Variazione 2004 vs 2003
Prestazioni e consulenze professionali	250	614	146%	614	274	-55%	274	656	139%
Immagine e comunicazione	0	13	100%	13	0	-100%	-	-	-

Infine, per la Società AU si evidenzia il peso percentuale dei costi per "Prestazioni e Consulenze professionali" rispetto al totale dei costi per servizi (il valore dei costi relativi ad "Immagine e Comunicazione" è trascurabile e pertanto non è riportato).

(IMPORTI IN EURO MILA)	Anno			
	2001	2002	2003	2004
Prestazioni e consulenze professionali	250	614	274	656
Totale costi per servizi diversi dall'energia	2.347	2.428	2.210	3.319
Peso "Prestazioni e consulenze professionali" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	11%	25%	12%	20%

2. - Il Personale

In parallelo con l'aumento delle prestazioni di soggetti esterni, nel decorso esercizio si è registrato una espansione della dotazione del personale dipendente del gruppo (GRTN-GME-AU).

Questo dato acquista, se riferito al GRTN, una valenza particolare se si consideri che con l'entrata in vigore del DPCM 11 maggio 2004 il "core business" di detta società ha ricevuto un drastico ridimensionamento.

Infatti, come si è già riferito la gestione della rete, quale è scolpita nella sigla identificativa della società, è stata sottratta alla stessa per esser affidata alla società Terna, in uno con la titolarità della rete che già rientrava nella sua sfera giuridica.

A dare il segno del fenomeno espansivo del personale si deve considerare che mentre alla data del 30/04/2003 la dotazione complessiva del GRTN ammontava a 703 dipendenti, di cui 44 dirigenti due dei quali distaccati al MAP ed alla Cassa Conguaglio (CGSE), nel prosieguo si è registrato un progressivo incremento.

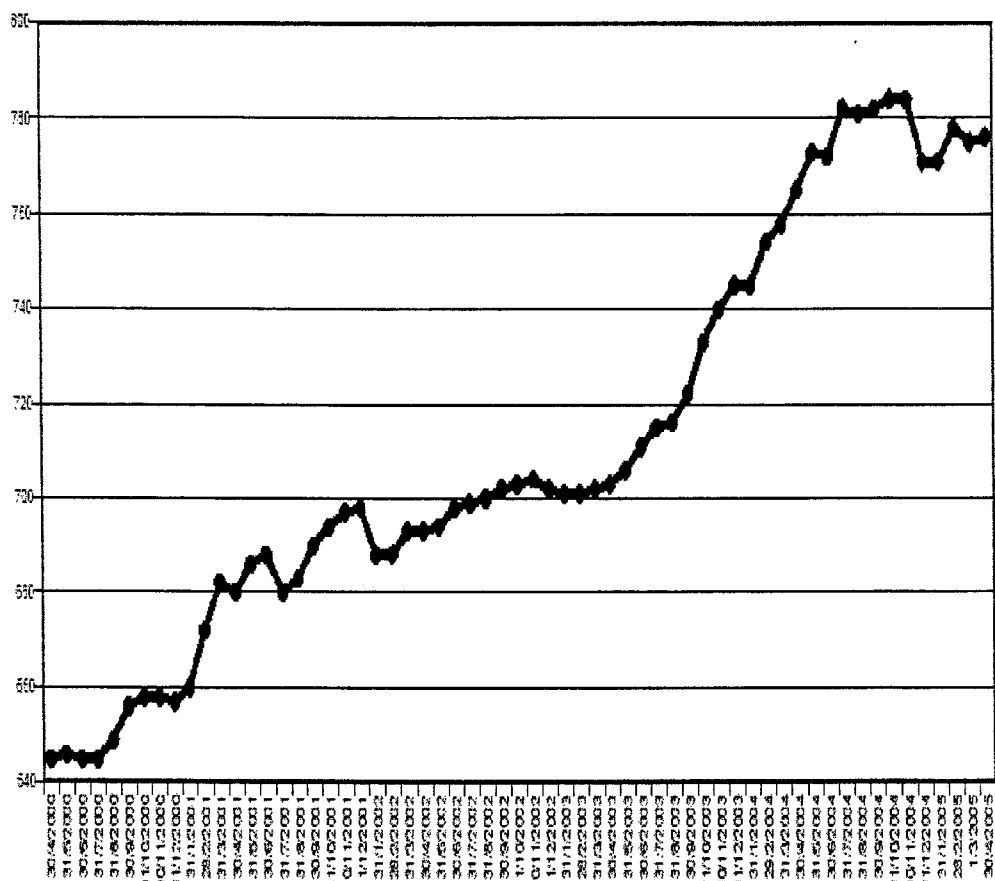
Alla data del 30 giugno, infatti, pur dopo che era chiaro il ridimensionamento della funzione del GRTN, a fronte dell'aumento complessivo dei dipendenti arrivati a 773, dai 703 appena citati, per i dirigenti si è passati da 44 a 60 unità.

Alla data del 30 aprile 2005 la situazione registrata, quale rilevata dall'AUDIT interno che ha predisposto sull'argomento una dettagliata relazione, è la seguente:

Impiegati	Dirigenti	Totale
718	58	776

Dal grafico di seguito riportato, si percepisce plasticamente quale sia stata la caratterizzazione del fenomeno che si è appena rilevato (periodo 30/4/2000-30/4/2005).

Evoluzione della consistenza del personale



Dalla rilevazione appena citata, così come effettuata dall'Audit interno, con riferimento al GRTN si rileva nella tabella seguente anche la situazione del personale distaccato:

	Dirigenti	Dipendenti	Totale
GDCC Distaccati Cassa Conguaglio per il Settore	2	27	29
GDMI Distaccati MAP	3	21	24
GDAU Distaccati AU	1	1	2
GRTN Gestore Rete Trasmissione Nazionale	6	1	7
GDET Distaccati presso ETSO	0	1	1
GDTE Distaccati presso Terna	0	1	1
Somma:	12	52	63

La rilevazione operata dall'Audit ha consentito anche di conoscere quale sia stata l'evoluzione della dotazione di personale presso l'AU ed il GME.

E' risultato così che per l'AU si è passati da 31 dipendenti alla data del 30/5/2004, di cui 2 dirigenti e 29 impiegati, ai 51 dipendenti presenti alla data del 30/04/2005, con una presenza di 3 dirigenti e 48 impiegati.

Fenomeno questo della espansione della dotazione di personale dell'AU che si profila in controtendenza rispetto alla restrizione del numero dei clienti vincolati al cui servizio opera l'AU.

Peraltro, anche per detta ultima società si è rilevata la presenza di personale distaccato, per un totale di due unità rispettivamente allocati presso il MAP e la CCSE.

Il fenomeno espansivo, appena rilevato, ha riguardato anche il GME, rispetto a cui la rilevazione dell'Audit interno ha evidenziato una evoluzione in forza della quale si è passati dai 58 dipendenti del 2004, di cui 10 dirigenti e 48 impiegati, a 64 unità, di cui 13 dirigenti e 51 impiegati, alla data del 30/4/2005.

PARTE TERZA: IL BILANCIO***CAP. I° Il Bilancio Consolidato del Gruppo (GRTN-GME-AU)*****1. - Criteri di formazione e evoluzione del controllo**

Va preliminarmente osservato che per effetto della nuova normativa introdotta dal D.Lgs n. 6 del 17 gennaio 2003 al Collegio Sindacale non è demandato il controllo contabile sul contenuto del Bilancio, ma la vigilanza sulla adeguatezza dell'assetto contabile.

Infatti a mente dell'art.2403 nuovo testo c.c. (Poteri del collegio sindacale)

"I sindaci possono in qualsiasi momento procedere, anche individualmente, ad atti di ispezione e di controllo. Il collegio sindacale può chiedere agli amministratori notizie, anche con riferimento a società controllate, sull'andamento delle operazioni sociali o su determinati affari. Può altresì scambiare informazioni con i corrispondenti organi delle società controllate in merito ai sistemi di amministrazione e di controllo ed all'andamento generale dell'attività sociale.

Gi accertamenti eseguiti devono risultare dal libro previsto dall'articolo 2421 primo comma, n.5"

Nel contesto di detta attività di vigilanza, il Collegio Sindacale ha constatato il superamento delle notazioni formulate nel precedente esercizio in cui aveva evidenziato la omessa redazione di un bilancio consolidato in ragione della mancata operatività delle società controllate (AU-GME), costituenti la Holding di cui il GRTN è capofila.

Al riguardo, il Collegio aveva osservato, nel decorso esercizio, come fosse pacifica la possibilità di esclusione dal consolidamento di dette imprese controllate, allorché la loro inclusione risulti irrilevante per la chiarezza, verità e correttezza della situazione patrimoniale e finanziaria, nonché del risultato economico concernenti il complesso di imprese che riunisce la controllante (GRTN) e le controllate (AU-GME).

Al presente, con riferimento all'esercizio conclusosi il 31 Dicembre 2004, il suddetto Collegio, nel prendere atto della presentazione del Bilancio consolidato ha osservato che:

- il bilancio consolidato è stato redatto in conformità al decreto legislativo n.127\91, mentre per l'analisi della gestione del gruppo da parte di detto organo si

è fatto riferimento alla Relazione sulla gestione del Bilancio civilistico della capogruppo (GRTN);

- le società controllate (AU-GME) sono state individuate correttamente così come emerge dall'esame della composizione del Gruppo e dai relativi rapporti di partecipazione;
- il bilancio consolidato è rispondente ai fatti ed alle informazioni di cui il Collegio Sindacale è venuto a conoscenza nell'ambito della attività dispiegata nell'esercizio dei suoi doveri.

Diversa funzione è stata assunta dalla Società di Revisione sul Bilancio Consolidato, ai sensi dell'art 2409 ter del Codice Civile.

Infatti, detta società prescelta risulta aver svolto la revisione contabile, conducendola secondo i principi che regolano detta funzione, pianificando l'acquisizione di ogni elemento necessario ad accertare se il bilancio consolidato fosse affetto da errori significativi ovvero risultasse nel suo complesso attendibile.

Come riferisce l'organo di revisione contabile, il relativo procedimento ha riguardato l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenute nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati, sino ad accertare la ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori.

Nel suo insieme, detto organo di revisione contabile ha valutato che "il bilancio consolidato del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA (GRTN) e sue controllate al 31 dicembre 2004 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 e sue controllate".

Come è già stato rilevato nelle precedenti relazioni rassegnate dalla Corte dei Conti, riverbera sulla gestione del Bilancio sia della capogruppo che su quello consolidato una certa inadeguatezza della capitalizzazione originaria, effettuata dal Ministero dell'Economia che ne è l'unico azionista, in rapporto ai rischi, oltre che alle rilevanti funzioni, che caratterizzano l'attività della Holding.

Infatti, la società di revisione ha evidenziato come, per quanto concerne "le controversie in essere e i ricavi inerenti la movimentazione dell'energia", non sono oggettivamente determinabili allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi.

Infatti, dalla nota integrativa al Bilancio consolidato si ricava che vi sono "Impegni e Rischi non risultanti dallo Stato Patrimoniale" e che hanno riferimento rispettivamente a controversie riguardanti:

- "campi elettromagnetici" per i quali, sia pure in presenza di una sola controversia a carico del GRTN, si delineano effetti rilevanti legati, oltre agli spostamenti ed alla diminuzione di flussi richiesti, alla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili;
- "distacchi di carico". Anche in questo caso, pur limitatamente alla sola controversia che risulta attivata, sussiste la possibilità di un effetto rilevante connesso alla richiesta di risarcimento;
- "corrispettivo ex art 16 della delibera AEGG 228/01 che è stato attivato dai produttori di energia CIP 6 per la richiesta di pagamento del pagamento per i servizi di trasporto. Al riguardo il GRTN è già risultato soccombente presso il TAR mentre sono attivi i ricorsi innanzi al CdS;
- "black out" del 28 settembre 2003, sono prevenute numerose richieste di risarcimento per le quali non è ancora, alla chiusura dell'esercizio, chiaro l'orientamento giurisprudenziale;
- "dispacciamento", cui inerisce una controversia avente ad oggetto la presunta illegittimità dell'ordine di priorità del dispacciamento laddove prevede una condizione più favorevole per gli impianti CIP 6; detta controversia è di valore indeterminabile per mancata determinazione delle ore dell'anno in cui si sarebbe verificata la pretermissione. Alla stessa materia appartengono alcuni ricorsi relativi allo "Stove", sistema di mercato che ha preceduto la operatività a regime della c.d. "Borsa Elettrica".

2. - L'analisi del bilancio consolidato

Si riportano di seguito i prospetti relativi allo stato patrimoniale ed al conto economico, nonché i prospetti di riclassificazione.

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

ATTIVO

		al 31 dicembre 2004 Euro mila	
		Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI.			
B) IMMOBILIZZAZIONI			
I. Immateriali			
-	Costi di impianto e ampliamento	22	
-	Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	45	
-	Dritti di brevetto industriale e dritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	10.844	
-	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	25	
-	Immobilizzazioni in corso e acconti	6.290	
-	Altre	5.385	
			22.611
II. Materiali			
-	Terreni e fabbricati	50.443	
-	Impianti e macchinario	12.812	
-	Attrezzature industriali e commerciali	274	
-	Altri beni	11.847	
-	Immobilizzazioni in corso e acconti	13.487	
			88.803
III. Finanziarie			
-	Partecipazioni in		
-	altre imprese	1.704	
			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>
-	Crediti		
-	verso altri	234	
			2.961
Totale immobilizzazioni			114.375
			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>
C) ATTIVO CIRCOLANTE			
I. Rimanenze			
II. Crediti			
-	Verso clienti	1.239	3.097.380
-	Crediti tributari		50.883
-	Imposte anticipate		2.420
-	Verso altri		6.346
-	Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		415.399
			3.572.428
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni			
IV. Disponibilità liquide			
-	Depositi bancari e postali		352.949
-	Danaro e valori in cassa		23
			352.972
Totale attivo circolante			3.925.400
D) RATEI E RISCONTI			
-	Risconti attivi		427
Totale ratei e risconti			427
TOTALE ATTIVO			4.040.202

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

PASSIVO

		al 31 dicembre 2004 Euro mila	
		Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO			
I.	Capitale		26.000
IV.	Riserva legale		2.699
VII.	Altre riserve:		
	- Riserva da conferimento		291
	- Riserva disponibile		51.273
VIII.	Utili portati a nuovo		1.583
IX.	Utile del Gruppo		21.135
	Patrimonio netto consolidato del Gruppo		102.981
B) FONDI PER RISCHI E ONERI			
	- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.146	
	- Per imposte, anche differite	940	
	- Altri	40.505	
	Totale fondi per rischi e oneri		42.591
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO			
			20.399
D) DEBITI			
		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
	- Debiti verso banche	12.911	12.911
	- Debiti verso fornitori		3.496.808
	- Debiti tributari		3.709
	- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.757
	- Altri debiti		8.255
	- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		208.806
	Totale debiti		3.733.246
E) RATEI E RISCONTI			
	- Ratei passivi		186
	- Risconti passivi:		
	• altri		140.799
	Totale ratei e risconti		140.985
	TOTALE PASSIVO		3.937.221
	TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		4.040.202
CONTI D'ORDINE			
	- Garanzie ricevute		502.644
	- Altri Conti d'ordine		41.597.905
	Totale conti d'ordine		42.090.549

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

	Esercizio 2004	
	Euro mila	
	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	16.313.870	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716	
- Altri ricavi e proventi	55.104	
Totale valore della produzione		16.373.690
B) COSTI DELLA PRODUZIONE		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		14.463.246
- Per servizi		670.060
- Per godimento di beni di terzi		958.447
- Per il personale:		
a) salari e stipendi	44.966	
b) oneri sociali	11.861	
c) trattamento di fine rapporto	3.459	
d) trattamento di quiescenza e simili	153	
e) altri costi	1.461	
		61.900
- Ammortamenti e svalutazioni:		
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	9.932	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	8.326	
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni	26	
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	18.604	
		36.888
- Accantonamenti per rischi		8.971
- Altri accantonamenti		8.488
- Oneri diversi di gestione		132.221
Totale costi della produzione		16.350.221
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		23.469
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI		
- Altri proventi finanziari:		
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	30	
- proventi diversi dai precedenti:		
- altri	10.415	
		10.445
- Interessi e altri oneri finanziari:		
- altri	606	
		606
Totale proventi e oneri finanziari		9.839

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

	Esercizio 2004	
	Parziali	Totali
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE		
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI		
- Proventi:		
- vari	84	84
- Oneri:		
- vari	2.947	2.947
Totale delle partite straordinarie		(2.863)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		30.445
- Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(9.310)
Utile del Gruppo		21.135

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

<i>Euro mila</i>	
	ai 31 dicembre 2004
Immobilizzazioni nette	
- immobilizzazioni immateriali	22.511
- immobilizzazioni materiali	88.803
- immobilizzazioni finanziarie:	
• partecipazioni in altre imprese	1.704
• altri crediti	1.257
Totale	114.375
Capitale circolante netto	
- Crediti verso clienti	3.097.360
- Credito verso CCSE	338.966
- Ratei, risconti attivi e altri crediti	6.773
- Debiti verso fornitori	(3.496.808)
- Ratei, risconti passivi e altri debiti	(151.997)
- Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	49.594
- Debito verso CCSE per anticipazione IVA	(132.373)
Totale	(288.465)
Fondi diversi	(62.990)
Capitale investito netto	(237.080)
Patrimonio netto	102.981
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:	
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911
- disponibilità liquide	(352.972)
Totale	(340.061)
Copertura	(237.080)

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Euro mlia

Esercizio 2004

Valore della produzione	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	16.313.870
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.715
Altri ricavi e proventi	55.104
Totale valore della produzione	16.373.690
Costi operativi	
Acquisti	14.463.246
Servizi	670.060
Canoni proprietari RTN	965.408
Costo del lavoro	61.900
Altri costi operativi	135.260
Totale costi operativi	16.295.874
Margine operativo lordo	77.816
Ammortamenti e svalutazioni	36.888
Accantonamento per rischi ed oneri	17.459
Risultato operativo	23.469
Proventi finanziari netti	9.839
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	33.308
Oneri straordinari netti	(2.863)
Risultato ante imposte	30.445
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(9.310)
Utile del Gruppo	21.135

Per la prima volta nel 2004 si ha il Bilancio Consolidato del gruppo (GRTN-GME-AU), la cui impostazione ha tenuto conto di quanto disposto dal capo III del D.lgs 127\1991 approntando uno stato patrimoniale consolidato; un conto economico consolidato ed una nota integrativa, cui sono annessi degli allegati che ne fanno parte.

Questa novità esclude ogni possibilità di comparazione con i dati relativi all'esercizio precedente, salvo che per la movimentazione delle immobilizzazioni immateriali e materiali nonché per il patrimonio netto.

Per quanto attiene al conto economico riclassificato, l'ammontare dei valori della produzione, per un importo di 11.959.790 mila euro, tiene conto sia della vendita di energia elettrica verso le aziende di distribuzione relativamente al mercato vincolato sia delle vendite legate ai servizi di dispacciamento e di energia incentivata CIP 6, oltre che delle vendite sul MGP e sul MA.

Incide, altresì, sul valore della produzione per un ammontare di 1.034.663 mila euro, il corrispettivo di trasporto, finalizzato alla remunerazione dei servizi di trasporto, mentre 651.805 mila euro sono relativi al servizio di dispacciamento di cui alla delibera AEGG 48\04.

Sul fronte dei Costi Operativi si deve segnalare la posizione del GME, che come controparte ha acquistato energia sul MGP e sul MA, e dell'AU che ha provveduto all'acquisto di energia regolato da contratti bilaterali, sia sul mercato nazionale che su quello estero per importazione, per un totale complessivo di Euro 6.968.314 mila euro, oltre gli acquisti di energia incentivata CIP 6 per un valore di 5.409.294 mila euro.

In questo quadro hanno anche una loro evidenza rispettivamente:

- i proventi finanziari netti per un valore di 9.839 mila euro che si riferiscono principalmente agli interessi sui depositi bancari connessi alle liquidità generatisi nel periodo;
- gli oneri straordinari netti, pari a 2.863 euro, che sono composti dall'accantonamento di fine esercizio all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti e dalle somme erogate allo stesso titolo durante l'anno;
- la voce imposte sul reddito di esercizio comprendente sia imposte correnti per 11.730 mila euro sia imposte anticipate per 2.420 mila euro.

Il dato finale conduce a porre in evidenza un risultato di esercizio del gruppo che ammonta a 21.135 mila euro.

Passando a considerare lo "Stato Patrimoniale Riclassificato", viene in evidenza la situazione delle immobilizzazioni immateriali che registrano un saldo a fine esercizio di 22.611 mila euro rispetto all'1/1/2004 in cui il saldo ammontava complessivamente a 15.785 mila euro.

Un dato significativo è rappresentato, per le immobilizzazioni immateriali, dalla voce "immobilizzazioni in corso ed acconti" che è pari a 6.290 mila euro e che si riferisce per 4.568 mila euro alla realizzazione del codice di rete.

Infatti, come si è sopra accennato, a mente del DPCM 11/5/2004, con cui si è disposta l'unificazione della proprietà e della gestione della rete, il GRTN deve predisporre, secondo la disciplina introdotta, entro il 31/12/2004, il c.d. "codice di rete" contenente le regole tecniche concernenti l'accesso e l'uso della rete, per l'interrompibilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete e per gli interventi di manutenzione.

Per le immobilizzazioni materiali si registra un ammontare di 88.803 mila euro, con una incidenza percentuale piuttosto accentuata sul totale delle immobilizzazioni nette che è pari a 114.375 mila euro.

In particolare, nell'ambito delle immobilizzazioni materiali, una voce significativa è rappresentata dalla voce terreni e fabbricati che contribuisce per un ammontare di 50.443 mila euro, conseguente ad un incremento di 1.033 mila euro nel 2004, in aggiunta al saldo dell'1/1/2004 che era pari a 49.410.

Diverso è stato l'andamento delle immobilizzazioni materiali collegate alla voce "impianti e macchinari" che si è attestato per il gruppo al livello di 12.812 mila euro con una riduzione rispetto all'1/1/2004 di 1.417 mila euro (il saldo all'1/1/2004 era di 14.229 mila euro).

Altra componente significativa delle immobilizzazioni materiali concerne la voce altri beni che ha riguardo essenzialmente all'acquisto di sistemi Hardware per l'adeguamento del sistema informatico aziendale, oltre alla installazione del software di base presso i server per l'uso dei sistemi.

Nel totale questa componente ammonta a 11.847 mila euro con un incremento di 2.401 mila euro che rappresenta quasi la totalità dell'aumento registrato rispetto al saldo totale delle immobilizzazioni materiali all'1/1/2004, che era pari a 86.574 mila euro, con un aumento appunto di 2.229 mila euro, che conduce al citato saldo complessivo di 88.803 mila euro.

Una considerazione particolare merita, nel contesto dei crediti dell'attivo circolante pari a 3.572.428 mila euro, la voce "crediti verso i clienti " il cui ammontare pari a 3.097.380 mila euro concerne posizioni creditorie di tipo commerciale inerenti la vendita, il trasporto e il dispacciamento dell'energia, comprendendo partite economiche dell'anno in corso ma ancora da fatturare.

Il complesso di questi crediti è nettato dal fondo di svalutazione crediti che al 31/12/2004 ammonta a 31.836 mila euro che si incrementa rispetto al decorso esercizio per l'accantonamento di 18.603 mila euro e si riduce per la differenza a seguito degli utilizzi.

Il Patrimonio Netto pari a 102.981 mila euro è costituito dal capitale sociale per 26.000 mila euro che costituisce la dotazione originaria dell'azionista unica rappresentata da 26.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di un euro.

Altre voci sono oltre la riserva legale per 2.699 mila euro, gli utili portati a nuovo per 1.583 mila euro.

In aggiunta a dette voci il "Patrimonio Netto" comprende le "altre riserve" tra cui la voce "Riserva disponibile", pari a 51.273 mila euro, che deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti dalla società controllante. Gli utili complessivi del gruppo, infine, concorrono, per 21.135 mila euro a determinare l'ammontare del "Patrimonio Netto".

Su detto totale di 21.135 mila euro, la società controllante (GRTN) concorre per 14.588 mila euro, mentre le controllate concorrono per appena 8.130 mila euro, mentre l'ultimo contributo alla costruzione dell'utile del gruppo deriva, per 1.583 mila euro, dalla eliminazione di partite di natura fiscale.

Va anche rilevato che per l'appostazione "Fondi per Rischi ed Oneri", pari a 42.591 mila euro, un'attenzione particolare merita il "Fondo Contenzioso e rischi diversi".

Questo fondo ha una consistenza di 30.017 mila euro e comprende i potenziali oneri relativi a contenziosi in corso, valutati sulla base delle indicazioni provenienti dai legali.

Il capitale circolante netto del Gruppo, pari a -288,4 milioni di euro, risulta costituito rispettivamente da:

- crediti verso clienti per 3.097,3 milioni di euro;
- crediti verso la CCSE per 338,9 milioni di euro;
- ratei risconti attivi per 6,7 milioni di euro;
- debiti verso fornitori per 3.496,8 milioni di euro;

- ratei, risconti passivi ed altri debiti per 151,9 milioni di euro;
- crediti (debiti) tributari per 49,5 milioni di euro;
- debiti verso CCSE per anticipazioni IVA per 132,3 milioni di euro.

Altre informazioni che si ricavano dalla Nota Integrativa al bilancio riguardano in particolare il Back-out del 28 settembre 2003, con una mole di 7.500 giudizi con richiesta di risarcimento danni azionata per via giudiziaria, e le incertezze sui costi ed i ricavi inerenti la movimentazione di energia. Al riguardo per alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti alla movimentazione di energia elettrica, *"si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della preparazione"* del Bilancio. Infatti, come si legge nella nota integrativa, nell'attuale sistema elettrico si *"prevede in diversi casi l'utilizzo di dati basati su stime ed autocertificazioni dei produttori e distributori che potrebbero essere oggetto di successive rettifiche, con la possibilità dell'iscrizione nei futuri esercizi di significative sopravvenienze attive e passive"*.

Queste incertezze che si rilevano dalla nota integrativa rischiano di riverberare effetti negativi sulla futura gestione del GRTN, successivamente al passaggio della gestione della rete alla società TERNA, dal momento che nella definizione dei patti tra le due società (GRTN-TERNA) è esclusa ogni obbligazione della società subentrante nella gestione della rete (TERNA) in caso di sopravvenienze passive legate alla precedente gestione del GRTN.

CAP. II° Il Bilancio del GRTN

1. - Il conto economico

Si riportano di seguito i prospetti del conto economico civilistico e riclassificato.

CONTO ECONOMICO

	Esercizio 2004 Euro		Esercizio 2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	13.281.158.837		6.397.741.146	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716.218		370.195	
- Altri ricavi e proventi	60.045.452		115.148.811	
Totale valore della produzione		13.345.920.507		6.513.260.152
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		11.463.542.991		5.398.559.037
- Per servizi		709.336.149		104.443.338
- Per godimento di beni di terzi		968.416.943		853.231.059
- Per il personale:				
a) salari e stipendi	40.767.618		34.468.853	
b) oneri sociali	10.720.656		9.587.188	
c) trattamento di fine rapporto	3.162.336		2.885.825	
d) trattamento di quiescenza e simili	153.208		361.470	
e) altri costi	1.347.693		1.371.836	
		56.151.511		48.675.172
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	7.076.736		7.197.170	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	7.900.449		9.409.129	
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni			102.258	
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	18.603.526		10.985.126	
		33.580.711		27.693.683
- Accantonamenti per rischi		8.971.398		6.479.673
- Altri accantonamenti		687.796		
- Oneri diversi di gestione		87.512.504		45.640.173
Totale costi della produzione		13.328.200.003		6.487.722.935
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		17.720.504		25.537.217
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
- Altri proventi finanziari:				
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	26.821		24.810	
• proventi diversi dai precedenti:				
- da imprese controllate	438		1.898	
- altri	6.976.405		9.956.304	
		7.003.664		9.983.012
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	597.460		671.956	
		597.460		671.956
Totale proventi e oneri finanziari		6.406.204		9.311.056

CONTO ECONOMICO

	Esercizio 2004 Euro		Esercizio 2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
- Svalutazioni:				
- di partecipazioni			11.671.670	
				11.671.670
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie				(11.671.670)
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
- Proventi:				
- vari	1.667.075		16.947.407	
		1.667.075		16.947.407
- Oneri:				
- vari	2.945.539		11.601.357	
		2.945.539		11.601.357
Totale delle partite straordinarie		(1.278.464)		5.346.050
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		22.848.244		28.523.253
- imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(8.260.000)		(16.100.000)
Utile dell'esercizio		14.588.244		12.423.253

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2004	Esercizio 2003	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
Ricavi delle vendite e prestazioni:	13.155.349	6.258.713	6.896.636
- Ricavi Mercato Elettrico	6.024.530	-	6.024.530
- Altre componenti dispacciamento	595.747	-	595.747
- Bilanciamento e scambio delibera 36/02, delibera 27/03	141.469	454.694	(313.225)
- Corrispettivi garanzia interconnessione	13.976	15.702	(1.726)
- Corrispettivo di trasporto quota terzi	904.287	831.610	72.677
- Vendita energia CIP 6	2.876.214	2.975.282	(99.068)
- Contributi da CCSE	2.385.342	1.752.440	632.902
- Vendita certificati verdi nazionali	160.284	199.697	(39.413)
- Accordo ETSO-CBT	53.500	4.354	49.146
- Vendita energia	-	24.934	(24.934)
Sopravvenienze attive	17.245	116.966	(99.721)
Totale ricavi	13.172.594	6.375.679	6.796.915
Costi Mercato Elettrico	6.040.432	-	6.040.432
Altre componenti dispacciamento	595.747	-	595.747
Bilanciamento e scambio delibera 36/02, delibera 27/03	141.469	454.694	(313.225)
Costi interconnessione con l'estero e altri acquisti energia	3.202	62.033	(58.831)
Canoni proprietari RTN	904.287	831.610	72.677
Costi per acquisto energia CIP 6	5.409.294	4.967.104	442.190
Accordo ETSO-CBT	63.159	18.978	44.181
Sopravvenienze passive diverse e altre	15.004	41.260	(26.256)
Totale costi	13.172.594	6.375.679	6.796.915
PARTITE A MARGINE			
Ricavi per vendite e prestazioni	125.550	128.871	(3.321)
Altri ricavi e proventi	14.653	5.687	8.966
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716	370	4.346
Totale ricavi	144.919	134.928	9.991
Costo del lavoro	55.152	48.675	7.477
Altri costi operativi	27.326	24.369	2.957
Sopravvenienze passive nette	481	172	309
Totale costi	83.959	73.216	10.743
MARGINE OPERATIVO LORDO	60.960	61.712	(752)
Ammortamenti materiali ed immateriali	14.977	16.709	(1.732)
Svalutazioni crediti	18.603	10.985	7.618
Accantonamenti per rischi ed oneri	9.659	8.480	1.179
Risultato operativo	17.721	25.538	(7.817)
Proventi finanziari netti	6.406	9.311	(2.905)
Svalutazione partecipazioni	-	(11.672)	11.672
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	24.127	23.177	950
(Oneri)/Proventi straordinari netti	(1.279)	5.346	(6.625)
Risultato ante imposte	22.848	28.523	(5.675)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(8.260)	(16.100)	7.840
Utile dell'esercizio	14.588	12.423	2.165

Anche nel corso del 2004 si è confermato il trend già evidenziato nei precedenti referti.

Infatti, nel 2004 l'utile netto di esercizio ha avuto una ulteriore espansione rispetto ai dati degli esercizi precedenti che vengono posti a raffronto nella tabella seguente:

ESERCIZIO	2001	2002	2003	2004
UTILE NETTO D'ESERCIZIO (mil. di euro)	7,4	11,2	12,4	14,5

In parallelo con l'aumento registrato, relativamente all'utile netto, si deve segnalare che vi è stato un diverso andamento, per gli esercizi presi in considerazione, del rapporto tra "utile netto e patrimonio netto" in cui si registra un dato non in linea con l'aumento dell'utile denotando una certa stazionarietà per gli ultimi esercizi:

ESERCIZIO	2001	2002	2003	2004
RAPPORTO %	13,1	16,5	15,4	15,4

Come già evidenziato nella relazione del precedente esercizio 2003, si deve rilevare che dal lato dei costi vi è stata una ulteriore impennata concernente l'onere per stipendi e salari. Infatti, si è passati dalle 745 unità di personale presenti al 31 dicembre 2003 alle 771 unità di personale presenti al 31/12/2004 con un onere ulteriormente crescente rispetto all'esercizio 2002 così come si ricava dal prospetto che si illustra:

ESERCIZIO	2002	2003	2004
SALARI E STIPENDI (migliaia di euro)	32.469	34.468	40.767

Su di un piano di valutazione complessiva, va anche evidenziato che dall'analisi del conto economico si ricava, per ciò che attiene al "valore della produzione", che vi è stato un aumento, rispetto all'esercizio 2003, dei "ricavi delle

vendite e delle prestazioni” e degli “incrementi di immobilizzazioni per lavori interni”, passati rispettivamente da 6.397 milioni di euro del 2003 a 13.281 milioni di euro del 2004, ovvero con conseguente aumento delle immobilizzazioni da 370 mila euro del 2003 a 4.716 mila euro del 2004.

Tra i dati che meritano di essere evidenziati vi è la presenza nel “conto economico” di una nuova voce che è connessa all’attivazione del Mercato elettrico, con rilevanza innovativa sia dal lato dei ricavi che dal lato dei costi.

Si tratta dei “ricavi del mercato elettrico” allocati nel conto economico per 6.024 mila euro e dei “costi del Mercato elettrico” che incidono per 6.040 mila euro.

Questa nuova esposizione consente di dare conto della riclassificazione del “conto economico” in cui vengono in evidenza, seguente una particolare metodologia di analisi, le “partite passanti” e le “partite a margine”.

Le partite passanti si ricollegano a componenti economiche di costo che in relazione al quadro regolatorio vigente hanno trovato copertura integrale in specifiche voci di ricavo.

Di contro le “partite a margine” hanno riguardo tutti quei ricavi destinati sia alla copertura dei costi operativi sia alla remunerazione del capitale investito, con l’effetto che si evidenzia una eccedenza rispetto ai costi.

Tale riclassificazione delle voci del conto economico pone in evidenza come per una società di diritto privato quale è il GRTN rilevano aspetti che non dipendono dal mercato, risultando la relativa missione improntata allo svolgimento di servizi che rientrano nel concetto di servizio pubblico, svolto in situazione di monopolio ed a fronte di ricavi garantiti dal “quadro regolatorio”.

Tra le altre considerazioni, si deve anche sottolineare la prevalenza economica delle “partite passanti” in cui il totale dei costi e ricavi, pur se perfettamente bilanciati, registra un valore di 13.172.594 mila euro, a fronte del risultato delle partite a margine per le quali si evidenzia un totale dei ricavi di 144.919 mila euro e un totale dei costi di 83.959 mila euro con un MOL (Margine Operativo Lordo) di 60.960 mila euro in flessione rispetto all’esercizio precedente in cui si era attestato a 61.712 mila euro.

Al fine di cogliere le dinamiche principali di Bilancio, si sono riportati nella tabella seguente alcuni dati riassuntivi relativi a ciascun esercizio (importi in milioni di euro):

ESERCIZIO	2000	2001	2002	2003	2004
UTILE D'ESERCIZIO	23	7,4	11,2	12,4	14,5
MOL	63	69,9	89,9	61,7	60,9

2. - Lo stato patrimoniale

Si riportano di seguito i prospetti relativi allo stato patrimoniale civilistico e riclassificato.

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

	al 31.12.2004 Euro		al 31.12.2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI				
B) IMMOBILIZZAZIONI				
I. Immateriali				
- Costi di impianto e di ampliamento			69.053	
- Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	45.040			
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	6.387.080		5.134.119	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	15.032		17.896	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	6.289.442		1.526.833	
- Altre	4.922.772		3.626.373	
		17.659.366		10.365.474
II. Materiali				
- Terreni e fabbricati	50.443.167		48.417.471	
- Impianti e macchinario	12.811.625		12.753.945	
- Attrezzature industriali e commerciali	213.890		249.049	
- Altri beni	10.070.862		8.167.249	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	13.352.787		12.589.399	
		86.832.331		82.177.113
III. Finanziarie				
- Partecipazioni in:				
- imprese controllate	15.000.000		15.000.000	
- altre imprese	1.704.308		1.704.308	
	16.704.308		16.704.308	
<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
- Crediti verso altri	220.216	1.109.426	106.345	870.304
		1.109.426		870.304
		17.813.734		17.574.612
Totale immobilizzazioni		122.305.431		110.117.199
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
C) ATTIVO CIRCOLANTE				
I. Rimanenze				
II. Crediti				
- Verso clienti	1.238.980	1.295.863.815	8.523.202	1.014.132.806
- Verso imprese controllate		1.222.476.071		1.414.049
- Crediti tributari		50.882.929		651.692.454
- Imposte anticipate		2.420.000		
- Verso altri		5.103.088		3.365.959
- Verso Cassa Congueglio Settore Elettrico		415.399.320		450.720.994
		2.992.145.223		2.121.326.272
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni				
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali		273.520.824		30.702.692
- Danaro e valori in cassa		19.882		17.472
		273.540.706		30.720.164
Totale attivo circolante		3.265.665.929		2.152.046.436
D) RATEI E RISCONTI				
- Risconti attivi		371.449		419.393
Totale ratei e risconti		371.449		419.393
TOTALE ATTIVO		3.388.362.809		2.262.583.028

STATO PATRIMONIALE

PASSIVO

	al 31.12.2004 Euro		al 31.12.2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale		26.000.000		26.000.000
IV. Riserva legale		2.698.577		2.077.415
VII. Altre riserve:				
- Riserva da conferimento		291.393		291.393
- Riserva disponibile		51.272.972		39.470.861
- Riserva da arrotondamento		3		(1)
IX. Utile dell'esercizio		14.588.244		12.423.253
Totale patrimonio netto		94.851.189		80.262.941
B) FONDI PER RISCHI E ONERI				
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		1.145.630		1.336.777
- Per imposte, anche differite		939.511		
- Altri		32.706.044		40.200.570
Totale fondi per rischi e oneri		34.791.185		41.537.347
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		19.511.114		18.959.106
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
D) DEBITI				
- Debiti verso banche	12.911.422	12.911.422	12.911.422	159.408.144
- Debiti verso fornitori		2.055.999.645		1.328.178.160
- Debiti verso imprese controllate		826.269.648		6.926.390
- Debiti tributari		2.412.318		1.497.134
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.456.937		2.231.124
- Altri debiti		6.184.147		2.969.461
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		194.077.698		622.427.240
Totale debiti		3.100.311.815		2.120.636.653
E) RATEI E RISCONTI				
- Ratei passivi		175.467		169.086
- Risconti passivi: - altri		138.722.039		1.017.893
Totale ratei e risconti		138.897.506		1.186.981
TOTALE PASSIVO		3.293.511.620		2.182.320.087
TOTALE PATRIMONIO NETTO PASSIVO		3.388.362.809		2.262.583.028
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute		502.643.821		458.761.964
- Altri Conti d'ordine		39.634.218.245		42.903.840.270
Totale conti d'ordine		40.138.862.066		43.362.602.234

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Immobilizzazioni nette			
- Immobilizzazioni immateriali	17.659	10.365	7.294
- Immobilizzazioni materiali	86.832	82.177	4.655
- Immobilizzazioni finanziarie:			
• partecipazioni	16.704	16.704	-
• altri crediti	1.110	871	239
Totale	122.305	110.117	12.188
Capitale circolante netto			
- Crediti verso clienti	1.295.864	1.014.133	281.731
- Credito verso CCSE	353.695	361.946	(8.251)
- Credito/(Debito) verso controllate	396.206	(2.513)	398.719
- Ratei, risconti attivi e altri crediti	5.475	3.784	1.691
- Debiti verso fornitori	(2.056.000)	(1.328.178)	(727.822)
- Ratei, risconti passivi e altri debiti	(147.539)	(6.386)	(141.153)
- Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	50.891	650.196	(599.305)
- Debito verso CCSE per anticipazione IVA	(132.373)	(533.652)	401.279
Totale	(233.781)	159.330	(393.111)
Fondi diversi	(54.302)	(50.496)	6.194
Capitale investito netto	(165.778)	208.951	(374.729)
Patrimonio netto	94.851	80.263	14.588
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- debiti verso banche a breve termine	-	146.497	(146.497)
- disponibilità liquide	(273.540)	(30.720)	(242.820)
Totale	(260.629)	128.688	(389.317)
Copertura	(165.778)	208.951	(374.729)

Volendo offrire una visione sintetica delle principali voci così come riprodotte nell'esercizio precedente, con riferimento all'attivo, si ricava la tabella seguente (importi in migliaia di euro):

ESERCIZIO	2000	2001	2002	2003	2004
Immobilizzazioni immateriali	1.689	6.714	10.149	10.365	17.659
Immobilizzazioni materiali	83.316	85.523	83.858	82.177	86.832
Immobilizzazioni finanziarie	6.868	16.704	17.495	17.575	17.814
Capitale circolante netto	- 64,13	-198,43	-243,48	159,3	-233,7

Da una valutazione delle singole voci discende una prima notazione concernente le immobilizzazioni immateriali, il cui valore in aumento risente in parte della realizzazione del codice di rete che come si è riferito è stato affidato al GRTN, sia pure nell'imminenza del passaggio di ogni competenza sulla gestione della rete.

Per quanto attiene, invece alle immobilizzazioni materiali, l'aumento rispetto all'esercizio precedente, è da ricondurre per una parte a "terreni e fabbricati" e per una parte alle "immobilizzazioni in corso".

In particolare, con riferimento alla voce "terreni e fabbricati" l'incremento registrato va, sia pure in parte, ricollegato per 1.046 mila euro alla ristrutturazione della sede legale della società, mentre il decremento è da imputare all'ammortamento dell'esercizio.

Per le "immobilizzazioni in corso" risulta ancora rilevante la ristrutturazione della suddetta sede con l'incidenza dei costi ancora in itinere.

Sul piano, invece, degli ammortamenti relativi all'esercizio 2004, si deve segnalare che la loro consistenza è stata determinata applicando aliquote economico-tecniche, collegate alla vita utile dei vari cespiti ed in conformità a quanto consentito dalla normativa vigente. Peraltro non sono stati contabilizzati in Bilancio gli ammortamenti eccedenti; il tutto facendo applicazione delle nuove norme del diritto societario (D.Lgs 6/03) che ha abrogato il secondo comma dell'art. 2426 Codice Civile che consentiva di effettuare in Bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie.

Al riguardo occorre osservare che il valore del fondo di ammortamento eccedente presente nel Bilancio 2003, era stato effettuato in applicazione di norme

tributarie, con un disinquinamento attuato nel 2004 e pari a 1.583 mila euro, con imputazione ai proventi straordinari dell'esercizio conclusosi.

Passando a considerare le immobilizzazioni finanziarie, si deve evidenziare che la loro consistenza, quale riportata nella tabella apposita sopra esposta, discende prevalentemente dalle partecipazioni, pari a 16.705 mila euro (su 17.814 mila euro).

Tra le suddette partecipazioni la parte rilevante è rappresentata dalle partecipazioni nelle imprese controllate, per un ammontare complessivo di 15.000 mila euro, pari per ciascuna delle due società controllate (GME-AU) a 7.500 mila euro, in forza di una percentuale del 100% del capitale sociale di ciascuna società.

Il patrimonio netto del GRTN registra un incremento rispetto al 2003, essendo passato da 80.263 mila euro del 2003 a 94.851 mila euro del 2004, con una variazione in aumento di 14.588 mila euro.

3. - I risultati economico-finanziari. Notazioni sulle risultanze di bilancio

Si riporta di seguito il prospetto relativo al rendiconto finanziario.

RENDICONTO FINANZIARIO

Euro mille

	al 31.12.2004	al 31.12.2003
Disponibilità finanziarie nette iniziali	(115.777)	277.590
Flusso finanziario da (per) attività di esercizio		
Utile netto dell'esercizio	14.588	12.423
Ammortamenti	14.977	16.606
(Plusvalenze)/Minusvalenze	(36)	13
(Rivalutazioni)/Svalutazioni	-	11.774
Incrementi/(Decrementi) fondi	(6.194)	(4.365)
Totale	23.335	36.451
Variazione del capitale circolante netto	393.111	(402.610)
Flusso finanziario operativo	416.446	(366.359)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(13.866)	(11.418)
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(12.828)	(7.753)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie	(239)	(80)
Disinvestimenti	319	12
Versamenti per copertura perdite controllate	-	(7.769)
Altre variazioni	(515)	-
Totale	(27.129)	(27.008)
Flusso finanziario del periodo	389.317	(393.367)
Disponibilità finanziarie nette finali	273.540	(115.777)

Per il GRTN il "capitale circolante netto" che registra una flessione negativa di 393.111 mila euro, passando dai 159.330 mila euro del 2003 ai -233.781 mila euro del 2004, risulta composto da:

- Crediti verso i clienti per 1.295.864 mila euro, con una variazione di 281.731 mila euro rispetto al 2003 in cui a detta voce corrispondeva un ammontare di 1.014.133 mila euro;
- crediti verso la CCSE per 353.695 mila euro con una riduzione rispetto al 2003 8.251 mila euro, essendo nel 2003 tale voce pari a 361.946 mila euro;
- crediti (debiti) verso le controllate per 396.206 mila euro, con una variazione rispetto al 2003 di 398.719 mila euro, essendo la relativa voce in detto esercizio pari a -2.513 mila euro;
- Ratei risconti attivi ed altri crediti, 5.475 mila euro, rispetto ai 3.784 mila euro del 2003;
- Debiti verso i fornitori, per i quali si è registrato un ulteriore decremento di 727.822 essendo passati da -1.328.178 mila euro del 2003 ai -2.056.000 mila euro del 2004;
- Ratei risconti passivi ed altri debiti si è passati da -6386 mila euro del 2003 a -147.539 mila euro del 2004;
- Crediti (debiti) tributari per IVA e altro, voce per la quale si registra la più rilevante flessione di 599.305 mila euro, essendosi passati da crediti per 650.196 mila euro del 2003 ad appena 50.891 mila euro del 2004;
- Debiti verso CCSE per anticipazioni IVA, voce per la quale si è registrata una minore esposizione di 401.279 mila euro, essendosi passati da una esposizione di 533.652 mila euro nel 2003 ad appena 132.373 mila euro nel 2004.

Il capitale circolante netto positivo che aveva un ammontare nel 2003 di 159.330 mila euro, nel 2004 si attesta su un saldo negativo di 233.000 mila euro. Per questo aspetto si deve rilevare che le partite di credito concernenti l'energia e maturatesi nei rapporti con i clienti così come le partite di credito verso le controllate e la CCSE per un ammontare di 2.045.765 mila euro trovano la loro quasi totale compensazione nelle partite di debiti verso i fornitori per 2.056.000 mila euro, con una esposizione ridotta di 55.623 mila euro rispetto all'esercizio precedente.

Per altro verso, ponendo attenzione alla "voce "risconti passivi ed altri debiti" che evidenzia una esposizione di 147.539 mila euro, occorre evidenziare che alcune partite legate all'energia per 129.100 mila euro si riferiscono a risconti passivi relativi alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004, conseguenti la remunerazione della capacità di trasporto (artt. 37 e 42 della delibera AEGG 48/04) per la quale si è in attesa che l'Autorità ne disponga la destinazione.

Su altro fronte va posta in risalto la notevole riduzione dell'esposizione verso l'erario, per IVA ed altri tributi, che registra una diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 599.305 mila euro cui si aggiunge la riduzione del debito verso la CCSE per anticipazioni IVA di 401.279 mila euro, relative alle anticipazioni effettuate.

PARTE IV: CONCLUSIONI

Nell'Esercizio 2004, il dato più rilevante concerne l'introduzione del DPCM 11 maggio 2004 (pubblicato sulla G.U. del 18 maggio 2004), in forza del quale sono state impartite disposizioni che fissano i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale, in attuazione di quanto disposto dalla legge 239 del 23 agosto 2004 .

Al riguardo occorre notare che dal complesso delle linee strategiche disegnate dalla normativa antecedente il suddetto DPCM 11 maggio 2004, si ricavava l'attribuzione al GRTN di una funzione di terzietà nei confronti dei diversi operatori del mercato elettrico, in ossequio anche alla direttiva comunitaria orientata ad operare una netta separazione tra le diverse attività del settore elettrico (quali appunto la generazione, la trasmissione e la distribuzione).

In un tale contesto, l'esigenza di terzietà della funzione assegnata al GRTN risultava viepiù accentuata dall'attribuzione a detto soggetto della già menzionata attività di dispacciamento.

La preoccupazione di fondo che traspariva da questo assetto normativo era, come si è più volte accennato, quella che fosse assicurato, alle due attività di trasmissione e di dispacciamento, la natura di servizio pubblico da svolgersi in modo imparziale e neutrale.

A tutto questo vi è da aggiungere, in coerenza con quanto si è riferito in ordine all'importanza della rete di trasmissione, che questa, per la rilevanza economica degli investimenti richiesti ai fini della sua realizzazione e manutenzione, è di portata tale da rendere improponibile una sua duplicazione sia pure in un mercato liberalizzato (basti pensare che rimane addirittura attualmente problematico l'adeguamento, della rete esistente, alle esigenze del momento), sino ad assumere, per pacifica e generale ammissione, tutti i caratteri di un monopolio naturale.⁶

In presenza di questi fattori condizionanti, sia di carattere normativo che di specifica rilevanza economica, è stata avanzata qualche riserva circa la soluzione

⁶ Va osservato che le modifiche introdotte nel corpo delle disposizioni comunitarie del Trattato di Maastricht, in particolare l'esplicita previsione di una competenza a livello comunitario nel campo energetico, ha dato nuovo slancio all'azione dell'Unione europea, che si è tradotta nella predisposizione di provvedimenti normativi di carattere generale, e non più settoriali come i precedenti, in cui i temi legati al settore energetico sono stati affrontati non solo dal punto di vista economico, ma anche considerando la natura di servizio pubblico generale riscontrabile in alcune fasi della filiera energetica, come quella della distribuzione o la presenza di monopoli naturali, come nel caso di reti infrastrutturali.

delineata dal DPCM 11 maggio 2004 che affida a Terna SpA, partecipata del gruppo ENEL ed ora aperta all'azionariato privato, funzioni di servizio pubblico che erano state sin qua attribuite e svolte dal GRTN, cui era stata garantita una situazione di terzietà (rispetto alla produzione ed alla distribuzione), pure nella sua singolare configurazione di società privata, interamente partecipata dal Ministero dell'Economia.

Altro dato rilevante che si impone per la sua importanza, concerne l'attivazione del Mercato Elettrico.

Si tratta di un sistema organizzativo di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di tipo borsistico, caratterizzati da due mercati.

Il primo mercato dell'energia elettrica che si articola, a sua volta, in due momenti aventi riguardo rispettivamente al Mercato del Giorno Prima (MGP) ed al Mercato di Aggiustamento (MA), affidati entrambi al gestore del Mercato (GME).

Il secondo mercato attiene ai Servizi del Dispacciamento (MSD) che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione delle riserve e il bilanciamento in tempo reale. Questo mercato è anch'esso gestito dal GME ma per conto del GRTN.

In questa fase, il GRTN ha avviato congiuntamente al GME, a partire dal 1 luglio 2004, limitatamente alla zona centro nord (Toscana-Marche-Umbria) i "tests" propedeutici alla partecipazione attiva della domanda al dispacciamento di merito economico.

La terza fase, avrebbe dovuto riguardare l'attivazione a regime del sistema con inizio ai primi mesi del 2005.

Questa fase che si caratterizza per la partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, ha avuto effettivamente inizio l'11 gennaio 2005.

Nel suo complesso, questo sistema organizzato di offerte ha lo scopo di porre le condizioni necessarie sia per promuovere la concorrenza e gli investimenti, sia per garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico, tutelando gli interessi degli utenti e dei clienti finali.

Un tale risultato di efficienza del sistema italiano con benefici per i consumatori è condizionato dal fatto che il suo avveramento è subordinato alla esistenza di un mercato liberalizzato in cui offerta e domanda siano espressioni di libere valutazioni economiche e quindi di estrema elasticità.

Nel nostro caso, il sistema italiano registra una certa rigidità dal lato della domanda, se si consideri che la produzione nazionale, sebbene integrata da rilevanti apporti di importazione, si colloca al di sotto del fabbisogno medio nazionale, pur in presenza di una fase di stagnazione delle attività produttive di impresa.

Nel complesso, per quanto si sia in un momento di primo approccio della "Borsa Elettrica", già si profilano come essenziali alcune integrazioni dei meccanismi di Borsa, al fine di facilitare la partecipazione attiva e consapevole della domanda e di incentivare strategie di acquisto maggiormente reattive al prezzo.

Questa Borsa è stata anche definita un "Mercato in evoluzione" cui si pensa di affiancare un mercato dei derivati sul prezzo dell'energia elettrica.

Una tale soluzione dovrebbe permettere, a parere dell'attuale presidente del GME, di coprire il "rischio prezzo" ovvero la volatilità tipica dei prezzi. Infatti, la non immagazzinabilità dell'energia elettrica rende i contratti a termine ancora più indispensabili che nel caso di altre merci. Inoltre con un mercato dei derivati si offrirebbe agli operatori un ulteriore meccanismo di flessibilità a fronte dell'operatività posta in essere sul mercato del giorno prima o attraverso la contrattazione bilaterale.

Al di là di questi aggiustamenti, la riduzione del prezzo resta condizionata all'aumento ed all'avvio di nuove centrali, all'aumento dell'import con l'avvio di nuovi elettrodotti ed ai miglioramenti tecnici in termini di efficienza, per evitare i cali di tensione sulle linee e contenere la dispersione termica degli impianti.

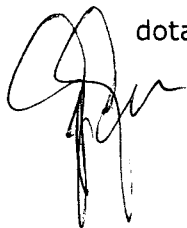
Su di un diverso piano che attiene la strutturazione interna del GRTN, vengono in risalto due diverse situazioni che attengono rispettivamente alla redazione del Bilancio consolidato e alla gestione delle risorse umane.

Per la prima volta nel 2004 si è avuto, infatti, il Bilancio Consolidato del gruppo (GRTN-GME-AU), la cui impostazione ha tenuto conto di quanto disposto dal capo III del D.lgs 127/1991, approntando uno stato patrimoniale consolidato, un conto economico consolidato ed una nota integrativa, cui sono annessi degli allegati che ne fanno parte,

Questa novità esclude ogni possibilità di comparazione con i dati relativi all'esercizio precedente, salvo che per la movimentazione delle immobilizzazioni immateriali e materiali nonché per il patrimonio netto.

Passando a trattare della gestione delle risorse umane occorre rilevare che, pur in presenza del DPCM 11 maggio 2004, che ha ridimensionato drasticamente la

“missione” del GRTN, si è registrato nel 2004 una costante espansione della spesa per le risorse umane, sia sotto il profilo delle consulenze che sotto quello della dotazione organica dei dipendenti del Gruppo.

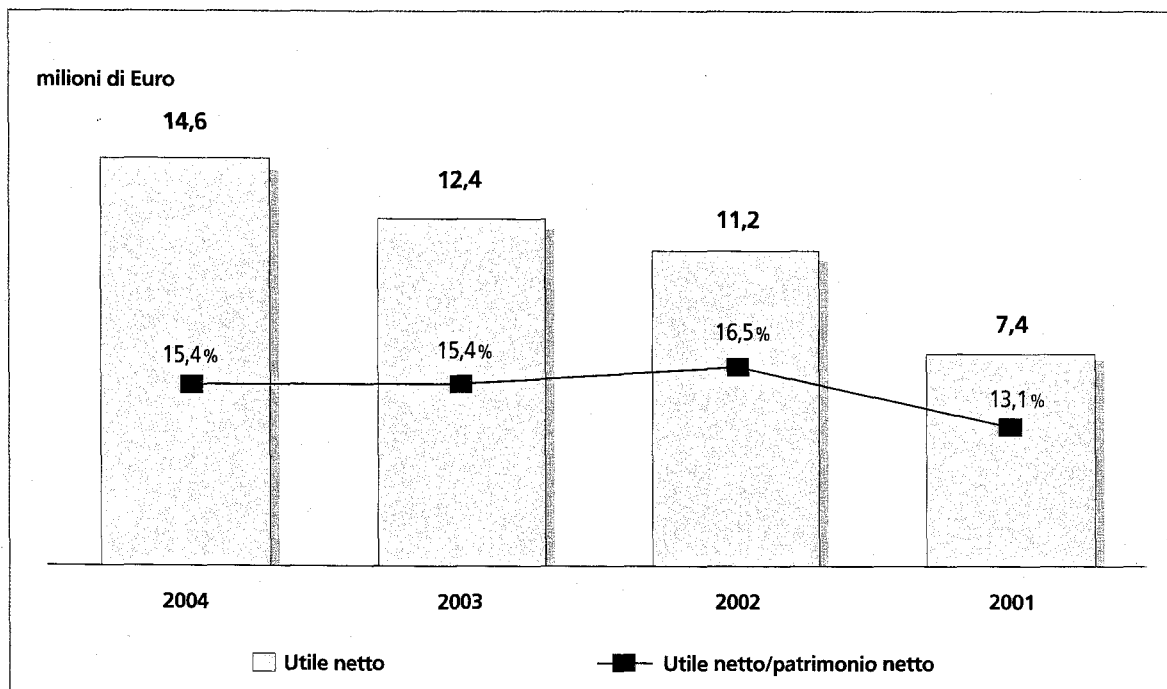
A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long vertical stroke at the end.

**GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(GRTN)**

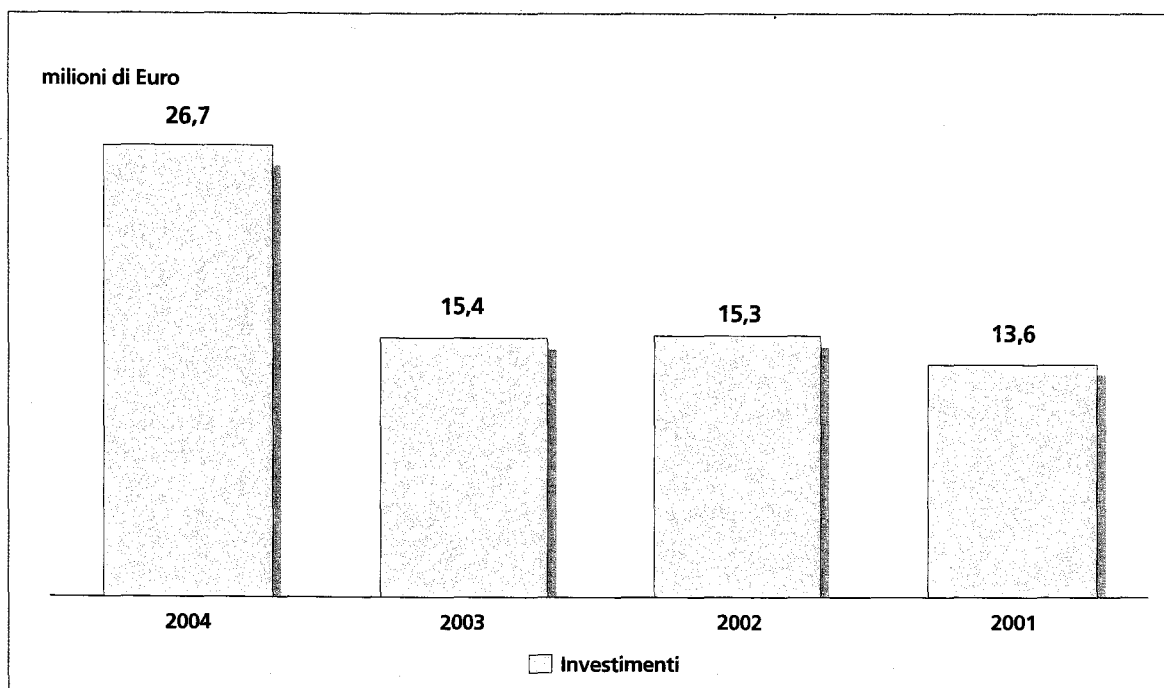
ESERCIZIO 2004

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

UTILE NETTO



INVESTIMENTI



DATI DI SINTESI

	2004	2003	2002	2001
Dati energetici (GWh)				
Energia elettrica prodotta	286.647	280.183	270.783	265.965
Energia elettrica consumata	301.400	299.789	290.960	285.492
Dati economici e finanziari (milioni di Euro)				
Valore della produzione	13.345,9	6.513,3	6.215,0	6.094,6
Margine operativo lordo	61,0	61,7	90,0	70,0
Risultato operativo	17,7	25,5	41,3	45,0
Utile netto	14,6	12,4	11,2	7,4
Immobilizzazioni nette	122,3	110,1	111,5	109,9
Capitale circolante netto	(233,8)	159,3	(243,5)	(198,4)
Fondo TFR e rischi ed oneri	54,3	60,5	64,9	46,0
Patrimonio netto	94,8	80,3	67,8	56,6
Posizione finanziaria netta	(260,6)	128,7	(264,7)	(191,1)
Investimenti	26,7	15,4	15,3	13,6
Altri dati e indicatori				
Consistenza media del personale	771	717	698	684
Consistenza del personale al 31 dicembre	771	745	702	698
Valore della produzione per addetto (milioni di Euro)	17,3	9,1	8,9	8,9
Clienti (n.)	2.298	1.590	1.650	390
Fornitori (n.)	4.868	2.221	1.580	1.640
Patrimonio netto/totale attività patrimoniali	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Patrimonio netto/immobilizzazioni nette	77,6%	72,9%	60,8%	51,5%
Utile netto/patrimonio netto	15,4%	15,5%	16,5%	13,1%

QUADRO ENERGETICO

Contesto macroeconomico

Nel 2004 l'economia italiana si è mostrata più dinamica rispetto al 2003, realizzando una crescita del PIL dell'1,2% in termini reali (+0,3% nel 2003). Tale risultato ha positivamente risentito del favorevole andamento dell'economia mondiale, al quale non è mancato il sostegno della crescita degli USA e dei paesi asiatici.

I consumi delle famiglie, pur continuando a crescere (+1,0%), hanno manifestato nel complesso una certa debolezza, in particolare quelli di beni non durevoli, mentre i consumi di beni durevoli hanno registrato una buona tenuta. Nel 2004 si è registrato un aumento del reddito disponibile, mentre la propensione al consumo ha subito una lieve diminuzione. Per quanto riguarda gli investimenti, quelli in macchine e attrezzature, dopo la riduzione del 2003, hanno registrato nuovamente variazioni positive (+2,7%); al contrario, quelli in mezzi di trasporto sono diminuiti (-2,9%). Infine, gli investimenti in costruzioni sono cresciuti in misura tale (+3,1%) da risultare la componente più dinamica della domanda interna.

Nel commercio estero si è registrato un incremento delle esportazioni verso i paesi europei (malgrado il dato deludente delle vendite in Germania) e, in maggior misura, verso quelli extra-europei, in particolare Cina e Russia. In ripresa anche le importazioni, il cui aumento (+2,5%) è, però, risultato inferiore a quello delle esportazioni (+3,2%), consentendo quindi al settore estero di fornire un contributo positivo alla crescita del PIL del 2004.

Nell'anno passato è proseguita la crescita dell'occupazione (+0,8% l'aumento delle unità di lavoro). La crescita per il settore industriale (+0,6%) è il frutto di un aumento delle unità nel settore delle costruzioni (+3,4%) e di una nuova contrazione delle unità impiegate nell'industria in senso stretto (-0,4%). Dalle indagini sulle forze di lavoro emerge un netto incremento dell'occupazione indipendente, forse da mettere in relazione con l'introduzione, nelle tipologie contrattuali, della figura del lavoratore a progetto.

Nel corso del 2004 i forti rialzi dei prezzi internazionali dei prodotti energetici e di alcune commodities, in particolare l'acciaio, hanno indotto timori di una ripresa dell'inflazione, che invece ha riportato una variazione del 2,2% (+2,7% nel 2003). Tra i fattori che spiegano tale risultato si può ricordare la perdita di valore del dollaro rispetto all'Euro e la debolezza della domanda che ha limitato la traslazione sui prezzi a valle.

La produzione industriale nel 2004 ha mostrato, nel complesso, una sostanziale stabilità (+0,7% la variazione per i dati grezzi, che scende a -0,4% se calcolata a parità di giorni lavorativi; quest'ultimo dato si confronta con il -0,6% del 2003).

Considerando i dati calcolati a parità di giorni lavorativi, l'analisi per raggruppamenti principali di industrie evidenzia che, se si esclude l'energia, che ha realizzato un incremento dell'1,2%, ed i beni intermedi, che non hanno registrato variazioni, sono diminuite sia la produzione di beni strumentali (-1,3%) sia quella di beni di consumo (-1,0%). Infine, le variazioni positive di maggiore entità sono state registrate dall'industria della carta, stampa ed editoria (+5,4%), da quella del legno e dei prodotti in legno (+2,8%) e dalla produzione di energia elettrica, gas ed acqua (+2,1%), mentre le maggiori riduzioni si sono verificate nell'industria delle pelli e delle calzature (-12,2%), nella produzione di apparecchi elettrici e di precisione (-4,4%) e nelle industrie tessili e dell'abbigliamento (-3,8%).

Fabbisogno energetico Italia

Nel 2004 la richiesta di energia elettrica ha toccato, secondo i primi dati provvisori, i 321.974 GWh, con un aumento dello 0,4% rispetto all'anno precedente caratterizzato da una crescita particolarmente sostenuta (+3,2%).

Nel 2004 la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata soddisfatta per l'85,8% da produzione nazionale (84,1% nel 2003), per un valore pari a 276.339 GWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi e con un aumento del 2,5% rispetto al 2003.

La restante quota del fabbisogno (14,2%) è stata coperta dagli scambi con l'estero, per un valore pari nel 2004 a 45.635 GWh contro i 50.968 dell'esercizio precedente. Analizzando l'andamento delle direzioni dei flussi commerciali con l'estero, le importazioni hanno fatto registrare una notevole flessione (-9,8%) raggiungendo i 46.426 GWh contro i 51.486 GWh del 2003. Il calo delle importazioni è dovuto, nella prima parte dell'anno, a misure temporanee decise dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. ("GRTN") per esigenze di sicurezza del sistema elettrico e, nella seconda parte, all'applicazione con i gestori confinanti di nuove procedure di calcolo dei limiti di sicurezza nelle importazioni. Le esportazioni, invece, sono passate da 0,5 GWh a 0,8 GWh con una crescita pari al 52,7%.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	2004 (*)	2003	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione lorda	300.370	293.865	6.505	2,2
Servizi ausiliari	13.723	13.682	41	0,3
Pompaggi	10.308	10.492	-184	-1,8
Import	46.426	51.486	-5.060	-9,8
Export	791	518	273	52,7
Richiesta Italia totale	321.974	320.659	1.315	0,4
Consumi	301.400	299.789	1.611	0,5
Perdite	20.574	20.870	-296	-1,4
Richiesta Italia totale	321.974	320.659	1.315	0,4

(*) valori provvisori.

Consumi

Nel 2004 i consumi totali hanno raggiunto i 301.400 GWh con un aumento dello 0,5% rispetto all'anno precedente. L'energia elettrica destinata al mercato mostra, nel tempo, un aumento della quota a copertura dei consumi dei clienti idonei e una conseguente riduzione della quota a favore dei clienti vincolati. Nel 2004, la quota dei consumi del mercato vincolato (151.400 GWh) rappresenta il 50,2% del totale, contro il 55,2% del 2003. Il mercato libero si attesta, invece, sui 129.000 GWh, con un aumento del 14,0% rispetto al 2003. Tale incremento è da porsi principalmente in relazione con l'estensione della qualifica di clienti idonei a partire dal 1° luglio 2004 a tutti i clienti non domestici. La tabella mostra, infine, una sostanziale stabilità della quota di autoconsumo che rappresenta nel 2004 il 7,0% dei consumi totali.

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER TIPOLOGIA DI MERCATO

	2004 (*) GWh	2003 GWh	Variazioni	
			GWh	%
Mercato vincolato	151.400	165.597	-14.197	-8,6
Mercato libero	129.000	113.115	15.885	14,0
Autoconsumi	21.000	21.077	-77	-0,4
Consumi totali	301.400	299.789	1.611	0,5

(*) valori provvisori.

La distribuzione dei consumi per settore economico, illustrata nella tabella successiva, mostra incrementi sopra la media (+1,0%) per il settore industriale che assorbe 154.200 GWh, con una quota pari al 51,2% del totale dei consumi; incrementi pressoché in linea con la media si sono registrati nel settore terziario (+0,4%), che si attesta su un valore pari a 77.200 GWh con una quota del 25,6% sul totale. In flessione rispetto all'esercizio precedente (-0,3%), i consumi del settore domestico calano a 64.800 GWh che rappresentano una quota pari al 21,5% del totale. La flessione registrata nel 2004 nel settore domestico e, in parte, il modesto incremento dei consumi del terziario si possono ricondurre ad un confronto con un anno, il 2003, caratterizzato da consumi particolarmente elevati nel trimestre estivo, allorquando temperature eccezionalmente torride avevano favorito il massiccio utilizzo delle apparecchiature per il condizionamento dell'aria.

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER SETTORE ECONOMICO

	2004 (*)	2003	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Agricoltura	5.200	5.162	38	0,7
Industria	154.200	152.721	1.479	1,0
Terziario	77.200	76.890	310	0,4
Usi domestici	64.800	65.016	-216	-0,3
Consumi totali	301.400	299.789	1.611	0,5

(*) valori provvisori.

Produzione

Nel 2004 la produzione netta nazionale è cresciuta del 2,3%, come evidenziato nella tabella successiva. I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2004, evidenziano un aumento della produzione idroelettrica del 10,1% rispetto al 2003, dovuto sostanzialmente a maggiore disponibilità da apporti naturali.

L'indice della producibilità idroelettrica annuale è risultato, infatti, superiore al corrisponden-

te valore dell'anno precedente, segnando un +0,9 a fronte di un +0,8 registrato nel 2003. La produzione termoelettrica al netto dei servizi ausiliari ha raggiunto nel 2004 i 231.622 GWh, pari all'80,8% della produzione nazionale, con un aumento dello 0,7% rispetto al 2003. La produzione netta da fonti rinnovabili, esclusa la fonte idrica, ha fatto registrare un aumento del 7,0% rispetto al 2003. L'aumento è stato particolarmente sensibile per la produzione eolica (e fotovoltaica) con un +25,6%, rispetto al più moderato incremento della produzione geotermoelettrica, +1,7%.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	2004 (*)	2003	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione idrica lorda	48.730	44.277	4.453	10,1
Produzione termica lorda	244.375	242.784	1.591	0,7
Produzione geotermica lorda	5.428	5.341	87	1,6
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.837	1.463	374	25,6
Totale produzione lorda	300.370	293.865	6.505	2,2
Servizi ausiliari idrici	660	627	33	5,3
Servizi ausiliari termici	12.753	12.748	5	-
Servizi ausiliari geotermici	308	305	3	1,0
Servizi ausiliari eolici e fotovoltaici	2	2	-	-
Totale servizi ausiliari	13.723	13.682	41	0,3
Produzione idrica netta	48.070	43.650	4.420	10,1
Produzione termica netta	231.622	230.036	1.586	0,7
Produzione geotermica netta	5.120	5.036	84	1,7
Produzione eolica e fotovoltaica netta	1.835	1.461	374	25,6
Totale produzione netta	286.647	280.183	6.464	2,3

(*) valori provvisori.

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nel corso del 2004 si sono verificati alcuni cambiamenti fondamentali nel settore elettrico che trovano riflesso in ambito normativo. In particolare ci si riferisce all'unificazione della proprietà e della gestione della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale ("RTN") e alla piena operatività del mercato elettrico che ha richiesto l'adozione di misure coerenti nei diversi ambiti coinvolti. Si descrivono nel seguito i principali provvedimenti adottati nell'anno 2004.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale

In attuazione del decreto legge n. 239/03, convertito con modificazioni in legge n. 290/03, è stato emanato, in data 11 maggio 2004, il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ("DPCM") che disciplina i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN.

A tal fine il decreto prevede due fasi: una prima fase, obbligatoria, in cui deve essere attuata l'unificazione della rete, di proprietà della società Terna S.p.A. ("Terna"), con la gestione RTN e una seconda fase in cui sarà favorita l'aggregazione anche degli altri proprietari della RTN, diversi da Terna.

In relazione al primo aspetto, il DPCM prevede che entro il 31 ottobre 2005 vengano trasferiti a Terna le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al GRTN. Sono espressamente esclusi dal trasferimento:

- i beni, i rapporti giuridici e il personale relativi alle attività di acquisto e cessione dell'energia che il GRTN è, per legge, obbligato a ritirare (energia di cui al comma 12 dell'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, – "CIP 6" – e le eccedenze) e le attività connesse all'emissione e alle transazioni di certificati verdi e in generale le attività connesse alle fonti rinnovabili;
- le partecipazioni societarie nelle due società controllate dal GRTN;
- gli eventuali oneri di natura risarcitoria o sanzionatoria che facessero capo al GRTN fino alla data del trasferimento con l'espressa previsione di una clausola di manleva nei confronti di Terna.

Circa le modalità del trasferimento, il DPCM individua espressamente il conferimento e la compravendita; in ogni caso il trasferimento degli asset a Terna dovrà avvenire a titolo oneroso ed essere concordato da GRTN e Terna. In caso di mancato accordo tra le parti entro il 30 aprile 2005 la determinazione del prezzo è rimessa ad un collegio indipendente di tre arbitri.

Il soggetto che risulterà dall'unificazione, a partire dalla data in cui il trasferimento diviene efficace, assumerà le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale in base a quanto previsto dall'art. 3 del D.Lgs. 79/99.

Legge 239/2004 - Riordino del settore energetico - Legge Marzano

Con la legge 239 del 23 agosto 2004 vengono dettate disposizioni in materia di settore energetico, produzione di energia elettrica, stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi.

Per quanto riguarda il settore elettrico viene ribadito che:

- le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clien-

ti idonei sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;

- la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento dell'energia a rete è di interesse pubblico;
- le attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge.

In particolare in merito a:

- *autorizzazione di nuovi elettrodotti*: la legge prevede procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture, con la previsione fra l'altro di una autorizzazione unica da rilasciarsi, previa procedura semplificata da completarsi entro 180 giorni, da parte del Ministero delle Attività Produttive ("MAP"), previo concerto con il Ministero dell'Ambiente, per la costruzione e l'esercizio di elettrodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica;
- *approvazione del piano di sviluppo della RTN*: la legge prevede che il MAP verifichi la conformità dei piani di sviluppo, predisposti annualmente dai gestori delle reti di trasporto, con gli indirizzi dallo stesso emanati;
- *unificazione della proprietà e della gestione della rete di cui al DPCM 11 maggio 2004*: la legge prevede che il limite per le società a controllo pubblico, anche indiretto, a non detenere dal 1° luglio 2007 quote superiori al 20% del capitale delle società che sono proprietarie e gestiscono reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica è operante solo qualora tali società agiscano direttamente nei medesimi settori;
- *contratti di importazione in capo a Enel S.p.A. ("Enel") e destinati al mercato vincolato, in essere alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 79/99*: la legge prevede la possibilità del trasferimento di tali contratti all'Acquirente Unico S.p.A. ("AU") con decreto del MAP, di concerto con il Ministro dell'Economia, a partire dalla data di assunzione della funzione di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato da parte del medesimo AU;
- *ritiro di energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA*: la legge prevede la possibilità di ritiro, su richiesta del produttore, da parte del GRTN o dell'impresa distributrice in base al collegamento dell'impianto rispettivamente alla RTN o alla rete di distribuzione;
- *certificati verdi*: la legge prevede che l'energia prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno o con celle a combustibile e l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica utilizzata per il teleriscaldamento, hanno diritto all'emissione di certificati verdi. Viene inoltre modificato il valore dei certificati verdi che oggi è pari a 0,05 GWh o multipli di detta grandezza.

Sintesi dell'attività di regolazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG") di maggior impatto per il GRTN

Delibera 05/04 - Testo Integrato delle disposizioni dell'AEEG per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

Con la delibera 05/04 l'AEEG ha adottato la nuova versione del Testo Integrato per l'erogazione del servizio di trasporto, misura e vendita dell'energia.

La delibera, pur prevalentemente destinata alle imprese distributrici che trasferiscono ai clienti finali i costi complessivi connessi alla prestazione del servizio elettrico, fissa anche i corrispettivi a copertura dei canoni dovuti ai proprietari RTN e dei costi di funzionamento del GRTN.

Come nel biennio 2002-2003, per il reperimento delle risorse economiche destinate alla remunerazione dei proprietari della RTN e dell'attività di trasmissione svolta dal GRTN, è previsto:

- un corrispettivo multiorario, a carico dei distributori, dovuto al GRTN per i prelievi netti dalla RTN e per le immissioni nei punti di interconnessione virtuale in alta tensione ("AT");
- un corrispettivo semplice, a carico dei produttori, dovuto al GRTN per l'energia netta immessa in qualsiasi rete con obbligo di connessione di terzi.

Dal gettito generato dall'applicazione del corrispettivo multiorario a carico dei distributori è detratto il costo di funzionamento del GRTN per la gestione della RTN (CTR GRTN).

Inoltre l'AEEG, per il secondo periodo tariffario, ha fissato specifici corrispettivi di trasmissione (TRAS), da inserire nelle tariffe da applicare ai clienti finali diversi dai domestici e ha strutturato le tariffe di trasmissione in modo tale da farle dipendere dal tipo di misuratore installato: tariffa semplice per il misuratore integratore e tariffa multioraria per misuratori orari o multiorari.

Per quanto attiene all'attività di misura, l'AEEG ha definito specifici corrispettivi per remunerare l'installazione e la manutenzione dei misuratori, la rilevazione e la registrazione delle misure, nonché il servizio di aggregazione delle stesse, di cui una parte di spettanza del GRTN ("MIS").

Infine, relativamente alle maggiorazioni ed ai relativi conti istituiti presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico ("CCSE"), si segnala che la delibera 05/04 tiene conto delle modifiche apportate dalla legge n. 83 del 19 aprile 2003.

Si precisa che i corrispettivi per il servizio di trasmissione sono stati successivamente aggiornati dall'AEEG, per l'anno 2005, con la delibera 135/04.

Delibera 07/04 – Disposizioni transitorie e urgenti in materia di garanzia della fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato

Con tale delibera, nelle more dell'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, l'AEEG ha prorogato il funzionamento del sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica ("STOVE") avviato con la delibera n. 67/03 e ha introdotto alcune modificazioni alle delibere 27/03 e 67/03 che regolano, rispettivamente, i profili del prelievo e dell'immissione ai fini del dispacciamento. In particolare la delibera ha introdotto la componente dis espressa in centesimi di euro/kWh, applicata all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo, ai fini della remunerazione del servizio di dispacciamento. La misura di tale componente è stata stabilita in 0,01 centesimi di euro/kWh. La componente dis, così come stabilita dalla delibera 07/04, sarà poi confermata anche dalle successive delibere in materia di dispacciamento n. 48/04 e 237/04.

Delibera 48/04 - Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'AEEG 30 gennaio 2004, n. 05/04

Con la delibera 48/04 l'AEEG ha avviato il dispacciamento di merito economico per il periodo tra il 1° aprile 2004 e il 31 dicembre 2004, senza partecipazione attiva della domanda definendo, altresì, le disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva e le disposi-

zioni per l'erogazione del servizio di aggregazione delle misure di energia ai fini della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento.

Delibera 103/04 - Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2004 di componenti e parametri della tariffa elettrica, del parametro Ct e modificazioni del Testo Integrato

Tale delibera, emanata il 25 giugno 2004 dall'AEEG al fine di aggiornare per il trimestre luglio-settembre 2004 i componenti e i parametri della tariffa elettrica relativamente al meccanismo di copertura degli oneri sostenuti dal GRTN per la compravendita dell'energia CIP 6 di cui al comma 12 dell'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, ha apportato:

- un adeguato incremento dei valori della maggiorazione A3, il cui gettito è destinato alla copertura degli oneri sopradetti;
- la modifica del meccanismo di trasferimento del gettito della maggiorazione A3 dai distributori al GRTN.

A partire dai consumi del 1° luglio 2004, il GRTN ha potuto fatturare mensilmente alle imprese distributrici connesse direttamente alla RTN il gettito della maggiorazione A3, fatturato mensilmente da queste ultime ai propri clienti finali, regolando successivamente con la CCSE le differenze tra le necessità e tale gettito.

Il regime precedente prevedeva invece il trasferimento al GRTN, da parte della CCSE, del gettito versato – al netto dell'ammontare IVA – dalle imprese distributrici alla CCSE con cadenza bimestrale.

Le misure introdotte con la delibera 103/04 hanno permesso sia di incrementare le disponibilità del GRTN per la copertura dell'onere di compravendita, sia di ridurre sensibilmente il credito del GRTN verso l'erario a causa dello squilibrio IVA strutturalmente determinato essenzialmente dal meccanismo di esazione della componente A3 in vigore fino ad allora.

Alla celere riduzione dell'ammontare del credito IVA del GRTN nei confronti dell'erario ha concorso anche l'entrata in vigore, a partire dal 1° luglio 2004, della direttiva CE 54/03.

Tale direttiva, innovando le disposizioni della precedente CE 92/96, ha eliminato le limitazioni che impedivano al GRTN di essere qualificato come cliente grossista e quindi di usufruire della riduzione dell'aliquota IVA al 10% nel pagamento delle fatture relative all'energia acquistata. La qualifica di cliente grossista ha consentito al GRTN di compensare l'ammontare del credito IVA con i consistenti saldi IVA mensili registratisi nel secondo semestre 2004.

Delibera 107/04 - Provvedimenti in materia di clienti idonei nel settore elettrico in attuazione dell'articolo 21, comma 1, lettera b), della Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

Con la delibera 107/04 l'AEEG, coerentemente alla direttiva CE 54/2003 che dispone che i clienti idonei siano, a decorrere dal 1° luglio 2004, tutti i clienti non civili, ha collegato il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo all'attività economica svolta dal soggetto e non più al raggiungimento di una soglia di consumo annuo di energia, come invece previsto dalla delibera 20/03, oggi abrogata.

Pertanto clienti idonei sono i clienti non domestici.

Delibera 201/04 - Modifica ed integrazione delle deliberazioni dell'AEEG 19 marzo 2002, n. 42, e 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione

Con la delibera 201/04 l'AEEG ha modificato la delibera 42/02, in tema di cogenerazione e la delibera 168/03, in materia di dispacciamento, limitatamente alle unità di produzione di energia combinata a calore.

La delibera riconosce, per un solo anno, agli utenti del dispacciamento di unità di cogenerazione, la facoltà di avvalersi del riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento nei casi in cui, in base ai dati di progetto, alle prestazioni attese e agli esiti del collaudo, il produttore possa dichiarare che l'impianto è in grado di raggiungere i valori stabiliti dalla delibera 42/02 per il riconoscimento della produzione quale cogenerazione, salva la successiva impossibilità di rispettare quanto dichiarato. Di tale eventuale impossibilità deve essere data immediata comunicazione al GRTN; in tal caso la qualifica di cogenerazione ed i benefici ad essa associati vengono meno immediatamente.

La facoltà di avvalersi del riconoscimento anticipato può esercitarsi anche in caso di eventi imprevedibili ed eccezionali che impediscano all'impianto di soddisfare i valori di cui alla delibera 42/02 nell'anno corrispondente, ma non in quello successivo, sempre che ne venga data tempestiva comunicazione al GRTN così da sospendere, anche in questa circostanza, il beneficio della priorità di dispacciamento per l'anno interessato da tali eventi.

DISPACCIAMENTO

Il GRTN, attraverso il dispacciamento, deve garantire la sicurezza degli approvvigionamenti assicurando l'adeguatezza delle risorse a copertura della domanda ed il continuo bilanciamento in tempo reale tra il fabbisogno di energia e le risorse disponibili. Il GRTN, da un lato, è impegnato nel medio termine, nella programmazione delle manutenzioni di rete e dei gruppi di generazione per disporre di un adeguato livello di riserva a copertura del fabbisogno e, dall'altro, è attivo giornalmente nell'acquisizione, con criteri di ottimo economico, di disponibilità di generazione in tempo reale, nella regolazione della tensione e nella fornitura di tutti quei servizi di rete che permettono l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Il 2004 è stato un anno impegnativo per il GRTN che ha dovuto garantire la sicurezza del sistema elettrico nel delicato contesto creatosi a valle dei gravi incidenti, delle insolite condizioni climatiche e delle difficoltà d'approvvigionamento verificatesi nel 2003. Contestualmente ha dovuto affrontare un radicale e diverso modo di approvvigionare le risorse, rappresentato da un nuovo sistema delle offerte (Sistema Italia 2004). Nel complesso la gestione del sistema in tali condizioni è risultata pienamente soddisfacente dal punto di vista della sicurezza e dell'adeguatezza delle risorse.

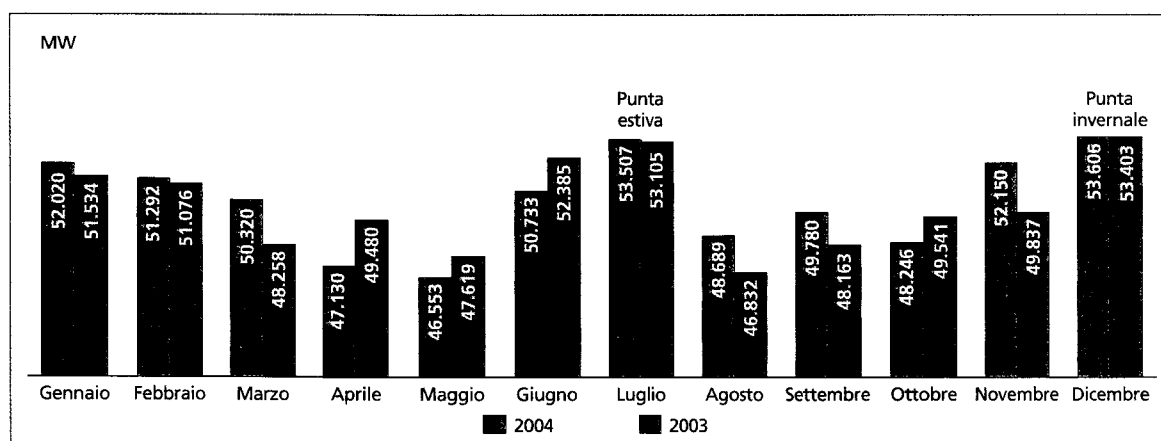
Andamento dell'esercizio elettrico

Nel 2004 la richiesta di energia elettrica in Italia ha raggiunto i 321.974 GWh con un aumento dello 0,4 % rispetto al 2003.

Il giorno 23 luglio 2004 è stato registrato il massimo storico del fabbisogno giornaliero di energia elettrica, pari a 1.077 GWh. Tale massimo è stato accompagnato da punte in energia in quattro delle otto aree territoriali.

L'andamento del fabbisogno in potenza è stato contraddistinto da una marcata variabilità nei valori percentuali di incremento alla punta. I mesi di aprile, maggio, giugno ed ottobre 2004 hanno fatto registrare un decremento nei picchi di richiesta imputabile essenzialmente a fattori climatici. Nello specifico, le temperature registrate sono risultate più basse della media nei

FABBISOGNO IN POTENZA MASSIMO MENSILE



mesi di maggio e giugno, mentre temperature mediamente più alte si sono registrate nei mesi di aprile ed ottobre. Nei mesi di luglio ed agosto si sono registrati, invece, aumenti dovuti a brevi e limitati periodi di caldo torrido.

Il 23 luglio 2004 è stata registrata la nuova punta di fabbisogno in potenza nel periodo estivo pari a 53.507 MW superiore sia alla precedente punta estiva di 53.105 MW verificatasi il giorno 17 luglio 2003 sia alla punta storica, pari a 53.403 MW, registrata il 10 dicembre 2003.

Il giorno 16 dicembre 2004 alle ore 17.00 è stata registrata la nuova punta storica di fabbisogno con un valore pari a 53.606 MW.

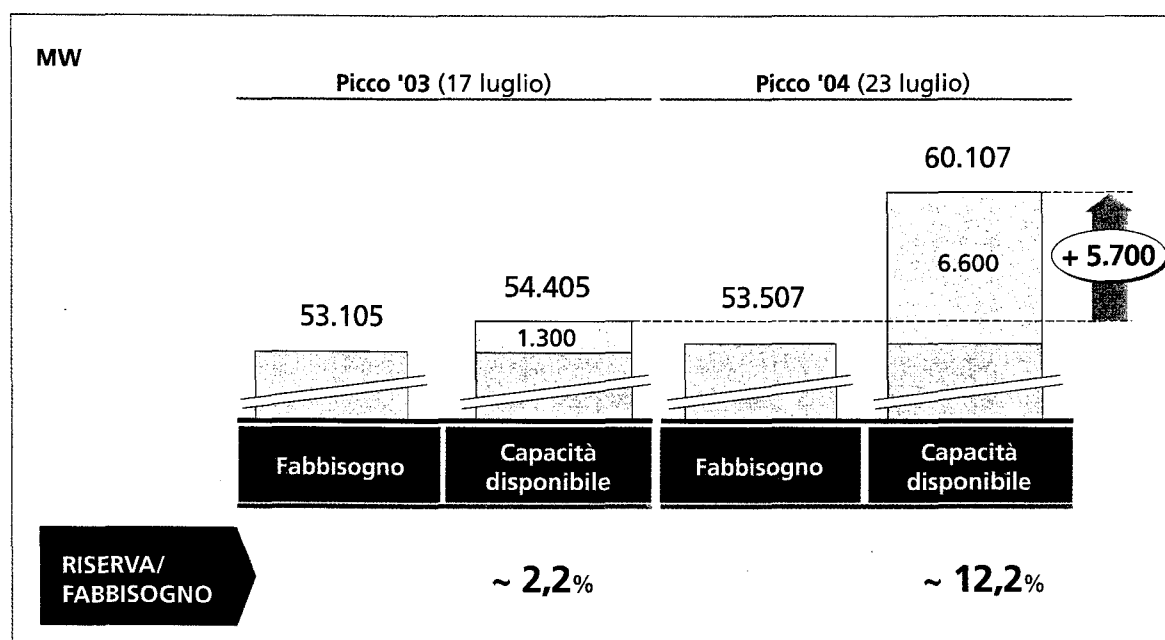
Il rapporto tra energia e picco annuale di potenza (ore di utilizzazione) passa da 6.005 del 2003 a 6.006 nel 2004.

Copertura del fabbisogno

Le azioni poste in essere nel 2004 hanno consentito di recuperare parte del gap, accumulato dal sistema elettrico nel corso degli ultimi anni, tra domanda e capacità produttiva disponibile. I risultati ottenuti, anche se agevolati dalle più favorevoli condizioni meteorologiche rispetto al 2003 (inverno più piovoso ed estate meno torrida), hanno carattere strutturale e consentono di considerare in buona parte superata la fase di emergenza creatasi nel periodo precedente.

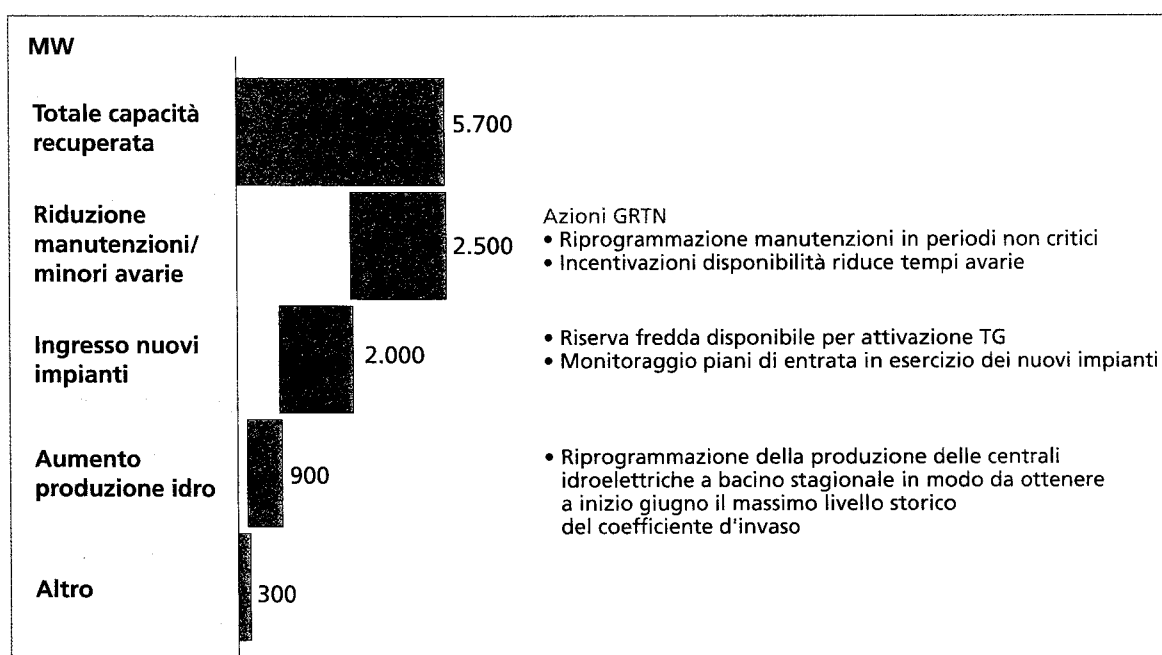
Inoltre, all'aumento dei consumi nel picco estivo, che è stato registrato nel mese di luglio, è corrisposto un significativo aumento della capacità disponibile che ha consentito di coprire il fabbisogno, senza necessità di ricorrere a deroghe ambientali (su temperature allo scarico e su emissioni) o al distacco di carichi interrompibili e ciò nonostante la riduzione di importazioni rispetto al 2003. Il margine di riserva disponibile nell'ora di massimo fabbisogno estivo era pari a circa il 12% del fabbisogno, non molto lontano dal livello ottimale del 15%.

MARGINE DI RISERVA ALLA PUNTA



La crescita della disponibilità degli impianti, per un totale di circa 5.700 MW rispetto al 2003, è riconducibile in parte (circa 2.500 MW) alla rimodulazione delle manutenzioni e alla riduzione delle avarie, in parte (circa 2.000 MW) all'ingresso di nuovi impianti e alla riattivazione di alcune centrali turbogas. Inoltre, il maggior apporto di produzione idroelettrica ha contribuito per circa 900 MW, mentre la combinazione di altri fattori minori – in parte positivi e in parte negativi quali la riduzione della limitazione per alte temperature allo scarico ("ATS") e il calo delle importazioni massime – ha contribuito per la parte rimanente.

RECUPERO DI CAPACITÀ DISPONIBILE



Nel corso del 2004 il GRTN ha attivamente perseguito questo risultato con una serie di azioni. In particolare, nel riprogrammare le manutenzioni delle centrali in periodi diversi da luglio ed agosto e nel rimodulare la produzione idroelettrica per aumentare il livello dei bacini nel periodo estivo (l'attivazione di procedure di monitoraggio del livello dei bacini garantisce, anche per il futuro, livelli massimi di produzione al picco anche in condizioni di minore idraulicità) il GRTN ha predisposto il sistema per gestire eventuali condizioni di scarsità di offerta.

Le azioni del GRTN sono state rafforzate dall'attivazione di nuovi strumenti di incentivazione, quali borsa e capacity payment, in grado di allineare il comportamento dei produttori in termini di disponibilità degli impianti alle necessità del sistema. Ciò ha favorito la riattivazione di alcuni impianti turbogas, ormai non più remunerativi in regime amministrato e accelerato la chiusura dei cantieri avviati per numerosi impianti oltre al mantenimento in esercizio, ancorché a produzione zero, di impianti di generazione soggetti a vincoli ambientali sui quali in caso di necessità sarebbe stato possibile richiedere l'attivazione di opportune deroghe.

Approvvigionamento delle risorse di dispacciamento

L'entrata in vigore del Sistema Italia 2004, che ha sostituito il precedente sistema STOVE, ha richiesto la messa a punto di un sistema informatizzato particolarmente complesso.

Nel nuovo sistema il GRTN è tenuto a fare, il giorno antecedente, la stima del fabbisogno d'energia, che è operazione preliminare all'apertura del mercato, ad effettuare la dichiarazione dei limiti di trasporto tra le aree e, successivamente alla chiusura del Mercato del Giorno Prima ("MGP"), ad acquisire le risorse per bilanciare errori di previsioni ed avarie al fine di risolvere le congestioni e regolare il sistema elettrico. Tutte le difficoltà d'avviamento sono state superate positivamente nel pieno rispetto delle regole per il dispacciamento senza ricorrere a misure tecniche di sospensione del mercato.

Controllo in tempo reale

L'esercizio in tempo reale consiste essenzialmente nell'assicurare la continuità e la qualità del servizio elettrico mediante il bilanciamento continuo degli scostamenti di domanda dalle previsioni e il contrasto delle perdite accidentali di generazione.

A tal fine è essenziale assicurare la funzione di trasmissione dell'energia dalle fonti di generazione ai centri di consumo, in modo che non si eccedano i limiti di capacità di trasporto dei singoli elettrodotti.

La gestione in sicurezza e ridondanza della rete primaria, rappresentata in totale da più di 70.000 km di elettrodotti, è stata assicurata mediante l'attuazione di quanto previsto dal piano per la sicurezza di cui alla legge 290/03. In questo ambito, è stata predisposta un'ulteriore linea di turno per la programmazione dei flussi ed il controllo continuo delle sezioni con l'estero, è stata estesa la rete osservabile alla Svizzera per potenziare la capacità di interagire con gli operatori esteri, ed è stata asservita in tempo reale l'attuazione dei contratti interrompibili.

Qualità del servizio, indici di disalimentazione e disservizi

Nel 2004 l'energia non fornita, riferita alla rete rilevante, è risultata pari a circa 3.627 MWh. Tale valore risulta comprensivo di alcuni eventi di portata straordinaria che hanno contribuito per circa 1.896 MWh, tra cui si evidenziano le intense precipitazioni nevose occorse nel periodo compreso tra la fine di febbraio e la prima metà di marzo del 2004 che hanno interessato vaste aree del centro nord del paese con conseguenti disalimentazioni di bacini di utenza. A queste si sono aggiunte le intense bufere di neve e vento nelle aree della Campania e della Calabria nei giorni 30 e 31 dicembre 2004.

Un altro guasto di forte impatto sulla continuità si è verificato nella stazione di Redipuglia il giorno 18 gennaio 2004 a causa dello scoppio di uno scaricatore in Stazione.

Si evidenzia, infine, la disalimentazione di un vasto bacino di utenza ricadente nella periferia delle città di Napoli e Caserta causata dal contatto accidentale di un mezzo meccanico con i conduttori della linea elettrica a 220 kV Fratta-Maddaloni, occorso il 16 luglio.

Con riferimento al perimetro della RTN, il valore di energia non fornita è risultato pari a circa 1.586 MWh corrispondenti ad un indice di disalimentazione 4' e 25", allineato allo standard europeo. Tale indice è al netto delle interruzioni sul carico contrattualmente interrompibile la cui attivazione come mezzo preventivo di riduzione del carico è stata particolarmente ridotta, grazie alle migliori condizioni generali dell'esercizio...

Si registrano due interventi, peraltro di natura contingente: il primo, il 16 aprile in Sicilia, quando lo scatto delle linee 220 kV Sorgente-Corriolo1 e Sorgente-Misterbianco1-2 causò lo scatto delle unità di produzione di varie centrali per un totale di circa 1.000 MW; il secondo, il 7 luglio in Sardegna, a seguito dello scatto di unità di produzione.

A fronte di una modesta applicazione dei contratti interrompibili per la riduzione preventiva del carico, l'utilizzo dell'interrompibilità in tempo reale, all'interno dei piani di difesa, si è rivelato particolarmente utile. Esso è stato applicato più volte in occasione di indesiderate aperture di linee di connessione con l'estero, risolvendo situazioni potenzialmente pericolose.

L'entrata in servizio di numerose unità di generazione, nuove o ripotenziato, in punti cruciali della rete insieme a nuova potenza di compensazione shunt hanno contribuito in modo sostanziale alla stabilità della tensione ai punti di scambio con la rete rilevante.

Al contrario del 2003, nel 2004 il ricorso al blocco dei variatori sotto carico per il riferimento della tensione secondaria dei trasformatori delle cabine primarie è stato praticamente nullo. Tale azione di controllo preventivo è stata adottata nella prima metà del mese di gennaio e soltanto per poche ore, nella Sicilia occidentale, per problemi di esercizio della rete di natura locale.

COMMERCIALE

Dal 1° aprile 2004 è stata avviata l'implementazione del Sistema Italia 2004, un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di tipo borsistico. Il Sistema Italia 2004 è costituito da due mercati:

- *il mercato dell'energia elettrica*, che si articola in due fasi: il Mercato del Giorno Prima ("MGP") e il Mercato di Aggiustamento ("MA"), entrambi gestiti dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ("GME");
- *il Mercato dei Servizi di Dispacciamento ("MSD")*, che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione della riserva e il bilanciamento in tempo reale, anch'esso gestito dal GME ma per conto del GRTN.

Il 2004 ha visto la realizzazione dell'operatività del dispacciamento di merito economico solo sul lato dell'offerta con la partecipazione al mercato dell'energia delle unità di produzione rilevanti (>10 MVA); durante questa fase, caratterizzata dalla domanda passiva, il ruolo di acquirente è stato svolto in via esclusiva dal GRTN. La partecipazione attiva della domanda, in grado di formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, è iniziata solo il 1° gennaio 2005.

Nel 2004 le attività commerciali del GRTN sono state finalizzate al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

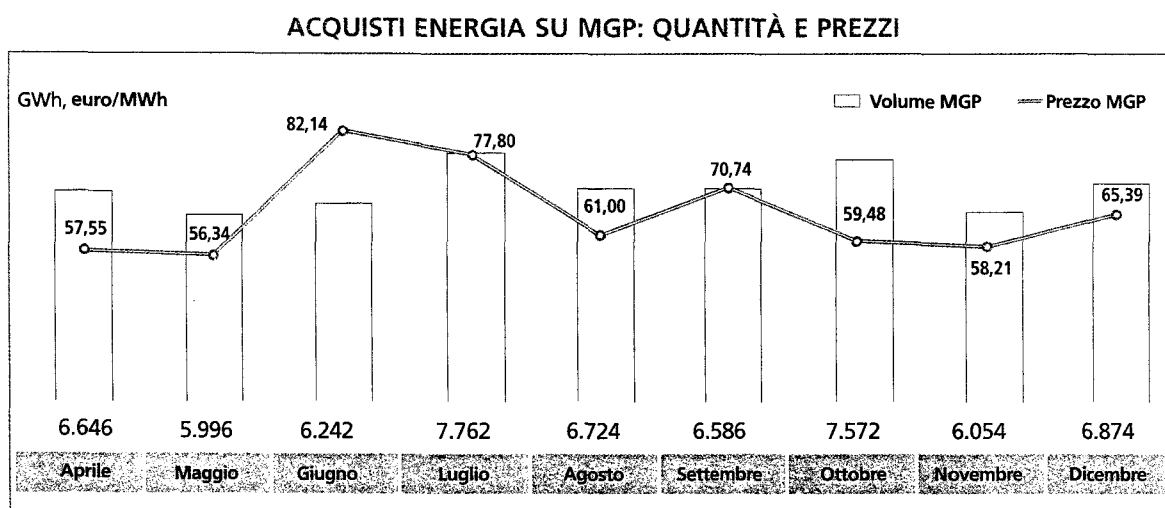
- l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica;
- la gestione e l'esercizio del dispacciamento di merito economico;
- la gestione del servizio di interrompibilità;
- le attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa dell'elettricità.

Offerta energia

Il Sistema Italia 2004 ha individuato il GRTN come unico soggetto autorizzato ad acquistare energia elettrica sul MGP a meno dei produttori per gli acquisti destinati alle centrali di pompaggio. La logica di funzionamento del MGP prevede che i produttori presentino offerte di vendita di energia con indicazione di prezzo mentre il GRTN, espressione della domanda non coperta da contratti bilaterali, presenta offerte di acquisto senza indicazione di prezzo. La remunerazione delle offerte di vendita accettate avviene al prezzo marginale (prezzo dell'offerta più alta accettata). Per l'aggiustamento dei programmi risultanti dal MGP si ricorre al MA che, attraverso un sistema di offerte bilanciate, consente di spostare produzione da una unità produttiva ad un'altra (anche se di operatori diversi), purché nell'ambito della stessa ora e purché le unità si trovino all'interno della stessa zona geografica.

Nel periodo aprile-dicembre 2004, il GRTN ha acquistato dal GME circa 60,5 TWh di energia pari ad Euro 3.965 milioni. Nel corso dei 9 mesi la quantità acquistata è risultata sostanzialmente stabile, con un valore minimo di 6,0 TWh nel mese di maggio ed un valore massimo di 7,8 TWh nel mese di luglio.

L'onere mensile ha invece presentato una maggiore volatilità a causa delle variazioni registrate nel prezzo di acquisto-prezzo unico nazionale ("PUN"). In particolare il prezzo ha raggiunto un picco pari a 82,14 euro/MWh (+25% del valore medio) nel mese di giugno ed un minimo pari a 56,34 euro/MWh (-14% del valore medio) nel mese di maggio.



Offerta servizi

Il MSD è il mercato attraverso il quale il GRTN si approvvigiona delle risorse per il dispacciamento. Il mercato è fisicamente distinto in una fase *ex ante* che si svolge nel giorno prima di quello di flusso, a valle dei mercati dell'energia, ed in una fase *ex post* che si svolge nel tempo reale per effetto delle azioni che il GRTN deve effettuare per il bilanciamento della rete.

Sono abilitate al MSD solo le unità che risultino avere adeguate caratteristiche tecniche.

A differenza del MGP, il MSD è un mercato *pay as bid*, ovvero ciascuna unità viene remunerata al prezzo che ha offerto e non al prezzo marginale. Gli operatori sono tenuti a presentare per ciascuna unità un prezzo di vendita ed un prezzo di acquisto di energia. I prezzi presentati sono validi sia nel MSD *ex ante* che nel MSD *ex post*.

Nel corso del periodo aprile-dicembre 2004 il GRTN ha acquistato 16,6 TWh di energia e venduto 13,8 TWh di energia con un onere netto pari ad Euro 1.109 milioni.

MSD *ex ante*

Nel MSD *ex ante* vengono acquistate e vendute quantità di energia ai fini dell'approvvigionamento della necessaria riserva di potenza, della risoluzione delle residue congestioni in esito ai mercati (MGP ed MA) e della copertura dell'errore di fabbisogno residuo. Questo è pari alla differenza tra la stima della domanda utilizzata nel MGP e la stima più aggiornata disponibile nel giorno precedente quello di flusso.

Nel MSD *ex ante* sono stati acquistati 8,2 TWh di energia e venduti 8,1 TWh di energia per un onere netto pari ad Euro 580 milioni.

Le quantità acquistate e vendute sono risultate in sostanziale equilibrio nel corso dei nove mesi, dopo una rapida crescita dei primi tre mesi legata anche alla progressiva riduzione dei margini a salire e a scendere disponibili a valle del MA; nei successivi sei mesi si è registrata una sostanziale stabilità.

MSD *ex post*

Nel tempo reale il GRTN acquista e vende quantità di energia ai fini del bilanciamento della rete tramite l'invio di comandi alle unità di produzione abilitate.

Nel MSD ex post sono stati acquistati 8,4 TWh di energia e venduti 5,7 TWh di energia per un onere netto pari ad Euro 529 milioni.

La quantità acquistata è risultata in ogni mese superiore alla quantità venduta per la necessità di coprire gli sbilanciamenti mediamente negativi degli impianti di generazione mentre le differenze tra la domanda reale ed il valore stimato sono risultate sostanzialmente nulle.

Gestione della domanda

Il Sistema Italia 2004 ha introdotto una disciplina basata sul servizio di dispacciamento, diretto al mantenimento dell'equilibrio di immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale, alla predisposizione di adeguata capacità di riserva e alla gestione delle congestioni della rete rilevante. Il servizio di dispacciamento include anche lo scambio prestato dal GRTN per la gestione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito di contratti bilaterali. Tali servizi sono resi dal GRTN attraverso l'approvvigionamento delle relative risorse nei mercati organizzati per il servizio di dispacciamento.

Rispetto alla precedente disciplina delineata dalla deliberazione 27/03, tra i soggetti obbligati a stipulare i contratti di dispacciamento in prelievo e di scambio, è previsto l'AU per tutte le unità di consumo comprese nel mercato vincolato.

Alla prestazione di tali servizi da parte del GRTN, corrisponde una serie di obblighi che gli utenti assumono attraverso la conclusione di contratti di dispacciamento e scambio con il GRTN stesso. Il principale obbligo per gli utenti del dispacciamento in prelievo ed immissione per unità non rilevanti riguarda l'attestazione mensile dell'energia immessa e prelevata, ai fini del calcolo dei corrispettivi che l'utente deve versare al GRTN per i servizi di dispacciamento e della ricostruzione, per ogni mese, del saldo fisico del contratto di scambio.

Nel periodo aprile-dicembre 2004 il GRTN, attraverso il servizio dello scambio, ha fornito energia agli utenti del dispacciamento per circa 60,5 TWh pari ad Euro 3.918 milioni.

La remunerazione di tali servizi è garantita attraverso corrispettivi stabiliti dall'AEEG, la cui valorizzazione è legata ai prezzi di mercato e non più definita in maniera amministrata.

L'adozione di un meccanismo di cessione dei saldi fisici di energia elettrica tra gli operatori all'interno del servizio di scambio, inoltre, ha determinato una notevole flessibilità operativa e gestionale agli stessi. La disciplina ha, altresì, definito le specifiche responsabilità dei distributori, che hanno l'obbligo di verificare che i clienti abbiano regolarmente concluso i contratti di bilanciamento e scambio e di comunicare al GRTN l'anagrafica dei punti inerenti ai titolari di contratti di bilanciamento in prelievo e le relative misure.

Servizio di interrompibilità

Il servizio di interrompibilità del carico con e senza preavviso, le cui condizioni, anche economiche, sono fissate dalla normativa, consente al GRTN di disporre di una quantità di potenza interrompibile che può essere utilizzata:

- nel caso di interrompibilità istantanea, prevalentemente per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
- nel caso di interrompibilità con preavviso, per limitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure di alleggerimento del carico distribuite.

Il GRTN ha usufruito del servizio di interrompibilità già dal 2001. Tale servizio veniva associato alla riserva di capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero a clienti disponibili all'interruzione del carico.

Per l'anno 2004, le previsioni relative all'aumento dei consumi elettrici e l'andamento del parco di generazione hanno indotto il GRTN a comunicare agli organi istituzionali competenti l'esigenza di poter disporre, almeno per un triennio a partire dal 1° gennaio 2004, di un servizio di interrompibilità dei prelievi di energia elettrica assicurato per mezzo di una capacità interrompibile istantaneamente pari a 1.750 MW e per mezzo di un'ulteriore capacità interrompibile con preavviso di pari portata.

Per l'anno 2004, il GRTN aveva già assegnato 1.200 MW di capacità di trasporto sull'interconnessione mediante procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità in misura pari a 600 MW per il periodo 2002-2004 e ulteriori 600 MW per il periodo 2003-2004; nel corso del mese di dicembre 2003 ha assegnato ulteriori 550 MW.

La delibera 151/03, per il triennio 1° gennaio 2004-31 dicembre 2006, prevede che:

- i soggetti assegnatari di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero, per l'anno 2004, possano fornire il servizio di interrompibilità istantanea rinunciando ai diritti di utilizzo della predetta capacità di trasporto;
- il GRTN individui, sulla base di criteri e di procedure non discriminatorie, i soggetti che possono prestare il servizio di interrompibilità con preavviso.

Ai clienti che offrono il servizio di interrompibilità istantanea viene riconosciuto un corrispettivo di 21 euro/MWh applicato all'energia mediamente importata nel corso del 2003 e per la quale viene fatta espressa rinuncia.

Il servizio di interrompibilità con preavviso è remunerato sulla base di un corrispettivo unitario di 8 euro/MWh applicato alla quota parte degli effettivi consumi di energia elettrica a potenza prelevata costante per tutte le ore del 2004 resa disponibile per il servizio dal singolo soggetto interessato e selezionata dal GRTN.

Nella tabella che segue si riporta il numero dei soggetti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2004 e la potenza contrattuale.

	Numero clienti	Potenza contrattualizzata MW
Senza preavviso	85	1.739*
Con preavviso	81	1.148

* Assegnatari di capacità di trasporto sull'interconnessione che non hanno esercitato la facoltà di rinuncia di cui alla delibera 151/03 per complessivi 11 MW.

Attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa elettrica

Fra le principali attività svolte dal GRTN nell'ambito della liberalizzazione del settore elettrico nell'anno 2004, vi sono quelle propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa dell'elettricità.

Il GRTN ha avviato congiuntamente al GME, a partire dal 1° luglio 2004 per la zona centro nord Toscana, Umbria e Marche, i test propedeutici alla partecipazione attiva della domanda al dispacciamento di merito economico, finalizzati a verificare predisposizione, funzionalità e adeguatezza di strumenti, modalità e tempistiche.

Le prove in bianco, orientate alla formulazione di offerte di acquisto sul MGP nonché all'inserimento di programmi di consumo sulla nuova piattaforma dei bilaterali, sono state estese, a partire dal 1° ottobre 2004, a tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo e a tutte le zone di mercato in cui è suddiviso il territorio nazionale, al fine di permettere agli stessi di acquisire, entro la data di avvio della borsa elettrica la necessaria esperienza ed abilità per la presentazione delle offerte.

Nell'ambito delle attività volte a promuovere la partecipazione di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo alle prove in bianco, il GRTN ha sviluppato una serie di servizi a supporto degli operatori della domanda, quali:

- l'organizzazione di una serie di incontri mirati, organizzati a gruppi, con gli utenti del dispacciamento in prelievo per discutere delle tematiche relative alla partecipazione della domanda al mercato elettrico ed alla piattaforma dei bilaterali;
- il servizio di tutoring fornito attraverso una specifica risorsa dedicata, finalizzato al contenimento degli sbilanciamenti;
- l'invio di opportuna reportistica in merito all'andamento economico degli sbilanciamenti in tempi congrui per valutare la correttezza delle offerte presentate e gli impatti economici delle strategie di offerta.

Da luglio a dicembre 2004, alle prove in bianco hanno aderito tutti i principali operatori del settore: i primi 40 operatori del mercato libero e l'AU, attraverso una partecipazione continua e costante, hanno portato in borsa circa l'80% del fabbisogno nazionale.

RETE

Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale

Il GRTN ha elaborato, come ogni anno, il Piano di Sviluppo ("PdS") della RTN contenente gli interventi di espansione ovvero di evoluzione della RTN medesima e lo ha successivamente inviato al MAP, per l'approvazione, ed alle Regioni. Gli interventi previsti sono stati formulati anche sulla scorta degli incontri e dello scambio di informazioni con i soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione nazionale, con i gestori di rete locali (essenzialmente di distribuzione) con cui la RTN è interconnessa, con i nuovi utenti della RTN e con le Regioni.

Le tre principali linee di sviluppo sono:

- potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero;
- potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale;
- realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione.

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

Sono stati completati i lavori di realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV tra S. Fiorano in Valcamonica (Brescia) e il confine svizzero, con una delle due terne che oltrepassa la stazione di S. Fiorano e si connette più a sud alla stazione di Gorlago (Bergamo). La doppia terna di interconnessione, in attesa che venga connessa direttamente alla stazione a 380 kV di Robbia su territorio svizzero, con attività da realizzare a cura della società elettrica svizzera Raetia, è attualmente costituita dalle linee S. Fiorano-Filisur e Gorlago-Sils-Pradella. La linea elettrica S. Fiorano-Robbia è il primo nuovo elettrodotto di interconnessione con l'estero sull'arco alpino realizzato dopo quasi 20 anni. La linea, realizzata dal punto di vista tecnico da Terna, è lunga 46 km. I lavori sono iniziati a maggio 2004 e sono stati completati in soli 7 mesi. Il costo dell'investimento è di circa 60 milioni di Euro. In sintesi, i benefici apportati dall'elettrodotto sono: incremento della capacità di importazione di 1.100 MW (+15%), portando la quota complessiva a 7.150 MW; riduzione del costo dell'energia elettrica in Italia; aumento della sicurezza del servizio. La razionalizzazione associata alla realizzazione della linea prevede, inoltre, l'interramento di oltre 100 km di linee esistenti e la messa fuori servizio di circa 700 km di linee.

Stanno proseguendo le attività finalizzate alla costruzione del nuovo elettrodotto a 150 kV di interconnessione tra S. Teresa di Gallura (Sardegna) e Bonifacio (Corsica) denominato SARCO. Per quanto concerne la parte di propria competenza fino al confine italo-francese per complessivi 13 km, il GRTN ha provveduto ad avviare due distinti procedimenti autorizzativi: uno per la parte terrestre di competenza regionale ed uno per la parte marina di competenza statale. È previsto nei prossimi mesi l'ottenimento del decreto di autorizzazione per la posa del cavo marino da parte del Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio.

Prosegue l'iter autorizzativo per la realizzazione di un collegamento a 132 kV fra Italia ed Austria attraverso il valico del Brennero (elettrodotto Prati di Vizzi-Steinach); sul lato italiano il collegamento verrà realizzato riutilizzando l'elettrodotto Prati di Vizzi-Brennero, attualmente esercito in media tensione.

Potenziamento e razionalizzazione della Rete di Trasmissione Nazionale

Gli interventi di potenziamento e razionalizzazione della RTN si riferiscono sostanzialmente a:

- realizzazione di nuovi elettrodotti;
- potenziamento e riclassamento di linee esistenti;
- realizzazione e/o potenziamento di stazioni elettriche;
- connessione di nuove cabine primarie.

In Lombardia, al fine di risolvere le congestioni nel polo di Milano, si segnala il progetto per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV, Turbigo-Rho, la cui lunghezza complessiva è di 28 km, di cui 8 in cavo interrato. In seguito all'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto (con delibera CIPE del 29/09/2004 ai sensi della Legge Obiettivo) sono state avviate le attività di approvvigionamento per il tratto in cavo interrato. Per quanto riguarda l'elettrodotto Laino-Feroleto-Rizziconi in Calabria, il primo tratto di linea tra Laino e la stazione annessa alla centrale Edison di Altomonte, di circa 42 km, è già stato completato ed è entrato in servizio; i lavori sui rimanenti tratti, da Altomonte a Feroleto (108 km circa) e da Feroleto a Rizziconi (68 km circa) sono in fase avanzata di realizzazione.

Relativamente all'elettrodotto a 380 kV La Spezia-Acciaiuolo, a novembre 2004 è stato possibile ripristinare il normale esercizio della linea che consente di garantire un notevole incremento della sicurezza del sistema e di aumentare la capacità di trasporto tra le aree nord e centro nord del mercato dell'energia elettrica.

È stata, inoltre, completata la linea a 380 kV Candela-Foggia di circa 40 km, per la connessione alla RTN della nuova centrale Edison a ciclo combinato da 370 MW di Candela. L'elettrodotto è stato realizzato in parte in doppia terna, nel tratto di accesso a Foggia, al fine di posare sulla nuova palificazione anche un tratto dell'esistente linea a 380 kV Benevento II-Foggia della quale è in programma il potenziamento.

Con riferimento all'elettrodotto Matera-S. Sofia a 380 kV, che collega la Campania con la Puglia, è stata avviata da Terna, nel novembre 2004, la procedura di valutazione di impatto ambientale e di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio della variante di circa 30 km al tracciato autorizzato con Decreto del Presidente della Repubblica ("DPR") 13 febbraio 2004, per il completamento dell'elettrodotto in questione; ciò è stato possibile a seguito del raggiungimento di un Accordo di Programma sottoscritto dal MAP, dalla Regione Basilicata, dal GRTN e dagli Enti Locali interessati, in data 29 luglio 2004.

Nell'ottobre 2004 è stato avviato, ai sensi della Legge Obiettivo, l'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio del nuovo collegamento sottomarino denominato SAPEI (Sardegna-Penisola Italiana) a 500 kV in corrente continua tra la stazione elettrica di Fiume Santo (Sassari) e la stazione elettrica di Latina e delle relative opere accessorie.

Il GRTN, inoltre, ha completato le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di porzioni di RTN di 98 interventi di sviluppo tra i quali si ricordano:

- il potenziamento della stazione elettrica a 380 kV di Brindisi Pignicelle;
- l'installazione di un dispositivo *Phase Shifter Transformer* ("PST") nella stazione elettrica RTN a 220 kV di Padriciano (Trieste);
- il potenziamento della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT di La Casella (Piacenza), Este (Padova), Somplago (Udine), Colunga (Bologna), Partinico (Palermo), Frattamaggiore (Napoli), Roma Est;

- l'installazione provvisoria di una trasformazione 220/132 kV presso la cabina primaria di Abbadia (Macerata);
- la realizzazione della nuova sezione 132 kV nella stazione elettrica a 220 kV di Vicenza Monteviale (Vicenza);
- la connessione di 43 cabine primarie della società Enel Distribuzione e di 2 utenze della società Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.

Per quanto attiene agli elettrodotti, nel 2004 sono stati affidati 6 interventi di sviluppo ai titolari di porzioni della RTN e sono state emesse 19 richieste di offerta relative ad interventi di sviluppo presenti nel Piano di Sviluppo 2004.

Realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione

Nel corso del 2004 sono state, inoltre, completate le opere per la connessione alla RTN di 16 centrali di produzione, di cui 7 alla rete a 380 kV, 2 alla rete a 220 kV e 7 alla rete a 150-132 kV.

Il GRTN, infine, ha completato le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di porzioni di RTN della realizzazione dei seguenti interventi di connessione:

- centrale E.ON di Livorno Ferraris (Vercelli), Energia di Termoli (Campobasso), Rizziconi Energia di Rizziconi (Reggio Calabria), due nuovi turbogas da circa 100 MW complessivi della centrale Endesa Italia di Fiume Santo (Sassari);
- centrale idroelettrica di Fenestrelle (Torino, società Energie), centrale Larderello 3 (Grosseto, Enel GreenPower), centrale eolica di Roseto Valfortore (Foggia, società Fortore Energia).

Sono state inoltre espletate 7 procedure di confronto concorrenziale per la realizzazione di altrettante nuove stazioni della RTN, di cui:

- 3 a 380 kV per connessione di centrali a ciclo combinato (centrale AEM Milano/ASM Brescia di Cassano, centrale Enipower di Ferrara e centrale di Calenia Energia di Sparanise, prov. di Caserta);
- 4 a 150-132 kV per connessioni di parchi eolici (Seui, Troia, Ulassai e Vallesaccarda).

Politica ambientale

Ai fini di rendere complementari e non conflittuali le esigenze di sviluppo energetico del paese con le richieste di maggior tutela dell'ambiente da parte della società, è stato introdotto uno strumento, la valutazione ambientale strategica ("VAS"), il cui riferimento normativo è rappresentato dalla direttiva 2001/42/CE, non ancora recepita, ma che rientra negli ambiti di applicazione della legge 15 dicembre 2004 e dei previsti decreti attuativi.

Il corretto inserimento delle opere sul territorio e nell'ambiente richiede un diretto coinvolgimento delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, naturali interlocutori del GRTN in considerazione delle competenze e responsabilità loro affidate.

Gli accordi a livello regionale sono funzionali ad estendere gradualmente la VAS ai diversi contesti mediante la sigla di protocolli di intesa tra il GRTN e le Regioni. A tal riguardo, al fine di condividere e coordinare i rapporti tra il GRTN e le Regioni, è stato approvato già nel marzo 2004 uno specifico accordo di programma con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome, che persegue principalmente i seguenti obiettivi:

- favorire il flusso biunivoco di informazioni e dati di reciproco interesse per lo svolgimento delle rispettive attività istituzionali di programmazione e pianificazione del settore ed attività operative di gestione e di controllo;

- promuovere il confronto sullo sviluppo della RTN, al fine di favorire l'espressione del previsto parere al PdS;
- promuovere lo sviluppo sostenibile anche attraverso la graduale sperimentazione della VAS applicata alle politiche di sviluppo della RTN;
- favorire l'armonizzazione tra pianificazione energetica, elettrica, territoriale ed ambientale, mediante una localizzazione concertata delle opere del PdS;
- collaborare nella gestione dei conflitti ambientali in materia di campi elettromagnetici;
- favorire l'attuazione del PdS della RTN attraverso la promozione di specifici accordi di programma.

In particolare, oltre ai protocolli già siglati con le Regioni Piemonte, Emilia Romagna, Lombardia e Calabria, nel corso del 2004 sono stati siglati protocolli anche con le Regioni Sicilia, Basilicata e Campania.

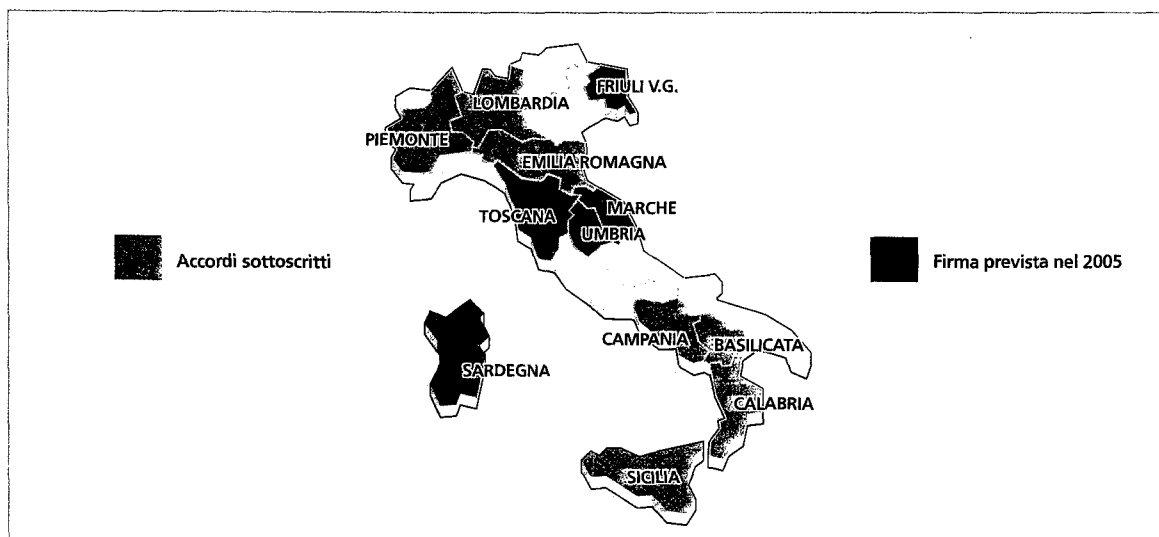
Inoltre, sempre nel corso del 2004, il GRTN ha finalizzato un accordo di programma con le Regioni Sicilia, Calabria, Basilicata e Campania per valutare la fattibilità di realizzazione di ulteriori collegamenti elettrici a 380 kV nell'Italia meridionale, in funzione dell'incremento di capacità produttiva di energia elettrica, mediante l'applicazione volontaria della VAS.

Il proseguimento della fase sperimentale di applicazione della VAS ha infine prodotto:

- la formalizzazione di un protocollo di intesa con la Regione e gli Enti Locali coinvolti, ai fini della localizzazione di dettaglio (fasce di fattibilità del tracciato) degli impianti della RTN inseriti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Sud;
- l'aggiornamento da parte del GRTN del Rapporto Ambientale, predisposto per la prima volta nel 2003, sulle attività del PdS della RTN ricadenti nel territorio del Piemonte;
- l'elaborazione del Rapporto Ambientale sulle attività del PdS della RTN ricadenti nel territorio della Calabria.

L'orientamento è quello di estendere l'approccio della VAS ad altre realtà regionali; sono infatti in corso di definizione i protocolli di intesa con le Regioni Umbria, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Marche e Sardegna.

ACCORDI RAGGIUNTI PER L'APPLICAZIONE VAS



ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Le attività internazionali svolte dal GRTN nel corso del 2004 devono essere analizzate alla luce del processo di integrazione e di liberalizzazione del mercato elettrico all'interno dell'Unione Europea ("UE"), caratterizzato dall'adesione di dieci nuovi stati membri, dall'entrata in vigore delle disposizioni normative per il mercato interno dell'energia elettrica e per gli scambi transfrontalieri e dalla creazione di una Piattaforma Euro Mediterranea per l'Energia ("REMEP") con sede a Roma.

Di seguito se ne illustrano gli aspetti principali.

Partecipazione alle organizzazioni internazionali di settore

Le attività principali dell'Unione per il Coordinamento della Trasmissione di Energia elettrica in Europa ("UCTE") che hanno visto l'impegno del GRTN sono:

- la conclusione dei lavori dell'*Investigation Committee* sui disservizi occorsi il 28 settembre 2003 sui sistemi interconnessi di Svizzera, Francia e Italia;
- la redazione dell'*Operation Handbook* e la firma del *Multilateral Agreement*, accordo che rende vincolanti per i membri UCTE le raccomandazioni tecniche e di esercizio in sicurezza della rete elettrica europea;
- la definizione del piano di attività per l'interconnessione sincrona tra i paesi membri del sistema elettrico UCTE con i paesi del sistema elettrico interconnesso IPS/UPS di cui fanno parte i paesi della comunità degli stati indipendenti compresi la Russia e i paesi baltici;
- la riconnessione della rete elettrica sincrona UCTE a quella dei Balcani e la presidenza GRTN della Task Force per l'adesione dell'Albania al sistema elettrico UCTE.

Le attività internazionali svolte dal GRTN in ambito Associazione dei Gestori di Rete Europei ("ETSO") hanno riguardato in particolare:

- il rinnovo del *Cross Border Trade Agreement* ("CBT") per l'anno 2004;
- la definizione delle regole per l'accordo CBT per il 2005 applicando lo stesso meccanismo di compensazione dell'anno 2004;
- l'adozione di principi armonizzati per la gestione delle congestioni di rete e per l'assegnazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni;
- il contributo alla realizzazione delle attività finalizzate a garantire la trasparenza delle informazioni relative alla capacità sulle interconnessioni, ivi compresa la pubblicazione dei valori di *Net Transfer Capacity* ("NTC"), e alle azioni indirizzate al Forum di Regolazione di Firenze e al Gruppo Europeo dei Regolatori ("ERGEG") per favorire l'attuazione del regolamento comunitario;
- il benchmarking delle tariffe regolate di trasmissione in Europa per l'anno 2003 con l'obiettivo di favorire la valutazione delle componenti di costo alla base del calcolo delle tariffe dei quindici stati europei. Il rapporto ETSO relativo all'anno 2003, pubblicato nel corso del 2004, vede l'Italia in linea con gli altri paesi europei.

Sono, inoltre, riconducibili all'attività del GRTN anche i lavori condotti nell'ambito della task force per la sicurezza degli approvvigionamenti in campo elettrico sulla proposta di direttiva in discussione a Bruxelles.

I risultati più importanti per l'integrazione del mercato regionale del sud est nel mercato unico

europeo, conseguiti in ambito Task Force dei Gestori di rete dell'Europa del Sud Est Europeo ("SETSO") presieduta dal GRTN, sono stati:

- a) l'adozione di un meccanismo Cross Border Trade a partire dal 1° luglio 2004, analogo a quello vigente in ambito ETSO;
- b) l'implementazione di un sistema di gestione delle congestioni di rete.

Il GRTN, in ambito Associazione degli Issuing Bodies ("AIB"), ha partecipato insieme ai maggiori operatori nazionali e alle associazioni di settore al mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, meglio noto come sistema *Renewable Energy Certification System* ("RECS").

Sotto la presidenza del GRTN è stato avviato l'allargamento delle attività di certificazione. A partire dal 2004 i membri dell'AIB emettono anche la garanzia di origine ("GO") in coerenza con quanto previsto dalla direttiva comunitaria per la promozione delle fonti rinnovabili. A partire da giugno 2004, il GRTN è entrato a far parte dell'Osservatorio Mediterraneo dell'energia ("OME"), che ha lo scopo di promuovere la cooperazione tra le principali società del bacino del Mediterraneo operanti nel settore dell'energia.

Il GRTN è, inoltre, membro delle seguenti associazioni internazionali: SUDEL, CIGRE, EURELECTRIC, Gruppi di lavoro congiunti CEN-CENELEC.

Attività bilaterali per lo sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero e il rafforzamento della sicurezza

Nel 2004 il valore della capacità di importazione per l'anno 2005 sulle frontiere elettriche dell'Italia è stato stabilito, in collaborazione con i gestori di rete confinanti, in complessivi 7.250 MW; l'incremento rispetto ai valori fissati per l'anno precedente è in massima parte legato all'entrata in esercizio della nuova linea di interconnessione a 380 kV S. Fiorano-Robbia. Il GRTN ha condotto, inoltre, una serie di attività con i paesi europei confinanti al fine di favorire l'incremento della capacità di interconnessione.

È stato firmato un accordo tecnico tra il GRTN e il gestore sloveno per la costruzione di una nuova linea di interconnessione sulla frontiera austriaca; prosegue l'attività di cooperazione tra GRTN e TIRAG, il gestore austriaco della rete di trasmissione del Tirolo, per la realizzazione di un nuovo elettrodotto attraverso il passo del Brennero. Inoltre è in corso lo studio di fattibilità relativo alla possibile realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, isolato in gas, sfruttando il tunnel di servizio che sarà realizzato per la costruzione del nuovo collegamento ferroviario per l'alta velocità tra le città di Bressanone e Innsbruck. Sulla frontiera francese, GRTN e il gestore francese ("RTE") hanno ricevuto un finanziamento comunitario per l'esecuzione di uno studio di fattibilità tecnico-economica, relativo all'aumento della capacità di trasmissione attraverso le interconnessioni già esistenti.

Il GRTN ha intrapreso studi di fattibilità tecnico-economica per la realizzazione di nuove interconnessioni elettriche con i paesi del Nord Africa, a valle dei finanziamenti assegnati dalla delibera CIPE 29 settembre 2003.

Si è concluso lo studio per una nuova interconnessione in corrente continua, mediante cavo sottomarino, tra l'Italia e l'Algeria; è stato sottoscritto da GRTN e STEG un memorandum di intesa per iniziare uno studio analogo per una nuova interconnessione con la Tunisia. Sempre in corso d'anno, è stato concordato un analogo memorandum di intesa con l'azienda elettrica li-

bica GECOL per iniziare lo studio relativo all'interconnessione con la Libia. Nella logica delle previsioni della legge 290/03, il GRTN ha condotto con gli operatori di rete della Svizzera ("ETRANS") e RTE attività bilaterali volte a migliorare la sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, nel mese di giugno 2004, è stato concluso il processo di scambio di personale tra gli operatori delle sale controllo del GRTN e di ETRANS, ed è stato avviato analogo processo con RTE. Sempre sul confine nord, sono state inoltre completate le procedure operative per la gestione dell'interconnessione italo-svizzera e italo-francese. Infine sono state completate le attività per migliorare i sistemi di controllo per il monitoraggio dei principali nodi elettrici delle reti confinanti.

Ulteriori iniziative sull'estero avviate con i soggetti istituzionali e le imprese interessate hanno riguardato:

- l'organizzazione, con il Dipartimento dell'Energia USA ("DOE"), dell'*Electricity Workshop* di Washington, nel corso del quale il GRTN ha incontrato esponenti del *North American Electric Reliability Council ("NERC")*, della *Federal Energy Regulatory Commission ("FERC")*, dell'*Electric Power Research Institute ("EPRI")*, e del PJM. È stato, quindi, definito un programma di attività congiunto tra il DOE e il MAP, insieme con un accordo di cooperazione di ricerca scientifica e tecnologica sui temi del settore elettrico. Al workshop è seguita una serie di incontri bilaterali in Italia che manifesta l'interesse dell'amministrazione degli USA a cooperare con il GRTN;
- la partecipazione all'incontro con i c.d. "*Very Large Power Grid Operators*" appartenenti a Italia, Francia, USA, Brasile, Cina, Giappone, India, a seguito del quale è stata avviata una serie di collaborazioni sui temi della sicurezza dei grandi sistemi elettrici.

Attività di supporto e di consultazione alle istituzioni comunitarie

Il GRTN ha intensificato le attività volte ad orientare le istituzioni comunitarie nella fase di adozione legislativa in materia di sicurezza degli approvvigionamenti e partecipato all'individuazione dei progetti da inserire nell'ambito delle reti transeuropee.

In tale contesto il GRTN partecipa al miniforum istituito dalla Commissione Europea per i paesi confinanti con l'Italia per la gestione delle congestioni e per l'assegnazione della capacità di interconnessione.

In materia di sicurezza degli approvvigionamenti il GRTN ha fatto parte dei lavori del tavolo di consultazione del MAP sulla proposta di direttiva comunitaria ed ha organizzato un incontro con gli Eurodeputati italiani interessati al settore elettrico.

Individuazione e sviluppo delle opportunità di finanziamento comunitario per il rafforzamento delle interconnessioni con l'estero

Nel corso del 2004, il GRTN ha presentato richieste per finanziamenti comunitari nell'ambito del programma comunitario TEN-Energia, per i seguenti interventi di sviluppo della rete:

Progetti TEN 2004	Costo previsto Euro mila	Contributo ottenibile	Durata
Udine O.-Okroglo	935.275	50%	2 anni
Interconnessione Italia-Francia	1.175.873	50%	1,5 anni
SAPEI (Sardegna-Italia)	2.053.893	35%	2 anni

INVESTIMENTI

Gli investimenti tecnici dell'esercizio ammontano ad Euro 26.694 mila ed hanno riguardato principalmente l'avvio del mercato elettrico e la realizzazione del Piano di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

L'avvio delle azioni di efficientamento sui processi operativi ha consentito di riutilizzare parte delle risorse per internalizzare attività di sviluppo in particolare nell'area informatica e nel dispacciamento e in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione. Pertanto, nel corso del 2004, sono stati capitalizzati Euro 4.716 mila di costi del personale. In sintesi presentano la seguente articolazione:

Investimenti 2004	Euro mila
Dispacciamento, Rete e Settlement	16.276
Immobili ed impianti di pertinenza	5.805
Infrastruttura informatica	4.613
Totale	26.694
di cui:	
Piano di difesa	8.041
Capitalizzazione dei costi del personale	4.716

Dispacciamento, Rete e Settlement

Nel corso dell'anno 2004 le attività di investimento hanno interessato in via prioritaria gli interventi di miglioramento della capacità di difesa del sistema elettrico nazionale a fronte di eventi accidentali e, più in generale, della continuità del servizio elettrico.

A tal riguardo si possono citare la realizzazione delle procedure sulla gestione dell'interconnessione Svizzera-Italia, il potenziamento del sistema di controllo, con particolare riguardo alla visualizzazione delle reti estere e all'inserimento di nuove funzionalità, l'estensione dei contratti di interrompibilità a nuove utenze e il loro asservimento, unitamente a quello degli impianti di pompaggio, al sistema di difesa di distacchi automatici del carico ("EDA"). Per il rafforzamento della supervisione in linea è stato previsto l'impiego del sistema di monitoraggio a vasto raggio detto *Wide Area Monitoring System* ("WAMS"), basato sulla rilevazione istantanea dei valori di tensione e corrente e delle relazioni di fase intercorrenti presso le stazioni. La capacità di monitorare le caratteristiche dinamiche della rete consente di migliorare la capacità di trasmissione elettrica e di ridurre le criticità dovute a fenomeni di instabilità.

È proseguito lo sviluppo del nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato ("SCTI") che sostituirà l'attuale sistema denominato Sistema di Controllo Produzione e Trasmissione ("SCPT") integrandosi con l'infrastruttura di teleconduzione utilizzata da Terna. Nel mese di novembre è stata avviata l'attività di collaudo, mentre l'avvio in esercizio si prevede entro il primo semestre 2005.

Tra gli interventi informatici finalizzati al rafforzamento della difesa del sistema elettrico sono da annoverare:

- l'estensione a tutte le sedi territoriali della nuova architettura del sistema di difesa Banco

Manovra Interrompibili (“BMI”);

- la progettazione dell’architettura prototipale Banco Manovra Emergenza (“BME”), installata nell’area di Napoli, e l’avvio sperimentale su circa 25 cabine primarie;
- il completamento dell’integrazione con i sistemi di controllo dei paesi europei confinanti attraverso l’utilizzo delle connessioni ETSO Gateway ICCP.

È stato avviato, inoltre, un progetto di rafforzamento strutturale dell’esercizio dei sistemi (*Disaster Recovery*) volto ad una maggiore sicurezza ed efficacia del controllo in linea e dei sistemi della borsa elettrica.

L’avvio della borsa elettrica, infatti, ha profondamente segnato le modalità operative del GRTN. I processi relativi al dispacciamento, dalla programmazione al controllo in tempo reale, hanno subito radicali cambiamenti e questo ha avuto forti ripercussioni sui sistemi informativi di supporto.

I principali sistemi che è stato necessario sviluppare e/o adeguare al mutato scenario regolatorio e normativo sono:

- registro delle unità di produzione (“RUP”);
- RUP dinamico per la comunicazione dei piani di indisponibilità e della variazione assetti;
- Forecast per la gestione dei flussi con la borsa dell’energia e della programmazione;
- Sistema Comandi per l’invio degli ordini di dispacciamento in tempo reale.

Le nuove logiche di fatturazione dell’energia prevedono che il GRTN verifichi puntualmente il rispetto da parte dei produttori sia dei programmi in esito alle transazioni di borsa sia degli ordini inviati in tempo reale. Per supportare questo cambiamento sono stati messi in esercizio nuovi sistemi per la fatturazione dell’energia acquistata per i servizi di dispacciamento ed il calcolo delle penalizzazioni in relazione agli sbilanci. In particolare è stato necessario sviluppare i sistemi di seguito riportati:

- EneForBil: per il calcolo dell’energia sottesa agli ordini di dispacciamento inviati in tempo reale;
- Metering: consente l’acquisizione delle misure relative all’immissione da parte degli impianti di produzione che partecipano alla borsa attraverso una rete di misuratori dislocati sul territorio ed un sistema centrale di acquisizione;
- Settlement: a favore del calcolo degli oneri di sbilancio dei singoli impianti relativi alle differenze tra programma di borsa e immissione effettiva misurata attraverso il metering.

Il 31 dicembre 2004 l’accesso alla borsa dell’energia è stato esteso anche alle unità di consumo lato domanda. Questo ha comportato la necessità di implementare un nuovo processo gestionale che coinvolgesse i nuovi soggetti attivi “trader e distributori di riferimento” e di introdurre un ulteriore modulo all’interno del flusso di borsa così da consentire al GRTN di presentare eventuali offerte integrative per compensare errori di stima da parte degli operatori e di implementare ed adeguare nuove logiche di *settlement* lato consumo. A tal fine è stato necessario adeguare i sistemi informatici sviluppati per l’avvio della borsa elettrica.

Infine, nel corso del 2004 sono state sviluppate ulteriori applicazioni nell’ambito della regolazione delle partite commerciali nei confronti degli operatori, in particolare in relazione alle delibere 27/03, 48/04, alle aste di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (“CCC”) per l’anno 2005 ed alle aste di diritti finanziari relativi all’import di energia (“CCCI”) per l’anno 2005.

Immobili e impianti di pertinenza

Sono proseguite le opere di ristrutturazione e messa a norma della sede direzionale di Viale Pilsudski a Roma il cui completamento è previsto nel primo semestre del 2005.

Si è provveduto, inoltre, a rafforzare il sistema di telecomunicazione acquisendo schede e telefoni per l'ammodernamento e ampliamento della centrale telefonica ed installando un'unità integrata di multiconferenza per la gestione centralizzata dei vari sistemi di videoconferenza.

Infrastruttura informatica

Sono state effettuate acquisizioni di hardware per aggiornare le postazioni di lavoro, nell'ambito di un piano di sostituzione di componenti obsoleti (PC, portatili, stampanti), per potenziare i server centrali e per razionalizzare la rete locale attraverso l'impiego di nuovi componenti. Ulteriori acquisizioni hanno riguardato licenze software al fine di offrire soluzioni informatiche sempre più avanzate.

In aggiunta alle attività informatiche a supporto del core business relative agli interventi riguardanti la borsa elettrica ed il piano di difesa, si segnalano gli investimenti mirati alla manutenzione evolutiva di applicazioni riguardanti la gestione del personale, l'area amministrazione, finanza e controllo e l'area commerciale.

In questo contesto, particolare attenzione è stata posta al controllo e alla razionalizzazione dei processi attraverso l'adozione di software di program management, pianificazione e budgeting.

RICERCA E SVILUPPO

Nel corso del 2004 il GRTN ha svolto una consistente attività di ricerca e sviluppo in diverse aree strategiche, quali lo sviluppo e la gestione operativa della rete elettrica italiana. Il focus principale di tale attività ha riguardato lo sviluppo dei sistemi di difesa del sistema elettrico italiano, necessari a garantire la continuità del servizio di trasmissione in condizioni di emergenza. In ambito europeo, invece, il GRTN ha esteso la propria attività di ricerca, anche attraverso il finanziamento di numerosi progetti proposti.

Per quanto attiene la ricerca sui sistemi di difesa si segnala, relativamente al 2004, lo svolgimento dei seguenti progetti:

- *utilizzo della generazione distribuita per la riaccensione e rialimentazione del sistema*: con l'apertura del mercato elettrico nasce l'esigenza di analizzare approcci alternativi di riaccensione, rispetto a quello tradizionalmente basato sull'utilizzo di direttrici precostituite. Pertanto è stato intrapreso uno studio, con il Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano S.p.A. ("CESI"), con l'obiettivo di analizzare nuove tipologie di impianti da coinvolgere nel piano di riaccensione della rete. Ad esempio, le unità di produzione a ciclo combinato o le centrali di piccola e media taglia, fino ad alcune decine di MW, localizzate vicino alle industrie o a piccoli centri di consumo potrebbero agevolare la procedura di riaccensione. All'interno di questo progetto è in corso di valutazione anche la possibilità di ripartenza degli impianti produttivi eolici;
- *riaccensione e rialimentazione*: sulla base delle prove di riaccensione effettuate ad oggi e simulando la presenza di futuri impianti di produzione e di rete, l'obiettivo è verificare le opportunità di ottimizzare il coordinamento delle risorse di riaccensione, tenendo conto dei vincoli che ad oggi compromettono il pieno sfruttamento delle fonti di ripartenza disponibili. Inoltre l'attività di analisi è estesa agli aspetti critici di esercizio conseguenti a gravi disservizi. Saranno indagate soluzioni migliorative per la stabilità dei gruppi e la ripresa del servizio;
- *studi inerenti alla ricerca di massima flessibilizzazione della RTN*: hanno l'obiettivo di individuare i processi di ottimizzazione dei flussi di potenza in esercizio in modo da garantire il corretto utilizzo delle risorse di rete e di dispacciamento necessarie a garantire un adegua-

to livello di sicurezza del sistema. Grazie a tali studi è stato possibile individuare i siti in cui installare alcuni trasformatori di fase PST necessari a governare i flussi di potenza sugli elettrodotti particolarmente critici;

- *modello PST Rondissone*: questa attività è finalizzata allo sviluppo di un modello di simulazione in esercizio dei trasformatori di fase dell'area di Rondissone; tale modello verrà inserito come funzione avanzata negli strumenti di analisi in regime statico e dinamico del GRTN;
- *telelontano automatico su controllo sezioni critiche*: dal 1989 è stato messo in servizio in Italia un sistema automatico per il controllo delle sezioni critiche di rete, denominato EDA, il cui scopo è quello di contrastare eventi che potrebbero portare alla separazione tra le reti, con particolare riferimento alla connessione tra l'Italia e l'estero. L'obiettivo è studiare nuove logiche e procedure di funzionamento tese ad aumentare la flessibilità dell'EDA estendendo questo strumento di difesa a tutte le possibili sezioni di rete critiche che possono crearsi anche dinamicamente durante l'esercizio del sistema elettrico.

Il GRTN ha, inoltre, avviato numerose collaborazioni con il CESI, nell'ambito sia dello sviluppo dei sistemi di difesa sia della gestione operativa della rete elettrica.

In ambito comunitario il GRTN ha partecipato al Sesto Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo Tecnologico per gli anni 2002-2006 e al Programma Energia Intelligente per l'Europa per gli anni 2003-2006; questi ultimi hanno l'obiettivo di sponsorizzare i progetti di ricerca ritenuti di maggior interesse.

I progetti che sono stati finanziati ed avviati nel corso dell'anno 2004 sono:

- *Encouraged*: svolto in collaborazione con altri gestori di rete europei, enti di ricerca e università; ha l'obiettivo di individuare nuovi corridoi energetici (gas-elettricità-idrocarburi) in Europa nell'ambito di scenari energetici di lungo periodo (2020);
- *European Tracking System for Electricity ("E-Track")*: svolto in partenariato con diverse società di consulenza, regolatori, operatori di sistema, associazioni di categoria di altri 10 paesi europei; ha l'obiettivo di fornire una rassegna dei sistemi di certificazione esistenti in Europa per la verifica della fattibilità di un sistema di tracciabilità armonizzato delle informazioni associate al settore della generazione elettrica.

I progetti in corso di valutazione sono:

- *Synergy*: finanziato dall'Agenzia Spaziale Europea ("ESA"), finalizzato allo studio del possibile rafforzamento della sicurezza del sistema elettrico nazionale attraverso il sistema europeo di posizionamento satellitare Galileo;
- *Reliance*: per la costituzione di un centro di ricerca europeo destinato a sviluppare gli strumenti e le metodologie necessari ai bisogni del sistema elettrico europeo del 2020, presentato da un consorzio di gestori di rete;
- *Wind on the grid, ("WoG")*: dedicato allo sviluppo di nuove metodologie e di strumenti per facilitare l'integrazione degli impianti eolici nelle reti di trasmissione, presentato in partenariato con i gestori di rete di Spagna, Portogallo e Slovenia.

È in corso di finalizzazione un ulteriore progetto di ricerca europeo avviato nel 2003 denominato *High Voltage Direct Current ("HVDC")*, finalizzato sia alla valutazione dell'impatto di una maggiore diffusione dell'interconnessione in corrente continua sul sistema elettrico europeo sia allo studio di nuove soluzioni tecnologiche per rendere tecnicamente ed economicamente competitiva la tecnologia HVDC nei confronti della trasmissione in corrente alternata.

RISORSE UMANE

Nel 2004 si è verificato un incremento dell'organico che dal 31 dicembre 2003 al 31 dicembre 2004 è passato da 745 a 771 dipendenti; contemporaneamente il numero delle risorse interinali si è ridotto di 26 unità.

L'aumento dei dipendenti ha riguardato soprattutto professionalità elevate. I laureati sono aumentati nel corso dell'anno 2004 dal 31,0% al 34,2% del totale dei dipendenti e la composizione per qualifica ha visto, anche per effetto delle politiche di avanzamento professionale

adottate, una crescita del numero dei dirigenti (da 50 a 60) e dei quadri (da 211 a 227), mentre quello degli impiegati è rimasto invariato.

L'inserimento di nuove risorse ha determinato la prosecuzione del processo di abbassamento dell'età media del personale, già in atto negli anni precedenti. Al 31 dicembre 2004 i giovani fino a 29 anni rappresentavano l'11,2% dei dipendenti (9,9% l'anno precedente); considerando anche il personale nella fascia d'età compresa tra 30 e 39 anni la quota sale a 39,4% (37,1% a fine 2003).

Anche quest'anno è stata svolta un'intensa attività di *recruiting* e selezione del personale.

È stato inserito in progetti di stage un significativo numero di neolaureati provenienti da università, con le quali sono state attivate nuove convenzioni, o da *Master* in discipline specifiche del settore elettrico. È stato ulteriormente perfezionato il sistema di reclutamento on line, che consente di effettuare estrazioni più mirate e che attualmente dispone di una banca dati di circa 20.000 candidature.

Il lavoro di individuazione di metodologie e strumenti a sostegno del cambiamento organizzativo avviato nello scorso anno è stato arricchito da esperienze innovative e particolarmente qualificanti.

Nell'ambito dello sviluppo del sistema professionale GRTN (*job families*) è stata progettata e realizzata una mappatura delle competenze tecniche (*skill inventory*) per i ruoli professionali relativi all'area Core Business.

Per quanto riguarda il sistema premiante, è stato consolidato il sistema MBO per Direttori e Incaricati, che risponde all'esigenza di focalizzare gli sforzi operativi dei singoli manager sul conseguimento di risultati in linea con le strategie e gli obiettivi aziendali generali. Tale sistema, incentrato sull'identificazione di obiettivi secondo varie dimensioni (finanziaria, soddisfazione degli stakeholder, sviluppo dell'azienda nel medio-lungo termine), consente un bilanciamento delle prospettive evitando il rischio di un'eccessiva focalizzazione sui risultati di breve termine a scapito del consolidamento aziendale rispetto al mercato di riferimento.

Per quanto riguarda la formazione professionale è stato varato un piano articolato con interventi specifici anche nel campo della formazione manageriale, organizzato in cinque aree tematiche: gestione del business, sviluppo dei collaboratori, sviluppo personale, *skill* pratico-operative e competenze tecniche.

Nell'ambito della Gestione del Business sono stati realizzati due seminari, finalizzati ad ampliare le conoscenze relative all'economia del sistema elettrico e ad accrescere la familiarità con gli indicatori dell'andamento economico-finanziario d'impresa. Nell'ambito dello sviluppo dei collaboratori e di quello personale è stato organizzato un corso rivolto al management per massimizzare la produttività e la coesione del team e l'efficacia del proprio ruolo di gestore di persone ed un corso rivolto a risorse junior e senior, per migliorare le capacità di lavorare in team. Per quanto riguarda la comunicazione interna, sono state realizzate diverse iniziative, tra cui due di particolare rilevanza: la Convention ed il lancio di una newsletter. La Convention ha coinvolto tutti i dipendenti del GRTN che hanno avuto la possibilità, all'interno di gruppi di discussione coordinati da facilitatori interni, di dibattere argomenti di rilevante interesse per il futuro dell'azienda. La newsletter LineaDiretta è un agile strumento di comunicazione, che periodicamente raggiunge tutti i dipendenti per informarli su iniziative, progetti e processi di sviluppo delle risorse umane.

CONTROLLO INTERNO

Nell'anno 2004 sono proseguite le attività di controllo interno da parte della funzione audit con costante informativa sia ai vertici aziendali sia al Collegio Sindacale.

In particolare le azioni di controllo hanno riguardato:

- analisi dei processi per verificare la loro conformità alle norme, valutazione dell'efficacia/efficienza dei processi, verifica della conformità di natura contabile-amministrativa; tali analisi si sono sviluppate con 15 specifiche azioni di audit;
- azioni di follow-up per la verifica della accettazione ed attuazione dei suggerimenti migliorativi indicati in alcune relazioni di audit;
- partecipazione alla definizione del Modello organizzativo ex D.Lgs. 231/2001.

Il modello definito dalla Società per adempiere a quanto previsto dal D.Lgs. 231/2001 si compone principalmente di:

- Linee Guida Generali: indicano perché e come viene adottato il Modello, chi è responsabile della gestione e dell'aggiornamento, quali sono le azioni previste;
- Sezioni Specifiche: relative alle varie tipologie di reato, contengono indicazioni generali o specifiche di comportamento, criteri di riferimento ecc;
- Codice Etico: principi fondamentali e comportamenti conseguenti, riferiti sia ai singoli individui che alla Società;
- Sistema Disciplinare: sanzioni per le infrazioni a quanto definito nel Modello.

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

La gestione economica per l'esercizio 2004 è sintetizzata nel seguente prospetto ottenuto riclassificando opportunamente il Conto economico redatto ai fini civilistici; per maggiore informazione si indica il confronto con l'anno 2003.

I dati dell'anno 2004 danno evidenza delle nuove partite economiche inerenti all'avvio del mercato elettrico che ha sostituito, a partire dal 1° aprile 2004, lo STOVE.

Per una migliore comprensione delle diverse dinamiche relative alle partite energetiche presenti nel bilancio, si è data separata evidenza delle partite passanti rispetto a quelle a margine. Rientrano nelle partite passanti quelle riconducibili a componenti economiche di costo che in relazione al quadro regolatorio vigente hanno trovato in ogni esercizio copertura integrale in specifiche voci di ricavo. Si tratta pertanto di attività in cui il GRTN svolge un ruolo di intermediazione delle negoziazioni senza creare reddito; peraltro si tratta spesso di attività che determinano un notevole impegno organizzativo.

Sono state invece ricomprese nella categoria a margine quelle partite costituite da tutti quei ricavi destinati sia alla copertura dei costi operativi sia alla remunerazione del capitale investito e per i quali esiste un'eccedenza rispetto ai costi.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Euro mila

	Esercizio 2004	Esercizio 2003	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
Ricavi delle vendite e prestazioni:	13.155.349	6.258.713	6.896.636
- Ricavi Mercato Elettrico	6.024.530	-	6.024.530
- Altre componenti dispacciamento	595.747	-	595.747
- Bilanciamento e scambio delibera 36/02, delibera 27/03	141.469	454.694	(313.225)
- Corrispettivi garanzia interconnessione	13.976	15.702	(1.726)
- Corrispettivo di trasporto quota terzi	904.287	831.610	72.677
- Vendita energia CIP 6	2.876.214	2.975.282	(99.068)
- Contributi da CCSE	2.385.342	1.752.440	632.902
- Vendita certificati verdi nazionali	160.284	199.697	(39.413)
- Accordo ETSO-CBT	53.500	4.354	49.146
- Vendita energia	-	24.934	(24.934)
Sopravvenienze attive	17.245	116.966	(99.721)
Totale ricavi	13.172.594	6.375.679	6.796.915
Costi Mercato Elettrico	6.040.432	-	6.040.432
Altre componenti dispacciamento	595.747	-	595.747
Bilanciamento e scambio delibera 36/02, delibera 27/03	141.469	454.694	(313.225)
Costi interconnessione con l'estero e altri acquisti energia	3.202	62.033	(58.831)
Canoni proprietari RTN	904.287	831.610	72.677
Costi per acquisto energia CIP 6	5.409.294	4.967.104	442.190
Accordo ETSO-CBT	63.159	18.978	44.181
Sopravvenienze passive diverse e altre	15.004	41.260	(26.256)
Totale costi	13.172.594	6.375.679	6.796.915
PARTITE A MARGINE			
Ricavi per vendite e prestazioni	125.550	128.871	(3.321)
Altri ricavi e proventi	14.653	5.687	8.966
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716	370	4.346
Totale ricavi	144.919	134.928	9.991
Costo del lavoro	56.152	48.675	7.477
Altri costi operativi	27.326	24.369	2.957
Sopravvenienze passive nette	481	172	309
Totale costi	83.959	73.216	10.743
MARGINE OPERATIVO LORDO	60.960	61.712	(752)
Ammortamenti materiali ed immateriali	14.977	16.709	(1.732)
Svalutazioni crediti	18.603	10.985	7.618
Accantonamenti per rischi ed oneri	9.659	8.480	1.179
Risultato operativo	17.721	25.538	(7.817)
Proventi finanziari netti	6.406	9.311	(2.905)
Svalutazione partecipazioni	-	(11.672)	11.672
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	24.127	23.177	950
(Oneri)/Proventi straordinari netti	(1.279)	5.346	(6.625)
Risultato ante imposte	22.848	28.523	(5.675)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(8.260)	(16.100)	7.840
Utile dell'esercizio	14.588	12.423	2.165

Partite passanti

In tale macrocategoria i ricavi delle vendite e prestazioni, pari ad Euro 13.155.349 mila, subiscono un incremento di Euro 6.896.636 mila.

Tale incremento è riconducibile essenzialmente al ruolo avuto dal GRTN nel 2004 nell'ambito del mercato elettrico svolgendo integralmente la funzione di unico acquirente a partire dalla data di avvio del 1° aprile 2004.

Al valore dei ricavi del mercato elettrico (Euro 6.024.530 mila) si deve aggiungere, per effetto della delibera AEEG 15/05, il saldo relativo ai margini netti creatisi dalla gestione della garanzia di interconnessione pari ad Euro 15.902 mila. L'ammontare globale, pari ad Euro 6.040.432 mila, trova specifica contrapposizione nell'ambito dei costi del mercato elettrico per lo stesso totale complessivo.

Contribuiscono all'incremento evidenziato anche specifici corrispettivi di dispacciamento istituiti con la citata delibera 48/04 quali quello per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, quello per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico e quello per la copertura degli oneri connessi con la riconciliazione anno 2001. Tali corrispettivi rilevati per un totale di Euro 595.747 mila trovano anch'essi specifico ed integrale bilanciamento nell'ambito dei costi.

Gli incrementi registrati dalle partite regolate dalla sopraindicata delibera 48/04 sono, in parte, controbilanciati dalle attività di bilanciamento e scambio ex delibere 36/02 e 27/03 che si riducono considerevolmente rispetto allo scorso anno passando da Euro 454.694 mila ad Euro 141.469 mila per effetto del breve periodo in cui sono state vigenti nel 2004; l'applicazione dei regimi regolati dalle citate delibere è difatti cessata con il 31 marzo 2004.

Anche le attività di compravendita dell'energia CIP 6 contribuiscono all'incremento dei ricavi per vendite e prestazioni di Euro 494.421 mila, dovuto principalmente alle maggiori quantità acquistate rispetto all'anno precedente. Anche la compravendita di energia CIP 6 è da considerarsi passante, difatti a fronte di costi complessivi pari ad Euro 5.424.087 mila (di cui Euro 14.793 mila rilevati tra le sopravvenienze passive) si sono registrati ricavi per vendita energia per Euro 2.878.460 mila (di cui Euro 2.246 mila quali sopravvenienze attive) e contributi da CCSE per Euro 2.385.342 mila oltre la vendita di certificati verdi per Euro 160.284 mila.

La variazione positiva riscontrabile nell'ambito dei corrispettivi di trasporto destinati alla remunerazione dei proprietari della RTN è conseguenza essenzialmente dell'applicazione, in corso d'anno, delle disposizioni contenute nella delibera AEEG 05/04 che ha introdotto modifiche nella valorizzazione dei transiti di energia tra periodi estivi e periodi invernali allo scopo di recepire gli stati di criticità del sistema elettrico nazionale.

L'incremento dei ricavi relativi all'accordo ETSO-CBT rispetto al 2003 segue l'incremento dei costi verificatosi in conseguenza sia dell'adesione all'accordo nel 2004 di nuovi paesi europei esportatori netti, sia di diversi meccanismi di definizione dei flussi fisici di transito oggetto di valorizzazione economica. Tale partita risulta passante in considerazione di ricavi, pari a circa Euro 9.659 mila, rilevati tra le sopravvenienze attive e destinati alla copertura dell'onere CBT in base all'attuale quadro regolatorio.

La voce vendita energia evidenzia valori solo nell'anno 2003 (Euro 24.933 mila) in quanto riferita a tipologie non presenti nel 2004 quali le vendite *spot* e il *counter trading*.

Partite a margine

I ricavi delle vendite e prestazioni si decrementano di Euro 3.321 mila a seguito dell'effetto combinato delle seguenti variazioni: il venir meno della quota CTR per la copertura dei costi delle controllate e la riduzione del contributo dovuto da CCSE sull'ammontare delle componenti A fatturate al mercato libero a seguito delle diverse modalità intervenute da aprile sulla esazione di tali componenti. Tale riduzione è controbilanciata dall'aumento dei ricavi caratteristici – suddivisi in base alla nuova normativa in corrispettivi di trasporto CTR GRTN (Euro 88.796 mila), di dispacciamento dis (Euro 27.568 mila) e di misura MIS (Euro 6.470 mila) – generato dai maggiori volumi di energia transitati su RTN e dall'inclusione della copertura dei costi sostenuti per il Piano di Difesa.

La voce altri ricavi e proventi si incrementa rispetto allo scorso esercizio di Euro 8.966 mila principalmente per un riaddebito di costi ad operatori esteri (Euro 7.285 mila) non presente nell'anno 2003. Inoltre in tale voce sono ricompresi principalmente i ricavi nei confronti delle controllate GME e AU per la remunerazione di servizi a loro svolti dal GRTN (Euro 5.009 mila), nonché ricavi per riaddebito di costi per personale distaccato presso altri organismi (Euro 1.541 mila).

La variazione della voce incrementi di immobilizzazioni per lavori interni si riferisce alla capitalizzazione di risorse di personale che nel corso dell'anno sono state dedicate direttamente ad attività di sviluppo di progetti i cui benefici economici si manifestano lungo un arco temporale pluriennale.

Il costo del lavoro pari ad Euro 56.152 mila registra un incremento di Euro 7.477 mila, rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da ascrivere alla variazione della consistenza media, passata da 717 a 771 unità, ad una diversa composizione del mix in seguito all'assunzione di personale a professionalità e inquadramento più elevati, nonché agli effetti incrementativi della retribuzione variabile legata ai premi di risultato rilevati nell'anno, la cui erogazione avverrà nei primi mesi del 2005.

Gli altri costi operativi, che si riferiscono all'acquisizione di risorse esterne relative principalmente a spese trasmissione dati, spese telefoniche, servizi di edificio ed altre più specificamente indicate nella Nota integrativa, si incrementano di Euro 2.957 mila per effetto soprattutto della più intensa attività svolta nel corso dell'anno.

Le sopravvenienze passive nette pari ad Euro 481 mila (Euro 172 mila nel 2003) sono costituite dal saldo di componenti attivi per Euro 28.408 mila e componenti negativi per Euro 28.889 mila.

Le sopravvenienze attive si riferiscono per circa Euro 25.963 mila a conguagli e rettifiche riferite allo scorso esercizio circoscritte a casi specifici relativi a rapporti con proprietari della RTN (Euro 17.693 mila) e a titolari di contratti di bilanciamento e scambio ex delibera 27/03 (Euro 8.270 mila). La quota rimanente pari ad Euro 2.445 mila si riferisce invece alla definizione dei rapporti con un fornitore per partite non riguardanti l'energia.

Il margine operativo lordo per effetto delle su esposte componenti si attesta ad Euro 60.960 mila con un limitato decremento di Euro 752 mila rispetto all'esercizio 2003.

Il risultato operativo di Euro 17.721 mila è in flessione rispetto all'esercizio precedente di Euro 7.817 mila per effetto di maggiori accantonamenti e svalutazioni e di una riduzione degli ammortamenti dovuta all'applicazione, dall'anno in corso, delle sole aliquote economico-tecniche come previsto nel nuovo diritto societario (D.Lgs. 6/03).

La gestione finanziaria evidenzia proventi netti in riduzione rispetto all'esercizio precedente

per effetto dei più ridotti tempi medi di giacenza delle risorse finanziarie a seguito di un efficientamento dei tempi di incasso e pagamento nonostante i maggiori volumi intermediati ed una flessione dei tassi di interesse.

La gestione straordinaria evidenzia un margine negativo (Euro 1.279 mila) relativo principalmente al saldo netto tra i proventi che si riferiscono al disinquinamento fiscale operato ai sensi del D.Lgs. 6/03 pari a circa Euro 1.583 mila e gli oneri relativi agli esodi incentivati erogati o accantonati nell'anno pari ad Euro 2.438 mila.

Le imposte indicate si riferiscono alle imposte correnti, IRES (Euro 5.980 mila) e IRAP (Euro 4.700 mila), e alle imposte anticipate pari ad Euro 2.420 mila. La contrazione rispetto allo scorso esercizio è dovuta alla riduzione del reddito imponibile per effetto delle riprese in diminuzione di fondi tassati utilizzati o rilasciati nell'esercizio, e alla rilevazione delle imposte anticipate non presenti nello scorso esercizio

L'utile netto dell'esercizio, pari ad Euro 14.588 mila, può beneficiare dell'onere fiscale più contenuto ed incrementarsi rispetto all'esercizio precedente di Euro 2.165 mila pari ad una variazione positiva del 17,4%.

La sintesi della struttura patrimoniale confrontata con quella dell'anno precedente è riportata nella seguente tabella:

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Immobilizzazioni nette			
- Immobilizzazioni immateriali	17.659	10.365	7.294
- Immobilizzazioni materiali	86.832	82.177	4.655
- Immobilizzazioni finanziarie:			
• partecipazioni	16.704	16.704	-
• altri crediti	1.110	871	239
Totale	122.305	110.117	12.188
Capitale circolante netto			
- Crediti verso clienti	1.295.864	1.014.133	281.731
- Credito verso CCSE	353.695	361.946	(8.251)
- Credito/(Debito) verso controllate	396.206	(2.513)	398.719
- Ratei, risconti attivi e altri crediti	5.475	3.784	1.691
- Debiti verso fornitori	(2.056.000)	(1.328.178)	(727.822)
- Ratei, risconti passivi e altri debiti	(147.539)	(6.386)	(141.153)
- Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	50.891	650.196	(599.305)
- Debito verso CCSE per anticipazione IVA	(132.373)	(533.652)	401.279
Totale	(233.781)	159.330	(393.111)
Fondi diversi	(54.302)	(60.496)	6.194
Capitale investito netto	(165.778)	208.951	(374.729)
Patrimonio netto	94.851	80.263	14.588
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- debiti verso banche a breve termine	-	146.497	(146.497)
- disponibilità liquide	(273.540)	(30.720)	(242.820)
Totale	(260.629)	128.688	(389.317)
Copertura	(165.778)	208.951	(374.729)

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano di Euro 7.294 mila per effetto principalmente dell'attività di investimento realizzata nell'anno pari ad Euro 13.866 mila al netto degli ammortamenti, mentre le immobilizzazioni materiali nette si incrementano rispetto a fine 2003 di Euro 4.655 mila e la loro variazione è dovuta ad investimenti per Euro 12.828 mila, al netto della quota degli ammortamenti di competenza, Euro 7.900 mila, e dei disinvestimenti netti. Le immobilizzazioni finanziarie sono relative principalmente alla partecipazione nelle due società controllate AU e GME valutate al costo e non evidenziano variazioni.

Il capitale circolante netto positivo nel 2003 per Euro 159.330 mila presenta al 31 dicembre 2004 un saldo negativo di Euro 233.781 mila con un incremento di Euro 393.111 mila.

Al riguardo si segnala che le partite di credito – riferibili a quelle per energia verso i clienti, le controllate nonché verso la CCSE (per un totale di Euro 2.045.765 mila) – vengono pressoché bilanciate dai debiti verso fornitori (Euro 2.056.000 mila) con un miglior grado di copertura ri-

spetto all'esercizio precedente di circa Euro 55.623 mila. I valori espressi nei rapporti verso le controllate sono conseguenza delle tempistiche di incasso e pagamento oltre che delle rilevazioni contabili per fatture in corso di ricezione o emissione verso le stesse.

La voce ratei, risconti passivi e altri debiti (Euro 147.539 mila) comprende anch'essa alcune partite legate all'energia, infatti circa Euro 129.100 mila si riferiscono a risconti passivi relativi alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004 a titolo di corrispettivi per la capacità di trasporto (artt. 37 e 42 della delibera AEEG 48/04) in attesa venga disposta dalla AEEG la loro destinazione ed Euro 9.602 mila alla sospensione di ricavi percepiti nell'anno e finalizzati, nell'ambito del quadro regolatorio vigente, al finanziamento di investimenti.

La riduzione del credito verso l'erario per IVA e altre imposte (- Euro 599.305 mila) è conseguenza di diverse iniziative poste in essere dal GRTN nel corso dell'anno per il contenimento di tale esposizione creditoria. Tale variazione deve comunque essere confrontata con quella relativa alla riduzione del debito verso CCSE per anticipazione IVA di Euro 401.279 mila, che esprime il rimborso effettuato da GRTN alla CCSE per la restituzione delle anticipazioni dalla stessa effettuate e che sono proseguite anche nei primi mesi dell'anno successivo a quello in chiusura.

La variazione dei fondi è legata principalmente all'utilizzo o rilascio di alcuni di essi avvenuto sia per effetto del verificarsi di eventi per i quali erano stati costituiti che per le disposizioni da parte della AEEG, intervenute nel corso dell'anno come meglio precisato nella Nota integrativa.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio e che il livello delle disponibilità liquide è legato essenzialmente alle risorse esistenti il 31 dicembre 2004 per effetto dello sfasamento temporale, seppur limitato, esistente tra alcune tipologie di incasso che avvengono negli ultimi giorni dell'anno ed i relativi pagamenti che si realizzano a partire dai primi giorni del mese successivo.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2004 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario.

RENDICONTO FINANZIARIO

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003
Disponibilità finanziarie nette iniziali	(115.777)	277.590
Flusso finanziario da (per) attività di esercizio		
Utile netto dell'esercizio	14.588	12.423
Ammortamenti	14.977	16.606
(Plusvalenze)/Minusvalenze	(36)	13
(Rivalutazioni)/Svalutazioni	-	11.774
Incrementi/(Decrementi) fondi	(6.194)	(4.365)
Totale	23.335	36.451
Variazione del capitale circolante netto	393.111	(402.810)
Flusso finanziario operativo	416.446	(366.359)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(13.866)	(11.418)
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(12.828)	(7.753)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie	(239)	(80)
Disinvestimenti	319	12
Versamenti per copertura perdite controllate	-	(7.769)
Altre variazioni	(515)	-
Totale	(27.129)	(27.008)
Flusso finanziario del periodo	389.317	(393.367)
Disponibilità finanziarie nette finali	273.540	(115.777)

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2004 si può rilevare che la generazione dei flussi finanziari (Euro 389.317 mila) è riconducibile essenzialmente alle dinamiche di variazione del capitale circolante netto.

Infatti il capitale circolante netto si riduce in modo significativo generando un rilascio di risorse finanziarie di Euro 393.111 mila invertendo completamente gli effetti rispetto all'anno 2003 durante il quale aveva assorbito risorse per Euro 402.810 mila.

L'analisi delle variazioni del capitale circolante è evidenziata nei precedenti commenti alla situazione patrimoniale cui si rimanda.

RAPPORTI CON LE CONTROLLATE

Con l'avvio nel 2004 del mercato elettrico i rapporti con le società del Gruppo GRTN sono di conseguenza evoluti e rispecchiano il cambiamento del quadro normativo di riferimento.

Rapporti con Acquirente Unico S.p.A.

Nelle transazioni con AU oltre al contratto di prestazioni di servizi forniti dal GRTN alla controllata relativo a: *"fornitura servizi di staff - legale, amministrazione, finanza e controllo, audit, personale, sistemi informatici, comunicazione - locazione di immobili per lo svolgimento della propria attività e relativi servizi di edificio; fornitura di servizi di telefonia e telecomunicazioni; servizi di comunicazione; personale della controllante distaccato;"* si sono determinati nuovi rapporti di natura commerciale derivanti principalmente dall'applicazione della delibera AEEG 48/04 e dalle ulteriori nuove norme introdotte.

In particolare il GRTN ha fatturato alla controllata AU i corrispettivi previsti dalla citata delibera 48/04, la vendita di energia elettrica CIP 6 (per la quota parte relativa alle bande di energia assegnate), l'energia derivante dai contratti di scambio e le ulteriori componenti correlate all'energia (capacità di trasporto per interconnessione con estero ecc.).

Rapporti con Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Per quanto concerne i rapporti con la controllata GME oltre al contratto di prestazioni di servizi già enunciato nei rapporti con la controllata AU, nel 2004 il GRTN ha acquistato dal GME l'energia transitata sulla borsa elettrica.

Inoltre, in applicazione dell'art. 9 dell'allegato A alla delibera AEEG 48/04, il GRTN e la controllata hanno stipulato un contratto (di natura passiva), per disciplinare, tra l'altro:

- l'affidamento al GME delle offerte al MSD;
- lo scambio delle informazioni rilevanti ai fini del dispacciamento e della regolazione delle partite economiche del mercato elettrico;
- la registrazione ai fini del dispacciamento dei contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte;
- la liquidazione delle partite economiche relative al MSD e la liquidazione e regolazione delle partite economiche relative al MGP e al MA.

Le risultanze patrimoniali dei valori relativi alle società controllate sono dettagliate nella Nota integrativa, mentre di seguito si evidenziano gli importi consuntivati nel corso dell'esercizio relativi alle voci dei ricavi e dei costi connesse con la negoziazione delle partite energetiche oltre a quelle relative ai contratti di prestazione dei servizi.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

RICAVI*Euro mila*

Società	2004	2003	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A.			
- Corrispettivi delibera 48/04	662.296	-	662.296
- Vendita energia ed ulteriori componenti correlate	5.090.754	-	5.090.754
- Prestazioni e servizi vari	2.371	1.367	1.004
Totale	5.755.421	1.367	5.754.054
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
- Vendita energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	19.024	-	19.024
- Prestazioni e servizi vari	2.638	2.121	517
Totale	21.662	2.121	19.541

COSTI*Euro mila*

Società	2004	2003	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A.			
- Personale distaccato	40	24	16
Totale	40	24	16
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
- Acquisti di energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	4.000.002	-	4.000.002
- Corrispettivi contratto di service GME art. 9 all. A delibera 48/04	8.400	-	8.400
- Corrispettivi per ogni MWh negoziato su mercato	2.433	-	2.433
- Corrispettivi per certificati verdi	117	-	117
- Personale distaccato	82	-	82
Totale	4.011.034	-	4.011.034

ATTIVITÀ PRINCIPALI DELLE CONTROLLATE

Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Il GME è una società, costituita dal GRTN in data 27 giugno 2000, alla quale sono attribuite le seguenti funzioni:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del D.Lgs. 79/99);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei certificati verdi (art. 6 del decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica ("TEE") e la predisposizione, d'intesa con l'AEEG, delle regole di funzionamento del mercato (art. 10 dei D.D.M.M. 24 aprile 2001).

La società controllata con l'avvio della borsa elettrica è diventata pienamente operativa nel corso del 2004, svolgendo le attività di seguito indicate.

Mercato elettrico

Il GME, oltre alla gestione operativa dei mercati dell'energia, MGP e MA, ha organizzato e gestito le seguenti attività ad esso complementari:

- l'ammissione degli operatori al mercato elettrico;
- la contabilità del mercato elettrico, per gli aspetti relativi alla liquidazione e alla fatturazione delle partite economiche del MGP e del MA;
- la regolazione periodica dei pagamenti;
- le prove propedeutiche alla ammissione della domanda attiva al mercato elettrico;
- la revisione delle regole di funzionamento del mercato elettrico.

Il GME, inoltre, ha organizzato e gestito l'MSD, ottemperando alle disposizioni della delibera AEEG 48/04 relative all'avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della delibera AEEG 05/04.

Piattaforma di aggiustamento bilaterale ("PAB")

Nell'ambito delle attività promosse per dotare gli operatori lato domanda di adeguati sistemi di flessibilità, il GME ha:

- progettato, realizzato e collaudato la PAB;
- definito e pubblicato il regolamento e le disposizioni tecniche di funzionamento della PAB;
- organizzato e gestito le sessioni di prova della PAB con la partecipazione degli operatori.

La prima sessione operativa della PAB è avvenuta ufficialmente con decorrenza 31 dicembre 2004.

Mercati per l'ambiente

Il GME, nel corso del 2004, ha svolto le attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei certificati verdi. In particolare ha:

- gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei certificati verdi;
- emanato le disposizioni tecniche di funzionamento cioè le regole tecnico-operative per le sessioni di contrattazione;
- organizzato e gestito le sessioni di contrattazione.

Sono state organizzate 24 sessioni di mercato nelle quali sono stati complessivamente scambiati 20.439 certificati di cui 20.419 relativi al 2003 e 20 relativi al 2004. Al 31 dicembre 2004 risultano 91 gli operatori che hanno ottenuto la qualifica di operatore del mercato dei certificati verdi.

Il GME ha svolto una serie di attività preliminari all'organizzazione della sede di contrattazione dei TEE; ha predisposto una proposta di regole di funzionamento del mercato e ha tenuto contatti con l'AEEG al fine di pervenire a regole di mercato condivise.

La controllata ha chiuso il bilancio 2004 con un fatturato di circa Euro 4.527.675 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 4.522.024 mila. L'utile netto di esercizio risulta pari ad Euro 5.191 mila mentre lo scorso anno la società rilevava una perdita di Euro 7.412 mila stante la mancanza di operatività.

Acquirente Unico S.p.A.

Con l'avvio del dispacciamento di merito economico, le modalità di copertura del mercato vincolato sono profondamente cambiate. La novità rilevante consiste nell'avvio dell'operatività dell'AU che deve assicurare la copertura della domanda espressa dal mercato vincolato minimizzando i rischi ed i costi di approvvigionamento. Nel periodo aprile-dicembre l'AU si è approvvigionato di energia per 126 TWh.

In particolare l'approvvigionamento di energia elettrica da parte dell'AU per il mercato vincolato è avvenuto secondo le modalità di seguito riportate.

Contratti di importazione annuali

L'AU ha provveduto a stipulare per l'anno 2004, sulla base della capacità di trasporto assegnatagli dalla delibera AEEG 157/03, contratti di importazione attraverso aste competitive per un totale di energia fornita pari a 5,1 TWh.

Acquisizione di energia a fronte di contratti di importazione pluriennali

All'AU è stata trasferita, secondo quanto previsto nel proprio decreto istitutivo, l'energia elettrica proveniente dai contratti pluriennali di importazione stipulati dall'Enel prima del 19 febbraio 1997. Tali contratti hanno contribuito nel 2004 all'approvvigionamento di energia per il mercato vincolato per una quantità pari a 14,4 TWh.

Importazioni di cui alla delibera 85/04

Va rilevato che il contratto pluriennale di importazione di elettricità sottoscritto da Enel con la società EdF contiene clausole di interrompibilità e modulabilità che permettono al fornitore di ridurre, a propria discrezione, ma entro limiti complessivi giornalieri e annuali prestabiliti, le quantità giornaliere fornite. Nel corso dell'anno con la delibera 85/04, l'AEEG ha aumentato la quota di approvvigionamento di elettricità di importazione per il mercato vincolato a prezzi costanti e più vantaggiosi attribuendo in via esclusiva all'AU la capacità di trasporto dell'elettricità sulle reti transfrontaliere, resa disponibile dal ricorso alle clausole di interrompibilità previste nei contratti di importazioni dell'EdF. L'energia elettrica importata dall'AU in ragione di detta attribuzione è stata di 0,4 TWh.

Attribuzione all'AU di energia CIP 6

Nel 2004 l'AU ha acquisito energia CIP 6, sia attraverso la quota di capacità riservatagli dal MAP con decreto 29 gennaio 2004 pari al 20% della produzione CIP 6 assegnabile in banda, sia attraverso l'attribuzione all'AU dell'energia CIP 6 non assegnabile, in quanto non programmabile nemmeno su base statistica, per un valore totale di 23,4 TWh.

Contratti bilaterali con i produttori

Nel mese di marzo l'AU ha indetto un'asta al ribasso per l'assegnazione di contratti bilaterali fisici per una quantità pari al 25% della domanda del vincolato prevista nel 2004, nel rispetto del vincolo stabilito dal decreto istitutivo.

L'esito della gara ha comportato l'assegnazione di tutta l'energia oggetto del bando, vale a dire 4.800 MW, a 11 società partecipanti.

Il fabbisogno di energia soddisfatto attraverso i contratti bilaterali fisici nel 2004 è stato di 30,3 TWh.

Energia approvvigionata attraverso il sistema delle offerte

La quota di energia destinata al fabbisogno del mercato vincolato, non approvvigionata dall'AU attraverso le modalità fin qui descritte, è stata fino al 1° aprile 2004 acquistata dall'Enel nello STOVE.

Dal 1° aprile in poi l'AU ha provveduto ad approvvigionare detta quota di energia attraverso il sistema delle offerte.

L'energia approvvigionata in borsa nel 2004 ammonta a 62,6 TWh.

Copertura del rischio di prezzo nel 2004

Poiché l'acquisto attraverso il sistema delle offerte avviene a cadenza giornaliera, tale modalità implica incertezza sul livello del prezzo. Al fine di garantire la propria missione istituzionale e perseguire la stabilità del prezzo di cessione dell'energia elettrica al mercato vincolato, l'AU ha fatto ricorso a strumenti di copertura del rischio definiti contratti differenziali a due vie ("CfD"). L'effetto economico di un CfD a due vie è quello di predeterminare il prezzo dell'energia elettrica sottostante al contratto scambiata nel sistema delle offerte. Esso, pertanto, non si configura come una modalità di approvvigionamento di energia, ma come uno strumento di fissazione del prezzo.

Il quantitativo di energia coperto dai CfD è stato di 38,4 TWh, pari a circa il 61% del totale acquistato in borsa.

La controllata ha chiuso il bilancio 2004 con un fatturato di circa Euro 8.288.253 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 8.288.154 mila. L'utile netto di esercizio risulta pari ad Euro 2.940 mila mentre lo scorso anno la società rilevava una perdita di Euro 4.260 mila stante la mancanza di operatività.

Associazione Italenergy

In data 14 luglio 2004 il GRTN, il GME e l'AU hanno costituito l'associazione Italenergy. Tale associazione ha lo scopo di promuovere la cooperazione tra operatori italiani nel settore dell'energia ed operatori esteri con particolare riguardo, ma non esclusivamente, ai paesi europei oltre che alla Turchia. A tal fine saranno individuate le opportunità di sviluppo e diffusione all'estero delle tecnologie e delle capacità imprenditoriali italiane in alcune aree tematiche a più alto potenziale di crescita.

INFORMAZIONI AI SENSI DELL'ART. 2428 DEL CODICE CIVILE

Con riferimento alle indicazioni previste al comma 3° e 4° dell'art. 2428 Codice Civile, si precisa che la società non possiede, non ha acquistato o alienato nel corso dell'esercizio – neanche tramite società fiduciaria o per interposta persona – azioni proprie.

Si evidenzia inoltre l'inesistenza delle seguenti fattispecie:

- crediti e debiti commerciali di durata residua superiore a cinque anni e di debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali;
- oneri finanziari imputati nell'esercizio ai valori iscritti nell'attivo dello Stato patrimoniale;
- proventi da partecipazioni;
- non sono state emesse azioni di godimento, obbligazioni convertibili in azioni o titoli similari.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Avvio della domanda attiva nella borsa elettrica

Il 1° gennaio 2005 è stata avviata la terza fase del mercato elettrico che prevede la partecipazione attiva della domanda: agli operatori lato generazione si sono affiancati 149 operatori lato consumo che quotidianamente presentano offerte di acquisto in borsa per soddisfare le proprie previsioni di fabbisogno al netto dei contratti bilaterali.

Per un periodo transitorio, che va dal 1° gennaio 2005 al 31 dicembre 2005, il GRTN mantiene una funzione di monitoraggio delle previsioni di acquisto degli operatori e può presentare offerte di acquisto e di vendita in borsa per integrare le offerte degli operatori in funzione dell'effettivo fabbisogno.

Codice di rete

Nell'ambito degli adempimenti finalizzati alla riunificazione di gestione e proprietà della RTN in attuazione del DPCM, il GRTN ha predisposto il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ("Codice di rete"). Il documento contiene la regolamentazione tecnica di carattere obiettivo e non discriminatorio per l'accesso e l'uso della rete, per l'interrompibilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della RTN e per gli interventi di manutenzione. Il documento, adottato in esito ad un apposito processo di consultazione ed in conformità alle direttive emanate dall'AEEG con delibera, è stato inviato, in data 31 gennaio 2005, all'AEEG e al MAP per la rispettiva verifica di conformità. Il DPCM prevede che la verifica venga effettuata entro il termine di 90 giorni dall'inoltro da parte del GRTN del documento; qualora il MAP e l'AEEG non si pronuncino entro tale termine il Codice di rete si intende approvato.

Cessione a Terna del ramo di azienda di trasmissione e dispacciamento

In data 28 febbraio 2005 Terna e GRTN hanno sottoscritto il contratto per il trasferimento a Terna del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento del GRTN, così come indicato dal DPCM del 11 maggio 2004. Il contratto è finalizzato all'integrazione della proprietà e della gestione della RTN.

Il ramo di azienda oggetto di trasferimento include circa 580 persone e comprende le seguenti attività:

- dispacciamento, ovvero la gestione dei flussi di energia elettrica immessi e prelevati sulla RTN per bilanciare la domanda e l'offerta;
- programmazione e sviluppo rete, ovvero la definizione dei programmi di investimento per il potenziamento della RTN.

Le parti hanno concordato un prezzo pari ad Euro 68,3 milioni per la cessione del ramo di azienda al netto di Euro 111,6 milioni di debiti commerciali verso Terna. La valorizzazione complessiva del ramo di azienda trasferito è dunque pari ad Euro 180 milioni.

La data di efficacia dell'unificazione tra proprietà e gestione della RTN verrà fissata a valle del verificarsi di tre condizioni sospensive:

- la nuova concessione, da parte del MAP, per lo svolgimento delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;

- l'approvazione, da parte del MAP e dell' AEEG, del Codice di rete;
- il rilascio, da parte dell'Autorità Antitrust del parere favorevole all'operazione.

Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS) - Art.19 dell'Allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali"

Il GRTN in data 31 marzo 2005 ha pubblicato sul proprio sito internet l'aggiornamento del Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS) previsto nell'articolo 19 del Disciplinare tecnico in materia di misure minime di sicurezza - allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali".

Il Codice impone l'obbligo di aggiornare il DPS entro il 31 marzo di ogni anno.

Normativa

Si descrivono di seguito i principali provvedimenti non emanati necessariamente dopo la chiusura dell'esercizio ma i cui effetti avranno luogo dal 1° gennaio 2005.

Decreto del MAP del 17 dicembre 2004 per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione per l'anno 2005

Con il decreto del 17 dicembre 2004, il MAP ha fissato, le modalità e le condizioni per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'importazione di energia in Italia per l'anno 2005. Il decreto ministeriale prevede:

- l'equa ripartizione dell'allocazione tra gestori di rete confinanti, in mancanza d'accordo per l'assegnazione congiunta;
- l'assegnazione dei diritti mediante asta implicita, basata su offerte di acquisto e vendita di energia poste sul mercato secondo le indicazioni dell'AEEG, anche da parte di operatori stranieri, coerentemente con la struttura ed il funzionamento del mercato elettrico italiano;
- l'attribuzione all'AU di diritti di utilizzo per una percentuale non inferiore al 26% della capacità assegnabile;
- l'utilizzo, su base mensile, per oltre l'80% della disponibilità, pena la decadenza;
- la cessione tra operatori dei diritti di utilizzo già assegnati, mediante meccanismi di mercato trasparenti.

Decreto del MAP del 24 dicembre 2004 per la cessione dell'energia CIP 6

Con il decreto del 24 dicembre 2004 il MAP ha definito, per l'anno 2005, le modalità per la vendita, da parte del GRTN, dell'energia CIP 6. Il decreto prevede che l'energia elettrica venga ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GRTN e che il 40% dell'energia venga assegnata ad AU per la fornitura ai clienti vincolati e il 60% ai clienti idonei del mercato libero. In particolare, innovando rispetto al meccanismo degli anni precedenti e coerentemente con il meccanismo di borsa, il sistema delineato dal decreto prevede che in esito alle procedure di assegnazione gli operatori stipulino un contratto per differenza con il GRTN per regolare le differenze, con riferimento all'energia assegnata, rispetto al prezzo di assegnazione stabilito dal medesimo decreto pari a 50 euro/MWh. In virtù delle assegnazioni e del contratto, pertanto, gli operatori assegnatari si approvvigionano sul mercato elettrico per i quantitativi di cui si sono resi assegnatari e corrispondono al GRTN, se la differenza è ne-

gativa, o ricevono dal GRTN, se positiva, la differenza tra il prezzo di acquisto sul mercato elettrico dell'energia elettrica e il prezzo stabilito dal decreto.

Sintesi dell'attività di regolazione dell'AEEG di maggior impatto per il GRTN

Delibera 205/04 - Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 168/03, che stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico, l'AEEG ha anche definito i criteri per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nei mercati dell'energia e del dispacciamento, prevedendo l'applicazione di un corrispettivo, denominato CCT, per l'assegnazione oraria di tali diritti, nel MGP nel caso in cui si manifesti congestione in alcune sezioni della rete.

Il corrispettivo CCT è pari al differenziale tra il prezzo unico nazionale e i prezzi zionali a cui sono valorizzate le offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima ed è applicato ai transiti orari di energia tra le zone di mercato. Poiché nei primi mesi di funzionamento della borsa elettrica tale differenziale è stato caratterizzato da una notevole volatilità, l'AEEG, con la delibera 205/04, dà la possibilità agli operatori di cautelarsi contro il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto, attraverso appositi strumenti di copertura, i CCC. L'assegnazione dei CCC avviene a titolo oneroso mediante aste organizzate dal GRTN senza comportare, però, la contestuale assegnazione dei diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto, la quale continua ad avvenire secondo le modalità stabilite dalla delibera 168/03.

Delibera 223/04 - Disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione

Con la delibera 223/04 l'AEEG stabilisce le modalità e le condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2005 per le frontiere settentrionale e meridionale, in attuazione del decreto del MAP del 17 dicembre 2004. Tali modalità e condizioni prevedono una modifica delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione, che negli anni scorsi avvenivano in base al meccanismo del pro quota annuale tra i richiedenti, con l'introduzione di meccanismi di mercato per la gestione delle congestioni giornaliere coerentemente con le disposizioni del Regolamento CE 1228/03, in particolare degli art. 5 e 6 e del decreto ministeriale citato.

Tali meccanismi prevedono l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete d'interconnessione, al netto delle capacità riservate indicate nel decreto ministeriale del 17 dicembre 2004, mediante asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia per l'esecuzione di scambi transfrontalieri tra operatori italiani e stranieri, da presentarsi nel mercato del giorno prima sulle rispettive zone virtuali estere.

Delibera 224/04 - Disposizioni per l'anno 2005 per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere, nonché di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica

Con la delibera 224/04 l'AEEG, considerato che il meccanismo d'asta implicita scelto per l'assegnazione potrebbe comportare il rischio di alta volatilità del differenziale tra prezzo estero e

prezzo interno della zona di importazione, ha previsto, per garantire i clienti finali contro tale rischio, l'assegnazione gratuita, con meccanismo pro quota, di strumenti di copertura del rischio, denominati CCCI ed ha fissato le condizioni da applicare alle riserve di capacità di trasporto. L'assegnazione dei CCCI avviene per ogni singola frontiera e, qualora la richiesta superi l'offerta, l'attribuzione avviene con il metodo del pro quota in funzione dei consumi complessivi degli ultimi dodici mesi dei clienti finali.

Delibera 235/04 - Aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2005

Con la delibera 235/04, l'AEEG ha approvato l'aggiornamento dell'articolazione delle fasce orarie, con validità dal 1° gennaio 2005 al 31 dicembre 2005, che tiene conto unicamente degli adeguamenti calendariali.

Delibera 237/04 - Modificazioni ed integrazioni alle disposizioni delle deliberazioni dell'AEEG 30 dicembre 2003, n. 168/03, e 19 novembre 2004 n. 205/04

Al fine di dar luogo all'entrata a regime del dispacciamento di merito economico con la partecipazione attiva della domanda, stabilita alla data del 1° gennaio 2005 con la delibera 237/04, l'AEEG ha modificato essenzialmente la delibera 168/03 in materia di erogazione del servizio di dispacciamento. In sintesi la delibera ha innovato la precedente regolamentazione prevedendo:

- la possibilità per i titolari di contratti bilaterali di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati;
- un regime transitorio per l'anno 2005 per la valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo non rilevanti;
- l'introduzione di condizioni transitorie circa le modalità di partecipazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti.

Delibera 15/05 - Determinazioni dell'AEEG connesse all'attuazione dell'articolo 1 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004

Con la delibera 15/05 l'AEEG stabilisce che, ai fini delle determinazioni tariffarie rilevanti per il processo di unificazione della proprietà e della gestione della RTN contenuti nel DPCM, si applicano i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per l'erogazione dei servizi contenuti nella delibera 05/04. Per consentire una congrua remunerazione delle attività restanti, una volta completata la cessione del ramo di azienda trasmissione e dispacciamento a Terna, l'AEEG ha inoltre effettuato una suddivisione del corrispettivo di trasporto previsto per il 2005, pari a 0,0336 centesimi di euro/kWh, attribuendone una quota pari a 0,0095 centesimi di euro/kWh al GRTN.

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

A seguito della cessione a Terna del ramo di azienda trasmissione e dispacciamento, la gestione nel 2005 sarà caratterizzata da una contrazione delle attività con una concentrazione sull'intermediazione dell'energia da fonte rinnovabile ed assimilata oltre alle azioni volte al raggiungimento delle migliori sinergie nell'ambito del Gruppo.

Relazione sulla gestione

Il GRTN, a seguito dell'avvio dell'operatività delle controllate GME e AU, redige nel 2004 per il primo anno il bilancio consolidato di Gruppo GRTN ("Gruppo"), redatto secondo le norme introdotte dal capo III del D.Lgs. 127/91, costituito dallo Stato patrimoniale consolidato e dal Conto economico consolidato, dalla Nota integrativa, corredata da alcuni allegati che ne fanno parte integrante. Si fa invece riferimento alla Relazione sulla gestione del bilancio civilistico della Capogruppo GRTN S.p.A. ("la Capogruppo") per gli elementi caratterizzanti la gestione del Gruppo nell'esercizio 2004, mentre viene di seguito indicata la sintesi dei risultati economico-patrimoniali del Gruppo.

Essendo il primo anno di redazione del bilancio consolidato, non vengono presentati i dati comparativi relativi all'esercizio precedente, ad eccezione della movimentazione delle immobilizzazioni immateriali e materiali e del patrimonio netto.

SINTESI DEI RISULTATI

Il commento relativo ai risultati del 2004 non esprime le variazioni intervenute rispetto al 2003 in quanto, come segnalato, l'anno in corso è il primo per il quale viene redatto il bilancio consolidato, per cui i commenti si riferiscono esclusivamente ai valori dell'anno di cui si fornisce una sintetica esposizione rimandando alla Nota integrativa i dettagli.

La gestione economica per l'esercizio 2004 del Gruppo è sintetizzata nel seguente prospetto:

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO*Euro mila*

	Esercizio 2004
Valore della produzione	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	16.313.870
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716
Altri ricavi e proventi	55.104
Totale valore della produzione	16.373.690
Costi operativi	
Acquisti	14.463.246
Servizi	670.060
Canoni proprietari RTN	965.408
Costo del lavoro	61.900
Altri costi operativi	135.260
Totale costi operativi	16.295.874
Margine operativo lordo	77.816
Ammortamenti e svalutazioni	36.888
Accantonamento per rischi ed oneri	17.459
Risultato operativo	23.469
Proventi finanziari netti	9.839
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	33.308
Oneri straordinari netti	(2.863)
Risultato ante imposte	30.445
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(9.310)
Utile del Gruppo	21.135

Il volume dei ricavi delle vendite e prestazioni è positivamente influenzato dall'avvio del mercato elettrico e dal dispacciamento di merito economico con la domanda attiva effettuata esclusivamente dal GRTN e la funzione di fornitura al mercato vincolato dall'AU che ha intermediato con le aziende di distribuzione oltre la vendita effettuata dal GME a terzi.

Il valore evidenziato nel prospetto riclassificato si riferisce per circa Euro 11.959.790 mila sia a vendita di energia effettuata verso le aziende di distribuzione, per la parte relativa al mercato vincolato, sia alle vendite legate ai servizi di dispacciamento ed energia CIP 6 oltre a quanto venduto sui mercati MGP e MA. Per un ammontare di Euro 1.034.663 mila è invece relativo ai corrispettivi di trasporto CTR finalizzati alla remunerazione del servizio di trasporto, e per Euro 651.805 mila a componenti fatturate per il servizio di dispacciamento delibera 48/04.

La parte residua è costituita principalmente dalla vendita di certificati verdi e da contributi da CCSE sugli acquisti di energia CIP 6.

Gli incrementi di immobilizzazioni per lavori interni si riferiscono alle capitalizzazioni di costi del personale impiegato su attività di sviluppo e progetti i cui benefici economici si manifesteranno lungo un arco temporale pluriennale.

La voce altri ricavi e proventi si riferisce, per circa Euro 46.085 mila, a sopravvenienze attive che trovano contrapposizione nell'ambito di sopravvenienze passive ricomprese nella voce altri costi operativi in quanto riferite a partite economiche correlate e, per Euro 7.285 mila, a riaddebito di costi ad operatori esteri.

Nell'ambito dei costi operativi una funzione rilevante è stata svolta dal GME che come controparte ha acquistato energia sul MGP e MA, dall'AU con gli acquisti di energia regolati da contratti bilaterali sia sul mercato nazionale che su quello estero per importazione per un totale complessivo di Euro 6.968.314 mila, oltre agli acquisti di energia incentivata CIP 6 pari ad Euro 5.409.294 mila. La quota residua è riferita agli acquisti di energia per esigenze di dispacciamento.

Nell'ambito dei servizi sono ricompresi principalmente i costi sostenuti per l'acquisizione dei servizi disciplinati dalla delibera 48/04 (servizio interrompibilità, capacità produttiva, diritti di utilizzo della capacità di trasporto ecc.) necessari all'attività di dispacciamento.

Nell'ambito della voce canoni proprietari di RTN è rilevato l'onere per la remunerazione della RTN oltre che le quote da corrispondere ai gestori esteri in base all'accordo ETSO-CBT.

Il costo del lavoro si riferisce ad una consistenza media del personale del Gruppo pari a 855 risorse (la consistenza al 31.12.2004 è di 873 risorse).

Nei costi operativi sono incluse sopravvenienze passive per circa Euro 86.167 mila che si bilanciano, per un valore pressoché identico, sia con le sopravvenienze attive come già precedentemente segnalato sia con componenti specifiche di ricavo destinate, sulla base del quadro regolatorio vigente alla loro copertura (componenti DP a copertura oneri riconciliazione).

I proventi finanziari netti si riferiscono principalmente agli interessi su depositi bancari per le liquidità generatesi nel periodo.

Gli oneri straordinari netti sono composti principalmente dall'accantonamento di fine esercizio relativo all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti e dalle somme erogate durante l'anno allo stesso titolo.

La voce imposte sul reddito dell'esercizio comprende sia imposte correnti per Euro 11.730 mila che imposte anticipate per Euro 2.420 mila.

Il risultato di esercizio di Gruppo ammonta ad Euro 21.135 mila.

La situazione patrimoniale del Gruppo esistente al 31 dicembre è sintetizzata nel seguente prospetto:

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Euro mila

	al 31 dicembre 2004
Immobilizzazioni nette	
- Immobilizzazioni immateriali	22.611
- Immobilizzazioni materiali	88.803
- Immobilizzazioni finanziarie:	
• partecipazioni in altre imprese	1.704
• altri crediti	1.257
Totale	114.375
Capitale circolante netto	
- Crediti verso clienti	3.097.380
- Credito verso CCSE	338.966
- Ratei, risconti attivi e altri crediti	6.773
- Debiti verso fornitori	(3.496.808)
- Ratei, risconti passivi e altri debiti	(151.997)
- Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	49.594
- Debito verso CCSE per anticipazione IVA	(132.373)
Totale	(288.465)
Fondi diversi	(62.990)
Capitale investito netto	(237.080)
Patrimonio netto	102.981
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:	
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911
- disponibilità liquide	(352.972)
Totale	(340.061)
Copertura	(237.080)

Relativamente al dettaglio della composizione del saldo a fine anno si rimanda ai contenuti specifici della Nota integrativa.

Si segnala tuttavia che il livello delle disponibilità liquide è legato essenzialmente alle risorse esistenti il 31 dicembre 2004 per effetto del, seppur limitato, sfasamento temporale tra alcune tipologie di incasso che avvengono negli ultimi giorni dell'anno ed i relativi pagamenti che si realizzano a partire dai primi giorni del mese successivo.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEI SOCI AI SENSI DELL'ART. 2429 DEL CODICE CIVILE

All'Assemblea degli Azionisti della società GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE S.P.A.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso il 31/12/2004 la nostra attività è stata ispirata alle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare nel corso dell'esercizio:

- abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione partecipando alle riunioni dell'assemblea e del Consiglio di amministrazione. A tale riguardo non abbiamo rilevato violazioni degli adempimenti civilistici o statutari né sono state deliberate azioni manifestamente imprudenti tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle Direzioni, dal soggetto incaricato del controllo contabile, e l'esame dei documenti aziendali. A tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire;
- abbiamo tenuto riunioni con il soggetto incaricato del controllo contabile e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
- abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni dai responsabili delle Direzioni, e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire;
- non sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c.;
- non sono emersi ulteriori fatti significativi nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, tali da richiederne la menzione nella presente relazione;
- abbiamo esaminato il progetto di bilancio d'esercizio della società al 31/12/2004 redatto dagli Amministratori ai sensi di legge e da questi regolarmente comunicato al Collegio Sindacale, unitamente ai prospetti e agli allegati di dettaglio, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 24 marzo 2005.

Lo stato patrimoniale evidenzia un utile dell'esercizio di Euro 14.588.244 che si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE

<i>Euro</i>	
Attivo	31.12.2004
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti	-
Immobilizzazioni	122.305.431
Attivo circolante	3.265.685.929
Ratei e risconti attivi	371.449
TOTALE ATTIVO	3.388.362.809

<i>Euro</i>	
Patrimonio netto e passivo	31.12.2004
Patrimonio netto	
<i>I Capitale</i>	26.000.000
<i>IV Riserva legale</i>	2.698.577
<i>VII Altre riserve</i>	51.564.368
<i>IX Utile (perdita) dell'esercizio</i>	14.588.244
TOTALE PATRIMONIO NETTO	94.851.189
Fondo per rischi ed oneri	34.791.185
T.F.R. di lavoro subordinato	19.511.114
Debiti	3.100.311.815
Ratei e risconti passivi	138.897.506
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	3.388.362.809

CONTI D'ORDINE

<i>Euro</i>	
Conti d'ordine	40.136.862.066

Il Conto economico presenta, in sintesi, i seguenti valori:

CONTO ECONOMICO

<i>Euro</i>	
	31.12.2004
Valore della produzione	13.345.920.507
Costi della produzione	13.328.200.003
Differenza tra valori e costi della produzione	17.720.504
Proventi e oneri finanziari	6.406.204
Rettifiche di valore delle attività finanziarie	-
Proventi e oneri straordinari	(1.278.464)
Risultato prima delle imposte	22.848.244
Imposte sul reddito	(8.260.000)
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	14.588.244

In merito all'esame del bilancio riferiamo quanto segue:

- non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura, e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire;
- abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire;
- per quanto a nostra conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 4, c.c.;
- i costi di ricerca, sviluppo e pubblicità, pari al 31/12/2004 ad Euro 45 mila, sono stati iscritti in bilancio al netto degli ammortamenti, con il nostro consenso ed a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del Codice civile. Le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di ricerca, sviluppo e pubblicità come previsto dall'art. 2426, comma 1, n. 5 del Codice civile.

Si evidenzia che il 2004 segna l'avvio dell'operatività delle Società controllate "Acquirente Unico S.p.A." e "Gestore del Mercato elettrico S.p.A." e pertanto per l'esercizio 2004 è stato redatto per la prima volta il bilancio consolidato di Gruppo.

Abbiamo verificato la rispondenza del bilancio del GRTN S.p.A. ai fatti ed alle informazioni di cui abbiamo conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

Considerando anche le risultanze dell'attività svolta dall'organo di controllo contabile, esprimiamo parere favorevole alla approvazione del bilancio d'esercizio chiuso il 31/12/2004, così come redatto dagli Amministratori.

Roma, 30 marzo 2005

Il Collegio Sindacale
Presidente Dr. Francesco MASSICCI
Sindaco Avv. Serafino GATTI

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRTN
CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2004**

Signori Azionisti,

a seguito dell'avvio dell'operatività delle controllate Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A., per il 2004 GRTN S.p.A. redige per il primo anno il Bilancio consolidato di Gruppo.

Abbiamo esaminato il progetto di bilancio consolidato al 31/12/2004 redatto dagli Amministratori ai sensi di legge e da questi regolarmente comunicato al Collegio Sindacale, unitamente ai prospetti e agli allegati di dettaglio, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 24 marzo 2005.

Esso si riassume nei seguenti valori:

Euro mila

Totale attivo	4.040.202
Patrimonio netto	102.981
Utile dell'esercizio	21.135

Non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso. A tale riguardo si precisa quanto segue:

- il bilancio consolidato è stato redatto in conformità al decreto legislativo n. 127/91 ed è composto dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico e dalla Nota integrativa corredata da alcuni allegati che ne fanno parte integrante. Per l'analisi della gestione del Gruppo nell'esercizio 2004 si fa riferimento alla Relazione sulla gestione del Bilancio civilistico della Capogruppo;
- dall'esame della composizione del Gruppo e dei rapporti di partecipazione emerge che le Società consolidate sono state individuate in modo corretto;
- il bilancio risponde ai fatti ed informazioni di cui il Collegio Sindacale è venuto a conoscenza nell'ambito dell'esercizio dei suoi doveri.

Il Collegio Sindacale, sulla base anche delle risultanze dell'attività svolta dall'organo di controllo contabile, non ha osservazioni da formulare sul bilancio consolidato del Gruppo GRTN relativo all'esercizio 2004.

Roma, 30 marzo 2005

Il Collegio Sindacale
Presidente Dr. Francesco MASSICCI
Sindaco Avv. Serafino GATTI

Relazione della Società di Revisione

Deloitte

Deloitte & Touche S.p.A.
Via della Camilluccia, 589/A
00135 Roma
Italia

Tel: +39 06 367491
Fax: +39 06 36749282
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO D'ESERCIZIO AI SENSI DELL'ART. 2409-TER DEL CODICE CIVILE

All'Azionista del
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2004. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, 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.

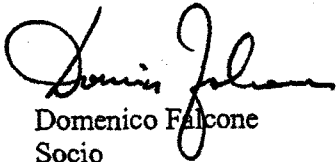
Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati a fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 15 giugno 2004.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. al 31 dicembre 2004 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. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni fornite:

sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia, più ampiamente descritte nella sezione "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" della nota integrativa, per le quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi;

sulla cessione in corso alla Terna S.p.A. del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento, nell'ambito dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004, descritta nella sezione "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della relazione sulla gestione.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Domenico Falcone
Socio

Roma, 7 aprile 2005

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO CONSOLIDATO
AI SENSI DELL'ART. 2409-TER DEL CODICE CIVILE**

**All'Azionista del
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. e sue controllate chiuso al 31 dicembre 2004. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, 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.

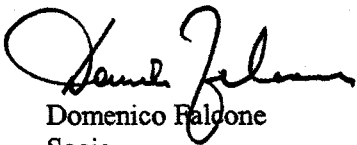
I saldi relativi all'esercizio precedente non sono presentati a fini comparativi essendo questo il primo bilancio consolidato predisposto dalla Società.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 2004 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 e sue controllate.
4. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni:

sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia, più ampiamente descritte nella sezione "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" della nota integrativa, per le quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi;

sulla cessione in corso alla Terna S.p.A. del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento, nell'ambito dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004, descritta nella sezione "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della relazione sulla gestione.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Domenico Faldone
Socio

Roma, 7 aprile 2005

BILANCIO CONSUNTIVO

Schemi di bilancio

STATO PATRIMONIALE**ATTIVO**

	al 31.12.2004 Euro		al 31.12.2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI				
B) IMMOBILIZZAZIONI				
I. Immateriali				
- Costi di impianto e di ampliamento				
- Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	45.040		60.053	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	6.387.080		5.134.119	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	15.032		17.996	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	6.289.442		1.526.933	
- Altre	4.922.772		3.626.373	
		17.659.366		10.365.474
II. Materiali				
- Terreni e fabbricati	50.443.167		48.417.471	
- Impianti e macchinario	12.811.625		12.753.945	
- Attrezzature industriali e commerciali	213.890		249.049	
- Altri beni	10.010.862		8.167.249	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	13.352.787		12.589.399	
		86.832.331		82.177.113
III. Finanziarie				
- Partecipazioni in:				
• imprese controllate	15.000.000		15.000.000	
• altre imprese	1.704.308		1.704.308	
	16.704.308		16.704.308	
<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
- Crediti				
• verso altri	220.216	1.109.426	106.345	870.304
		1.109.426		870.304
		17.813.734		17.574.612
Totale immobilizzazioni		122.305.431		110.117.199
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
C) ATTIVO CIRCOLANTE				
I. Rimanenze				
II. Crediti				
- Verso clienti	1.238.980	1.295.863.815	8.523.202	1.014.132.806
- Verso imprese controllate		1.222.476.071		1.414.049
- Crediti tributari		50.882.929		651.692.464
- Imposte anticipate		2.420.000		-
- Verso altri		5.103.088		3.365.959
- Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		415.399.320		450.720.994
		2.992.145.223		2.121.326.272
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni				
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali		273.520.824		30.702.692
- Danaro e valori in cassa		19.882		17.472
		273.540.706		30.720.164
Totale attivo circolante		3.265.685.929		2.152.046.436
D) RATEI E RISCONTI				
- Risconti attivi		371.449		419.393
Totale ratei e risconti		371.449		419.393
TOTALE ATTIVO		3.388.362.809		2.262.583.028

STATO PATRIMONIALE**PASSIVO**

	al 31.12.2004 Euro		al 31.12.2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale		26.000.000		26.000.000
IV. Riserva legale		2.698.577		2.077.415
VII. Altre riserve:				
- Riserva da conferimento		291.393		291.393
- Riserva disponibile		51.272.972		39.470.881
- Riserva da arrotondamento		3		(1)
IX. Utile dell'esercizio		14.588.244		12.423.253
Totale patrimonio netto		94.851.189		80.262.941
B) FONDI PER RISCHI E ONERI				
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		1.145.630		1.336.777
- Per imposte, anche differite		939.511		-
- Altri		32.706.044		40.200.570
Totale fondi per rischi e oneri		34.791.185		41.537.347
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		19.511.114		18.959.106
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
D) DEBITI				
- Debiti verso banche	12.911.422	12.911.422	12.911.422	159.408.144
- Debiti verso fornitori		2.055.999.645		1.328.178.160
- Debiti verso imprese controllate		826.269.648		3.926.390
- Debiti tributari		2.412.318		1.497.134
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.456.937		2.231.124
- Altri debiti		6.184.147		2.968.461
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		194.077.698		622.427.240
Totale debiti		3.100.311.815		2.120.636.653
E) RATEI E RISCONTI				
- Ratei passivi		175.467		169.088
- Risconti passivi:				
• altri		138.722.039		1.017.893
Totale ratei e risconti		138.897.506		1.186.981
TOTALE PASSIVO		3.293.511.620		2.182.320.087
TOTALE PATRIMONIO NETTO PASSIVO		3.388.362.809		2.262.583.028
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute		502.643.821		458.761.964
- Altri Conti d'ordine		39.634.218.245		42.903.840.270
Totale conti d'ordine		40.136.862.066		43.362.602.234

CONTO ECONOMICO

	Esercizio 2004 Euro		Esercizio 2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	13.281.158.837		6.397.741.146	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716.218		370.195	
- Altri ricavi e proventi	60.045.452		115.148.811	
Totale valore della produzione		13.345.920.507		6.513.260.152
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		11.463.542.991		5.398.559.037
- Per servizi		709.336.149		104.443.338
- Per godimento di beni di terzi		968.416.943		853.231.059
- Per il personale:				
a) salari e stipendi	40.767.618		34.468.853	
b) oneri sociali	10.720.656		9.587.188	
c) trattamento di fine rapporto	3.162.336		2.885.825	
d) trattamento di quiescenza e simili	153.208		361.470	
e) altri costi	1.347.693		1.371.836	
		56.151.511		48.675.172
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	7.076.736		7.197.170	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	7.900.449		9.409.129	
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni			102.258	
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	18.603.526		10.985.126	
		33.580.711		27.693.683
- Accantonamenti per rischi		8.971.398		8.479.873
- Altri accantonamenti		687.796		
- Oneri diversi di gestione		87.512.504		46.640.173
Totale costi della produzione		13.328.200.003		6.487.722.335
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		17.720.504		25.537.817
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
- Altri proventi finanziari:				
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	26.821		24.810	
• proventi diversi dai precedenti:				
- da imprese controllate	438		1.898	
- altri	6.976.405		9.956.304	
		7.003.664		9.983.012
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	597.460		671.956	
		597.460		671.956
Totale proventi e oneri finanziari		6.406.204		9.311.056

CONTO ECONOMICO

	Esercizio 2004 Euro		Esercizio 2003 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
- Svalutazioni:				
• di partecipazioni			11.671.670	11.671.670
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		-		(11.671.670)
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
- Proventi:				
• vari	1.667.075	1.667.075	16.947.407	16.947.407
- Oneri:				
• vari	2.945.539	2.945.539	11.601.357	11.601.357
Totale delle partite straordinarie		(1.278.464)		5.346.050
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		22.848.244		28.523.253
- Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(8.260.000)		(16.100.000)
Utile dell'esercizio		14.588.244		12.423.253

Nota integrativa

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

La struttura, la composizione, nonché la classificazione delle voci dello Stato patrimoniale, del Conto economico e della Nota integrativa sono conformi a quanto previsto dal D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127 e in ottemperanza alle norme del Codice Civile.

Inoltre si è tenuto conto delle modifiche e delle integrazioni ai principi contabili apportate dal documento OIC 1 dall'Organismo Italiano di Contabilità ("OIC") resi necessarie a seguito della riforma operata dal legislatore in materia di diritto societario con il D.Lgs. del 17 gennaio 2003, n. 6 e sue successive modificazioni.

Nel rispetto di quanto indicato dal principio contabile n. 12 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, sono state opportunamente adattate e aggiunte alcune voci del bilancio (Crediti e Debiti verso CCSE) e vengono fornite – ancorché non previste da specifiche disposizioni di legge – tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una completa informativa di bilancio.

Nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma, del Codice Civile, pertanto la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel rispetto delle disposizioni previste dall'art. 2426 Codice Civile.

Si evidenzia che, allo scopo di facilitare la lettura dello Stato patrimoniale e del Conto economico, sono state eliminate le voci di bilancio precedute da numeri arabi il cui saldo risulta pari a zero. Come previsto dall'art. 2423, 5° comma, del Codice Civile, lo Stato patrimoniale e il Conto economico sono stati redatti in unità di Euro, senza cifre decimali, mentre le informazioni della Nota integrativa, a commento delle voci dello Stato patrimoniale e del Conto economico, sono espresse in migliaia di Euro.

Tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 2004 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze dell'esercizio precedente come previsto dall'art. 2423 ter, 5° comma, del Codice Civile.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società, sono stati predisposti – a corredo della relazione sulla gestione – lo Stato patrimoniale e il Conto economico riclassificati in forma sintetica nonché il Rendiconto finanziario. Di seguito sono illustrati i principi contabili adottati, uniformati ai principi generali richiamati dagli art. 2423 e 2423-bis del Codice Civile, che enunciano i criteri seguiti nella valutazione delle diverse voci di bilancio, nella determinazione degli ammortamenti e degli accantonamenti.

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2004 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Codice Civile omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, i più significativi dei quali sono riportati nei punti di seguito analizzati. Inoltre si è tenuto conto delle modifiche e delle integrazioni ai principi contabili apportate dal documento OIC 1 dall'Organismo Italiano di Contabilità ("OIC") resi necessarie a seguito della riforma operata dal legislatore in materia di diritto societario con il D.Lgs. del 17 gennaio 2003, n. 6 e sue successive modificazioni.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione. L'ammortamento viene calcolato a quote costanti ed è determinato in base alla prevista utilità economica.

I costi di ricerca e sviluppo sono stati capitalizzati previo consenso del Collegio Sindacale ed ammortizzati in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

I costi per i diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità futura di tre esercizi.

I marchi si riferiscono ai costi sostenuti per il loro acquisto e sono ammortizzati in un arco temporale di 10 anni.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al valore di conferimento basato sulla perizia di stima del patrimonio aziendale o al costo di acquisizione o di produzione, incluso anche dei costi accessori direttamente imputabili.

Gli ammortamenti sono stati calcolati sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Non si è provveduto ad effettuare ulteriori ammortamenti esclusivamente per conseguire benefici fiscali, in ottemperanza alle modifiche introdotte dalla riforma del diritto societario (D.Lgs. 6/03) che ha abrogato il secondo comma dell'articolo 2426 del Codice Civile, che consentiva di effettuare in bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie. Di conseguenza non sono stati imputati al Conto economico le rettifiche e gli accantonamenti che, pur essendo considerati deducibili dalla normativa fiscale, non sono espressamente previsti dalla nuova normativa civilistica in materia di bilancio.

Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti della valutazione effettuata.

Sono di seguito indicate le principali aliquote di ammortamento economico-tecniche:

	Aliquote % economico-tecniche
Fabbricati	2,5
Impianti di trasmissione	20
Attrezzature industriali e commerciali	10
Stazioni di lavoro	20

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria, in quanto non modificativi della consistenza o delle potenzialità delle immobilizzazioni, sono addebitati integralmente al Conto economico dell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi di manutenzione aventi, invece, natura incrementativa sono attribuiti ai relativi cespiti ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo del bene.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in imprese controllate, imprese collegate ed altre imprese sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Il costo delle partecipazioni viene eventualmente ridotto nel caso in cui le partecipate conseguano perdite durevoli e non siano prevedibili nell'immediato futuro utili di entità tale da assorbire le perdite stesse; se vengono meno i motivi della svalutazione effettuata il valore originario viene ripristinato negli esercizi successivi.

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono inoltre i crediti verso il personale per prestiti ai dipendenti registrati al loro valore nominale residuo.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo e classificati fra le Immobilizzazioni finanziarie e l'Attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

I valori suddetti risultano dalla differenza tra i valori nominali dei crediti commerciali e il fondo svalutazione crediti portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che alla data del 31 dicembre 2004 risulta ancora da incassare, nonché alla quota dei ricavi di competenza del bilancio 2004 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale; quelli per imposte correnti sono iscritti in base alle aliquote in vigore, applicate ad una realistica stima del reddito imponibile. Se le imposte da corrispondere sono inferiori ai crediti di imposta, agli acconti versati e alle ritenute subite, la differenza rappresenta un credito ed è iscritta nell'attivo dello Stato patrimoniale.

Ratei e risconti

Comprendono quote di proventi ed oneri, comuni a più esercizi in funzione del principio della competenza economica e temporale.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia, alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di quiescenza ed obblighi simili

Accoglie le indennità sostitutive del preavviso 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

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile – in base agli elementi a disposizione – al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza

certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura d'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

È stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alle leggi ed 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 erogate agli stessi ai sensi di legge, nonché della parte destinata ai fondi pensione.

Conti d'ordine

I criteri di valutazione ed il contenuto di tali conti sono conformi al principio contabile n. 22 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

Contributi in conto capitale

I contributi ed i relativi crediti sono iscritti in contabilità al momento in cui esiste una delibera formale di erogazione da parte dell'ente concedente e sospesi nel Conto economico, attraverso i risconti passivi, nell'attesa del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono. Al momento del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono sono iscritti a detrazione del valore dello stesso e accreditati a Conto economico in ragione dell'ammortamento del bene. Tali crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo ed iscritti nell'attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

Ricavi e costi

Sono rilevati in base al principio della prudenza e competenza economica e sono iscritti in bilancio al netto degli abbuoni e degli sconti.

I ricavi per le altre prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'AEEG in vigore nel periodo di riferimento.

Imposte sul reddito d'esercizio

Le imposte correnti sul reddito d'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore e tenendo conto delle agevolazioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.

In applicazione del principio contabile n. 25, vengono rilevate, qualora ne esistano i presupposti, imposte differite sulla base delle differenze di natura temporanea tra il risultato lordo civilistico e l'imponibile fiscale.

Se dal ricalcolo emerge un onere fiscale anticipato, esso viene iscritto in bilancio nelle imposte anticipate nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del suo futuro recupero.

Le imposte anticipate sono iscritte alla voce Crediti – imposte anticipate, le imposte differite alla voce Fondo per imposte, anche differite.

STATO PATRIMONIALE**ATTIVO****CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI**

Al 31 dicembre 2004 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI - Euro 122.305 mila

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce, come previsto dall'art. 2427 del Codice Civile: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (incrementi, disinvestimenti, svalutazioni, altri movimenti) e il saldo finale.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI - Euro 17.659 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono qui di seguito esposti:

<i>Euro mila</i>	Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Situazione al 31.12.2003						
Costo originario	75	14.096	30	1.527	8.421	24.149
Ammortamenti	(15)	(8.962)	(12)	-	(4.795)	(13.784)
Saldo al 31.12.2003	60	5.134	18	1.527	3.626	10.365
Movimenti dell'esercizio 2004						
Incrementi	-	5.305	-	4.568	3.993	13.866
Passaggi in esercizio	-	109	-	(372)	263	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	566	-	566
Disinvestimenti netti	-	(61)	-	-	-	(61)
Ammortamenti	(15)	(4.100)	(3)	-	(2.959)	(7.077)
Saldo movimenti dell'esercizio 2004	(15)	1.253	(3)	4.762	1.297	7.294
Situazione al 31.12.2004						
Costo originario	75	19.449	30	6.289	12.677	38.520
Ammortamenti cumulati	(30)	(13.062)	(15)	-	(7.754)	(20.861)
Saldo al 31.12.2004	45	6.387	15	6.289	4.923	17.659

Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità - Euro 45 mila

La voce si decrementa per la quota di ammortamento dell'esercizio ed è relativa agli studi finalizzati a valutare il limite di massima capacità di trasporto sulle linee elettriche interconnesse con l'estero, al fine di migliorare i transiti tra i vari collegamenti. I costi sono stati capitalizzati previo consenso del Collegio Sindacale e sono ammortizzati in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno - Euro 6.387 mila

Gli incrementi dell'anno (Euro 5.305 mila) sono dovuti principalmente alla capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- acquisto licenze software;
- adeguamento programmi di Network e System Management relativo alla borsa elettrica;
- implementazione dell'infrastruttura tecnologica e dei servizi di telecomunicazione per il ripristino rapido dei sistemi informatici in caso di malfunzionamento;

A tale incremento si contrappone la riduzione per il relativo ammortamento dell'anno di Euro 4.100 mila.

Il processo di ammortamento avviene in tre anni come suggerito al principio contabile n. 24 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili - Euro 15 mila

Tale voce costituita dai marchi, che rileva le spese sostenute dalla società per la realizzazione del logo aziendale, si è decrementata per la quota di ammortamento dell'anno. Il marchio si ammortizza in un periodo di 10 anni.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 6.289 mila

Gli incrementi della voce immobilizzazioni in corso e acconti avvenuti nell'esercizio 2004, pari ad Euro 4.568 mila, derivano:

- dalla realizzazione del codice di rete;
- dalla capitalizzazione dei costi per studi di fattibilità e per la costruzione di nuove linee di collegamento in Italia e all'estero, per studi tecnici ed ambientali;
- implementazione e revisione architettura di funzioni applicative;
- ampliamento e miglioramento del sistema Forecast e Comandi e del sistema di controllo dei distacchi automatici EDA.

Altre - Euro 4.923 mila

Nelle altre immobilizzazioni immateriali, gli incrementi si riferiscono principalmente a:

- implementazione del programma Settlement per il calcolo degli oneri di sbilancio dei singoli impianti relativi alle differenze tra programma di borsa e immissione effettiva effettuata attraverso il Metering;
- rafforzamento dell'architettura dei sistemi di borsa e di controllo in linea presso la sede operativa;
- manutenzione evolutiva dei programmi certificati verdi, sistema datawarehouse per l'area del personale, per l'applicazione registro operatori e registro unità di produzione ecc.

L'ammortamento (Euro 2.959 mila) avviene in un arco temporale di tre anni sulla base dell'utilità economica.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI - Euro 86.832 mila

La consistenza e la movimentazione per singola categoria delle immobilizzazioni materiali sono evidenziate nel prospetto seguente:

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2003						
Costo originario	54.373	34.899	398	12.765	12.590	115.025
Fondo ammortamento	(5.956)	(22.145)	(149)	(4.598)	-	(32.848)
Saldo al 31.12.2003	48.417	12.754	249	8.167	12.590	82.177
Movimenti dell'esercizio 2004						
Acquisizioni del periodo: investimenti	1.315	3.461	7	4.567	3.478	12.828
Passaggi in esercizio	1.046	1.033	-	-	(2.079)	-
Riclassifiche contabili	57	13	-	-	(636)	(566)
Disinvestimenti netti:						
- Valore di bilancio	-	(4.968)	-	(75)	-	(5.043)
- Fondo ammortamento	-	2.794	-	20	-	2.814
Totale	-	(2.174)	-	(55)	-	(2.229)
Ammortamenti	(1.385)	(3.749)	(42)	(2.724)	-	(7.900)
Disinquinamento fiscale	993	1.474	-	55	-	2.522
Saldo movimenti dell'esercizio 2004	2.026	58	(35)	1.843	763	4.655
Situazione al 31.12.2004						
Costo originario	56.791	34.438	405	17.257	13.353	122.244
Fondo ammortamento	(6.348)	(21.626)	(191)	(7.247)	-	(35.412)
Saldo al 31.12.2004	50.443	12.812	214	10.010	13.353	86.832

Terreni e fabbricati - Euro 50.443 mila

La voce rispetto al precedente esercizio si è incrementata sia per effetto di nuovi investimenti, pari ad Euro 1.315 mila, sia per i passaggi in esercizio, pari ad Euro 1.046 mila, legati principalmente alla ristrutturazione dell'edificio della sede legale della società, mentre il decremento è da imputare esclusivamente all'ammortamento dell'esercizio.

Impianti e macchinario - Euro 12.812 mila

L'incremento della voce deriva da nuovi investimenti pari ad Euro 3.461 mila che si riferiscono principalmente agli impianti relativi all'immobile della sede sociale della società.

I disinvestimenti netti derivano principalmente dall'imputazione di parte del valore iscritto in bilancio nel Fondo dismissioni impianti industriali direttamente a riduzione del valore dei cepti a seguito della riorganizzazione della funzione di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.

Altri beni - Euro 10.010 mila

Gli investimenti (Euro 4.567 mila) si riferiscono principalmente all'acquisto di sistemi hardware per l'adeguamento del sistema informatico aziendale, all'installazione del software di base presso i server per l'uso dei sistemi, al completamento della replica dei dati e all'acquisto di arredamento dell'edificio della sede legale della società.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 13.353 mila

Il saldo di tale voce si riferisce principalmente ai costi che si stanno sostenendo per la ristrutturazione tutt'ora in corso della sede legale della società e all'adeguamento del Sistema di controllo in linea della rete elettrica (SCTI).

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2004 sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche, rappresentative della vita utile dei cespiti come consentito dalla normativa vigente.

Non sono stati contabilizzati in bilancio gli ulteriori ammortamenti eccedenti in ottemperanza alle modifiche introdotte dalla riforma del diritto societario (D.Lgs. 6/03) che ha abrogato il secondo comma dell'articolo 2426 del Codice Civile, che consentiva di effettuare in bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie. L'operazione di disinquinamento ha interessato il valore del fondo ammortamento eccedente presente in bilancio al 31 dicembre 2003 e indicato in modo esplicito nella relativa Nota integrativa come accantonamento effettuato in applicazione di norme tributarie. L'importo netto oggetto del disinquinamento è pari ad Euro 1.583 mila ed è stato imputato nei proventi straordinari dell'anno come indicato dal Documento n. 1 dell'OIC al netto del fondo imposte differite. L'eliminazione delle suddette partite ha ripristinato quindi il valore civilistico delle immobilizzazioni materiali.

Al 31 dicembre 2004, il Fondo ammortamento civilistico rappresenta nel suo complesso il 29% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

Alla data del 31 dicembre 2004 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - Euro 17.814 mila

Sono costituite da partecipazioni in imprese controllate pari ad Euro 15.000 mila, da partecipazioni in altre imprese per Euro 1.704 mila e per Euro 1.110 mila da crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni - Euro 16.704 mila

Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Rispetto all'esercizio 2003 non si sono verificate movimentazioni nella voce partecipazioni.

• Imprese controllate – Euro 15.000 mila

- *Acquirente Unico S.p.A.*

La partecipazione ammonta ad Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

- *Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.*

La partecipazione ammonta ad Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

• **Altre imprese - Euro 1.704 mila**

È costituita dalla partecipazione nella società CESI S.p.A. pari al 9,4% del capitale, il cui pacchetto di maggioranza è posseduto dal Gruppo Enel.

La società opera nella realizzazione e gestione di laboratori ed impianti per prove, collaudi, studi e ricerche sperimentali interessanti l'elettrotecnica in generale ed il progresso tecnico e scientifico.

Si evidenzia che il valore di iscrizione a bilancio è rimasto invariato rispetto all'esercizio 2003 non esistendo al momento condizioni durevoli tali da giustificare eventuali rettifiche.

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1, punto 5, Codice Civile, si evidenzia l'elenco delle partecipazioni:

Euro mila

Partecipazione	Sede legale	Capitale sociale al 31.12.2004	Patrimonio netto al 31.12.2004	Utile dell'esercizio al 31.12.2004	Quota % possesso	Valore attribuito
A. Imprese controllate						
Aquirente Unico S.p.A.	Roma	7.500	10.440	2.940	100	7.500
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	Roma	7.500	12.691	5.191	100	7.500
B. Altre Imprese						
Cesi S.p.A.	Milano	8.550	19.720	913	9,4	1.704

Crediti verso altri - Euro 1.110 mila

La voce è costituita principalmente dai prestiti ai dipendenti, remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e che vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento. Rispetto al valore dell'esercizio 2003 (Euro 870 mila) si è verificato un incremento di Euro 239 mila.

Nell'apposita tabella di dettaglio inserita a completamento dell'attivo è stato indicato l'importo dei crediti con scadenza entro e oltre i cinque anni.

ATTIVO CIRCOLANTE - Euro 3.265.685 mila**CREDITI - Euro 2.992.145 mila**

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Crediti verso clienti - Euro 1.295.864 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti di natura commerciale derivanti dall'attività inerente alla vendita, al trasporto e al dispacciamento dell'energia ed è comprensiva anche di quelli relativi a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare.

La seguente tabella evidenzia la loro composizione ed il raffronto rispetto al 2003:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- attività di vendita energia elettrica CIP 6 (delibera 223/00)	196.665	395.309	(198.644)
- attività di trasporto nazionale, estera e componente A3	478.166	321.868	156.298
- attività di dispacciamento	524.639	302.355	222.284
- attività di vendita energia elettrica	120.588	-	120.588
- attività diverse connesse all'energia	7.027	12.726	(5.699)
- per forniture e prestazioni diverse dall'energia	615	5.031	(4.416)
Totale crediti verso clienti	1.327.700	1.037.289	290.411
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2004	(31.836)	(23.156)	(8.680)
Totale	1.295.864	1.014.133	281.731

I crediti sopra esposti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31 dicembre 2004, che rispetto all'anno precedente si incrementa per effetto degli accantonamenti pari ad Euro 18.603 mila e si riduce per la differenza a seguito degli utilizzi. Tale fondo risulta complessivamente calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche, in relazione all'anzianità e allo status del credito (ordinario, di difficile recupero ecc.). La stima infatti è stata effettuata considerando sia il rischio specifico legato a particolari posizioni creditorie sia il rischio connesso alle perdite potenziali che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2004.

Crediti verso imprese controllate - Euro 1.222.476 mila

Sono così rappresentati:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Verso Acquirente Unico S.p.A.			
Crediti per vendita energia	1.011.792	-	1.011.792
Crediti per corrispettivi diversi connessi al servizio di dispacciamento	132.455	-	132.455
Crediti per capacità di trasporto interconnessione - delibera 180/99	426	-	426
Crediti per forniture e prestazioni di diversa natura	62.700	493	62.207
Totale	1.207.373	493	1.206.880
Verso Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
Crediti per operazioni sul mercato elettrico	4.856	-	4.856
Crediti per forniture e prestazioni di diversa natura	10.247	921	9.326
Totale	15.103	921	14.182
Totale	1.222.476	1.414	1.221.062

La totale variazione positiva della voce pari ad Euro 1.221.062 mila è determinata dall'avvio dell'operatività delle società a seguito della partenza del mercato elettrico e si riferisce quasi totalmente alla fatturazione dell'energia effettuata nei confronti dell'AU a titolo di fornitura energia CIP 6 e all'energia ceduta a titolo di contratti di scambio.

L'importo della voce crediti per forniture e prestazioni di diversa natura è invece costituito principalmente dal trasferimento del credito per IVA infragruppo (Euro 60.161 mila per l'AU ed Euro 7.938 mila per il GME) e dal residuo dei crediti derivanti dal contratto di servizio stipulato con le società controllate per la fornitura di prestazioni diverse.

Crediti tributari - Euro 50.883 mila

La voce presenta un decremento rispetto all'esercizio 2003, pari ad Euro 600.809 mila, dovuto sostanzialmente alla riduzione del credito verso l'Erario per IVA che si decrementa per Euro 594.658 mila, come conseguenza delle diverse iniziative poste in essere dal GRTN nel corso dell'anno per il contenimento di tale esposizione creditoria.

Gli altri crediti tributari (Euro 11.904 mila) sono composti principalmente dai crediti tributari per acconti IRPEG versati nei precedenti esercizi al netto del debito risultante dalla stima dell'IRES di competenza dell'esercizio.

Il totale del credito IRAP dell'anno 2003 e degli acconti IRAP versati nel corso del 2004 è risultato inferiore al debito complessivo accertato a fine anno, pertanto per l'esercizio 2004 risulta un debito tributario per IRAP, come evidenziato nella relativa tabella esposta nel passivo.

Imposte anticipate - Euro 2.420 mila

La movimentazione dei crediti per imposte anticipate, determinata in base alle aliquote vigenti, è di seguito evidenziata:

Euro mila

	al 31.12.2003	Ammontare delle differenze temporanee rilevate a Conto economico	Aliquota	al 31.12.2004
Crediti per imposte anticipate:				
- su Fondo rischi e oneri tassati	-	2.000	33%	660
- su Svalutazione di partecipazioni anni precedenti	-	4.476	33%	1.477
- su Oneri ripianamento FPE	-	858	33%	283
Totale	-	7.334		2.420

Dette imposte anticipate si riferiscono a differenze temporanee deducibili in futuri esercizi per le quali si prevede l'esistenza di un reddito imponibile non inferiore all'ammontare delle stesse differenze.

Crediti verso altri - Euro 5.103 mila

Tali crediti al 31 dicembre 2004 ammontano ad Euro 5.103 mila e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2003 sono qui di seguito evidenziate:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Credito per IVA da recuperare da stato estero	3.810	2.158	1.652
Crediti per contributi da terzi	773	877	(104)
Anticipi a terzi	228	41	187
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	17	35	(18)
Partite diverse	275	254	21
Totale	5.103	3.365	1.738

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 415.399 mila

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della CCSE a titolo dei contributi di competenza dovuti al GRTN per l'acquisto di energia ai sensi della delibera AEEG 20/01 e successive. Rispetto all'esercizio 2003 il credito si è ridotto di Euro 35.322 mila.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE - Euro 273.541 mila

Sono così formate:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Depositi bancari	273.521	30.703	242.818
Denaro e valori in cassa	20	17	3
Totale	273.541	30.720	242.821

L'incremento delle disponibilità liquide, pari ad Euro 242.821 mila, rispetto all'esercizio 2003 è legato essenzialmente alle risorse esistenti il 31 dicembre 2004 per effetto del limitato sfasamento temporale esistente tra alcune tipologie di incasso che avvengono negli ultimi giorni dell'anno ed i relativi pagamenti che si realizzano a partire dai primi giorni del mese successivo.

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

RATEI E RISCONTI ATTIVI - Euro 371 mila

Si sono rilevati fenomeni economici relativi a diverse tipologie di contratto, che hanno reso necessaria la contabilizzazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi come evidenziato nella seguente tabella:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Risconti attivi:			
- per premi di assicurazione	22	22	-
- altri	349	397	(48)
Totale	371	419	(48)

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei crediti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila

	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Depositi in contanti presso terzi	83	-	4	87
Prestiti concessi ai dipendenti	138	400	485	1.023
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	221	400	489	1.110
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	1.294.625	1.239	-	1.295.864
Crediti verso controllate	1.222.476	-	-	1.222.476
Crediti tributari	50.883	-	-	50.883
Imposte anticipate	2.420	-	-	2.420
Crediti verso altri	5.103	-	-	5.103
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	415.399	-	-	415.399
Totale crediti del circolante	2.990.906	1.239	-	2.992.145
Totale	2.991.127	1.639	489	2.993.255

STATO PATRIMONIALE**PASSIVO****PATRIMONIO NETTO - Euro 94.851 mila**

I movimenti intervenuti nell'esercizio 2004 sono di seguito evidenziati:

<i>Euro mila</i>	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile dell'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2002	26.000	1.518	28.834	291	11.197	67.840
Destinazione dell'utile 2002						
- a riserva legale	-	560	-	-	(560)	-
- a riserva disponibile	-	-	10.637	-	(10.637)	-
Risultato netto dell'esercizio 2003						
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	12.423	12.423
Saldo al 31.12.2003	26.000	2.078	39.471	291	12.423	80.263
Destinazione dell'utile 2003						
- a riserva legale	-	621	-	-	(621)	-
- a riserva disponibile	-	-	11.802	-	(11.802)	-
Risultato netto dell'esercizio 2004						
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	14.588	14.588
Saldo al 31.12.2004	26.000	2.699	51.273	291	14.588	94.851

Di seguito si espongono in maniera analitica l'origine, la possibilità di utilizzo, la distribuibilità, nonché la mancata utilizzazione nei precedenti esercizi, delle voci di Patrimonio netto:

<i>Euro mila</i>	Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Utilizzo nei tre precedenti esercizi	
					Per copertura perdite	Per altre ragioni
	Capitale	26.000	-	-	-	-
	Riserva legale	2.699	B)	-	-	-
	Altre riserve:					
	Riserva da conferimento	291	A) B) C)	291	-	-
	Riserva disponibile	51.273	A) B) C)	51.273	-	-
	Risultato netto dell'esercizio 2004	14.588	-	-	-	-
	Totale				-	-
	Quota non distribuibile	28.699			-	-
	Residuo quota distribuibile	51.564			-	-
		80.263			-	-

Legenda:

- a) per aumento di capitale
- b) per copertura perdite
- c) per distribuzione ai soci

CAPITALE - Euro 26.000 mila

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di un Euro ciascuna.

RISERVA LEGALE - Euro 2.699 mila

Al 31 dicembre 2004 la voce risulta pari ad Euro 2.699 mila; l'aumento, pari ad Euro 621 mila rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2003, è attribuibile alla destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio precedente, come previsto dall'art. 2430 Codice Civile. Al 31 dicembre 2004 la riserva legale risulta pari al 10,38% del capitale sociale.

ALTRE RISERVE - Euro 51.564 mila

Nella voce riserva da conferimento è riportato l'importo di Euro 291 mila relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel S.p.A. a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce riserva disponibile, pari ad Euro 51.273 mila, deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione di utili a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 Codice Civile, in quanto le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità.

UTILE DELL'ESERCIZIO - Euro 14.588 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2004.

FONDI PER RISCHI E ONERI - Euro 34.791 mila

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2003	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	al 31.12.2004
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.337	161	(352)	1.146
Fondo per imposte, anche differite	-	940	-	940
Altri fondi				
Fondo contenzioso e rischi diversi	21.046	8.971	-	30.017
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.623	2.000	(2.623)	2.000
Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero	5.129	-	(5.129)	-
Fondo per interessi di mora	-	688	-	688
Fondo per margine di riconciliazione energia - delibera 13/99 anno 2000	9.051	-	(9.051)	-
Fondo dismissioni impianti industriali	2.351	-	(2.351)	-
Totale altri fondi	40.200	11.659	(19.154)	32.705
Totale fondi per rischi e oneri	41.537	12.760	(19.506)	34.791

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili - Euro 1.146 mila

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ha maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di Lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Gli accantonamenti sono costituiti dall'adeguamento delle suddette prestazioni per il personale in servizio mentre gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

Fondo imposte, anche differite - Euro 940 mila

Il fondo istituito quest'anno si riferisce agli effetti del disinquinamento fiscale effettuato a seguito della riforma del diritto societario relativamente alla quota del fondo ammortamento eccedente le aliquote economico-tecniche. Nel corso dell'esercizio tale fondo non è stato movimentato, non prevedendo in sede di dichiarazione dei redditi ammortamenti eccedenti. Il fondo inoltre non è stato utilizzato in quanto non esistono cespiti per i quali sia stato completato l'ammortamento fiscale e non ancora quello economico-tecnico.

Altri Fondi - Euro 32.705 mila**• Fondo contenzioso e rischi diversi - Euro 30.017 mila**

Il fondo, al 31 dicembre 2004, comprende pertanto i potenziali oneri relativi a contenzioso in corso, valutati sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni della società, altri legati ai rischi potenziali connessi con lo svolgimento di diverse attività operative, tutti considerati di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio. L'accantonamento (Euro 8.971 mila) si riferisce principalmente all'adeguamento per tener conto di tale ultima tipologia di onere.

Non si è tenuto conto di quelle vertenze che potrebbero risolversi con esito positivo.

Per le vertenze per le quali un eventuale esito negativo non è ragionevolmente quantificabile si rinvia al paragrafo "Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale".

Il Fondo al 31 dicembre 2004 è riferito alle tipologie di rischio di seguito indicate.

Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded). Alla data di chiusura di bilancio erano pendenti i ricorsi di alcune aziende di distribuzione che, come rappresentato già per lo scorso esercizio, hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell'AEEG del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla RTN, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla RTN, deve essere considerata anche la quota di energia prodotta dagli impianti di produzione nella disponibilità dell'impresa produttrice-distributrice (cd. *embedded generation*) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa. Dinanzi al TAR i ricorsi erano stati dichiarati irricevibili per motivi procedurali e, conseguentemente, le imprese hanno fatto ricorso al Consiglio di Stato. In data 9 aprile 2004, il Consiglio di Stato ha accolto i ricorsi presentati e ha annullato il provvedimento della AEEG del 25 giugno 2001. Il GRTN ha provveduto a dare informativa all'AEEG per conoscere i provvedimenti che la stessa intendeva prendere. In data 18 giugno 2004 l'AEEG ha emanato la delibera 91/04 con cui ha disposto di avviare un procedimento per la formazione di un provvedimento finalizzato a dirimere le controversie; anche questa delibera è stata impugnata avanti al Consiglio di Stato da alcune delle precedenti aziende di distribuzione. Si segnala che successivamente al 31 dicembre 2004 è stata emanata da parte dell'AEEG

la delibera 40/05 con la quale vengono fornite indicazioni sul fenomeno in questione, che tuttavia non modificano il quadro di riferimento ai fini dell'accantonamento dell'esercizio 2004. *Spostamento elettrodotti.* Sono pendenti due giudizi relativi alla richiesta avanzata da proprietari di terreni in merito alla rimozione degli elettrodotti insistenti sugli stessi terreni a spese dei titolari delle linee e del GRTN. La richiesta si basa sulla pretesa illegittimità degli atti posti a fondamento delle costituzioni di servitù di elettrodotto.

Disservizi. Durante il 2004 è stata intentata nei confronti del GRTN una nuova azione giudiziaria; sono quindi attualmente pendenti tre giudizi, di cui due già segnalati per lo scorso esercizio, relativi a danni lamentati da imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale o comunque assertivamente attribuiti al GRTN in ragione del contratto di vettoriamento.

Contenzioso del lavoro. Attualmente è pendente un numero limitato di cause inerenti al rapporto di lavoro attinente essenzialmente a problematiche d'inquadramento o all'applicazione di istituti previsti dalla previgente normativa dell'Enel. Sono altresì pervenute alcune richieste di lavoratori di tentativi obbligatori di conciliazione dinanzi all'Ufficio Provinciale del Lavoro che potrebbero evolvere in futuri giudizi.

Importazione. In relazione alle attività di assegnazione della capacità di importazione si segnala che risultano pendenti dinanzi alla Corte di Cassazione due giudizi originatisi in conseguenza della procedura import 2002 rispettivamente per l'assegnazione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest della capacità di trasmissione. Come segnalato nello scorso esercizio, prima il TAR Lombardia e poi il Consiglio di Stato hanno parzialmente accolto i ricorsi promossi ed il GRTN ha pertanto presentato ricorso in Corte di Cassazione. Inoltre sono pendenti tre giudizi originatisi in conseguenza della procedura importazione 2003. Infine risultano ancora formalmente pendenti alcuni giudizi di impugnativa della delibera dell'AEEG 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001. Risulta ancora pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del GRTN e dell'Enel S.p.A. legittimata, prima che intervenisse il decreto ministeriale di cui all'art. 3, comma 12, del D.Lgs. n.79/99, a ritirare l'energia comunque prodotta da operatori terzi nazionali. Inoltre risultano pendenti dinanzi al Consiglio di Stato quattro giudizi promossi dal GRTN avverso la sentenza sfavorevole del TAR Lombardia che aveva accolto in primo grado le richieste delle imprese ricorrenti in materia di prezzi di assegnazione della capacità per il 2002. I ricorsi dinanzi al TAR erano quattro, tutti impugnati dal GRTN. Al momento il Consiglio di Stato si è pronunciato su due dei giudizi accogliendo l'impugnativa del GRTN; deve ritenersi che, avendo anche gli altri tre giudizi contenuto identico, il Consiglio di Stato dovrebbe parimenti emettere pronuncia favorevole al GRTN.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerazione. Sono pendenti 2 giudizi per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e gli altri due inerenti alla qualificazione dell'energia ceduta al GRTN ai sensi del Prov. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze).

Sono inoltre pendenti due giudizi proposti da Enipower S.p.A. per l'annullamento della nota del GRTN relativa all'esclusione dal riconoscimento della cogenerazione, emessa ai sensi della delibera AEEG 42/02.

- **Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 2.000 mila**

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari connessi alle offerte temporanee, riconducibili alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro. Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno usufruito di tali incentivazioni ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2004.

- **Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero**

Il fondo, per effetto dell'applicazione della delibera AEEG 15/05, che ne ha previsto l'utilizzo a riduzione del costo per i servizi di dispacciamento del 2004, è stato rilasciato.

- **Fondo per interessi di mora su ritardati versamenti - Euro 688 mila**

Accoglie l'ammontare degli importi richiesti da terzi per ritardati versamenti che sono al momento in attesa di accertamento.

- **Fondo per margine di riconciliazione energia - Delibera 13/99**

Il fondo, che accoglieva l'accantonamento per il differenziale generatosi tra gli importi erogati dalla CCSE al GRTN e destinati ai produttori di energia elettrica ai fini della riconciliazione ex delibera 13/99, è stato completamente utilizzato in riduzione degli oneri relativi alla riconciliazione anno 2001.

- **Fondo dismissioni impianti industriali**

Il fondo, che includeva i potenziali oneri e minusvalenze connessi alla dismissione di impianti non più utilizzabili nel ciclo produttivo, è stato in parte utilizzato nell'esercizio 2004 a diretta riduzione del valore dei relativi cespiti e per la parte eccedente è stato liberato a Conto economico, a seguito della riorganizzazione della funzione di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO - Euro 19.511 mila

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2004 è così rappresentata:

Euro mila

Saldo al 31.12.2003	18.959
Accantonamenti	3.163
Utilizzi per erogazioni	(1.583)
Altri movimenti	(1.028)
Saldo al 31.12.2004	19.511

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2004 dal personale dipendente dovute ai sensi di legge, nettate delle anticipazioni concesse ai dipendenti per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni Enel S.p.A. (quest'ultima concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni Enel S.p.A. in data 2 novembre 1999, quando la società faceva ancora parte del Gruppo Enel).

L'utilizzo è rappresentato dalla ordinaria movimentazione connessa alla risoluzione del rapporto di lavoro, acquisto prima casa o anticipazioni per spese sanitarie.

DEBITI - Euro 3.100.312 mila

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio inserito a completamento del commento del passivo.

Debiti verso banche - Euro 12.911 mila

I debiti verso banche si riferiscono esclusivamente al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato dalla banca CREDIOP S.p.A.

Debiti verso fornitori - Euro 2.056.000 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia e per il corrispettivo di trasporto dovuto ai proprietari di porzioni di RTN. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere.

L'incremento del debito rispetto all'anno precedente, pari ad Euro 727.821 mila, è dovuto ai maggiori flussi afferenti l'energia che sono stati intermediati dal GRTN a seguito dell'avvio del mercato elettrico a partire dal 1° aprile 2004.

Debiti verso imprese controllate - Euro 826.270 mila

La movimentazione è la seguente:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Verso Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
Debiti per operazioni sul mercato elettrico	803.243	-	803.243
Debiti per servizi sul mercato elettrico	9.940	-	9.940
Debiti per corrispettivi sul mercato elettrico	9.393	-	9.393
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	3.629	2.928	701
Totale	826.205	2.928	823.277
Verso Acquirente Unico S.p.A.			
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	65	998	(933)
Totale	826.270	3.926	822.344

Sono costituiti principalmente dal debito verso il GME determinato dagli acquisti di energia effettuati dal GRTN sia sul MGP che sul MA, per effetto della domanda attiva svolta esclusivamente dal GRTN nel periodo aprile-dicembre 2004.

Debiti tributari - Euro 2.412 mila

La voce rileva il debito per le imposte a carico dell'esercizio, Euro 515 mila per l'IRAP (al netto degli acconti d'imposta versati); accoglie inoltre il debito verso l'Erario a titolo di sostituto di imposta per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e la voce altre imposte e tasse.

Il confronto con l'esercizio 2003 è così sintetizzato:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Imposte sul reddito			
• IRAP	515	-	515
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	1.885	1.414	471
Altre imposte e tasse	12	83	(71)
Totale	2.412	1.497	915

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale - Euro 2.457 mila

La composizione della voce è la seguente:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Debiti verso INPS	1.408	1.325	83
Debiti verso INPDAl	346	304	42
Debiti verso FOPEN	175	148	27
Debiti diversi	528	454	74
Totale	2.457	2.231	226

La voce si incrementa lievemente rispetto all'anno precedente ed è composta essenzialmente da debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico della società, gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente.

Altri debiti - Euro 6.184 mila

Risultano così composti:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Debiti verso personale	5.355	1.719	3.636
Debiti verso terzi per contributo UE su studi di fattibilità	533	533	-
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	72	93	(21)
Partite diverse	224	624	(400)
Totale	6.184	2.969	3.215

La variazione della voce altri debiti rispetto al precedente esercizio, pari ad Euro 3.215 mila, è riconducibile principalmente all'incremento dei debiti verso il personale per gli accertamenti di competenza relativi ai premi di incentivazione.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 194.078 mila

Nella tabella seguente viene esposta la composizione del debito della società nei confronti della CCSE:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A3, A4, A5 ecc.)	31.245	88.775	(57.530)
Debiti per versamento oneri servizio di interrompibilità	30.460	-	30.460
Debiti per anticipazioni IVA da Cassa Conguaglio Settore Elettrico	132.373	533.652	(401.279)
Totale	194.078	622.427	(428.349)

Il decremento della voce, pari ad Euro 428.349 mila, si riferisce principalmente alla riduzione del debito per le anticipazioni effettuate dalla CCSE per le esigenze finanziarie legate al pagamento dell'IVA sulle fatture passive, così come disciplinato dalle delibere AEEG 20/01, 228/01 e successive, per effetto dei rimborsi effettuati dal GRTN secondo i meccanismi delineati dalle citate deliberazioni.

Il nuovo debito, pari ad Euro 30.460 mila, relativo agli oneri per il servizio di interrompibilità si riferisce alla remunerazione degli stessi, introdotta con la delibera 05/04 e da riversare a CCSE.

RATEI E RISCOINTI PASSIVI – Euro 138.897 mila

Sono composti come segue:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Ratei passivi:			
- per interessi passivi su mutuo	134	131	3
- altri	41	38	3
Totale	175	169	6
Risconti passivi	138.722	1.018	137.704
Totale	138.897	1.187	137.710

I ratei passivi sono sostanzialmente in linea con quelli dell'esercizio precedente.

La variazione dei risconti passivi rispetto al precedente esercizio, pari ad Euro 137.704 mila, è dovuta essenzialmente a:

- Euro 9.602 mila: si riferiscono alla quota parte del riconoscimento destinato al finanziamento del Piano di sicurezza, stabilito dalla delibera AEEG 05/04, non ancora maturata nel corso dell'esercizio;
- Euro 129.100 mila: si riferiscono alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004 a titolo di corrispettivi per la capacità di trasporto (artt. 37 e 42 della delibera AEEG 48/04) in attesa venga disposta, come indicato nella delibera AEEG 15/05 art. 3.3, la sua destinazione alla riduzione degli oneri per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila

	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche a medio-lungo termine	-	12.911	-	12.911
Totale debiti finanziari	-	12.911	-	12.911
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	2.056.000	-	-	2.056.000
Debiti verso imprese controllate	826.270	-	-	826.270
Debiti tributari	2.412	-	-	2.412
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2.457	-	-	2.457
Altri debiti	6.184	-	-	6.184
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	194.078	-	-	194.078
Totale altri debiti	3.087.401	-	-	3.087.401
Totale	3.087.401	12.911	-	3.100.312

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE - Euro 40.136.862 mila

I conti d'ordine accolgono gli ammontari del valore delle fidejussioni, degli impegni e rischi e altre partite di memoria come di seguito evidenziato:

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Garanzie ricevute:			
- Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi	502.644	458.762	43.882
Altri conti d'ordine:			
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	37.218	20.676	16.542
- Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica	39.597.000	42.883.164	(3.286.164)
Totale	40.136.862	43.362.602	(3.225.740)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

Controversie

Campi elettromagnetici

Il GRTN continua a essere parte in giudizi relativi a tale materia e nel corso del 2004 è stato notificato solo un atto di citazione. In relazione al contenzioso in materia di campi elettromagnetici il valore del singolo giudizio non è determinabile, anche ove vengono indicate delle somme da controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, che prescindono dal costo dei singoli spostamenti o diminuzioni di flusso richiesti, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili. Oltre ai ricorsi in cui il GRTN è già parte del processo, potrebbero sussistere giudizi pendenti prima della costituzione del GRTN e in cui è parte l'Enel S.p.A. i cui esiti potrebbero incidere sulla sfera di competenza del GRTN in ragione di quanto previsto in caso di successione nei giudizi dall'art. 111 c.p.c.

Nel corso del 2004 c'è stata da parte del Tribunale di Pisa una pronuncia favorevole al GRTN (per la quale sono ancora pendenti i termini per proporre appello) in quanto il Tribunale adito ha respinto il ricorso promosso dalla parte Attrice per una domanda di risarcimento per danni alla salute generati da campi elettromagnetici.

Distacchi di carico

Relativamente a tale materia è pendente solo un giudizio per il quale il valore non è determinabile, anche se vengono indicate delle somme da controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili. Si ricorda infatti che sono pervenute al GRTN migliaia di richieste di danni che non hanno ancora dato luogo a contenzioso.

Dispacciamento

Relativamente a tale materia è pendente solo un giudizio relativo all'annullamento degli artt.19 e 20 dell'All.A della delibera AEEG 168/03. Il ricorso ha ad oggetto la presunta illegittimità dell'ordine di priorità del dispacciamento laddove prevede una condizione più favorevole per gli impianti CIP 6. La causa è di valore indeterminabile in quanto non è dato conoscere il numero delle ore nell'anno in cui gli impianti del ricorrente potrebbero essere stati pretermessi dagli impianti CIP 6.

Sono inoltre pendenti, relativamente alla materia dello STOVE, due giudizi promossi da Enipower S.p.A. relativi alla richiesta di annullamento della delibera 67/03 e della relativa nota del GRTN.

Corrispettivo di trasporto previsto dall'art. 16 della delibera 228/01

Sono pendenti otto giudizi dinanzi al Consiglio di Stato, iniziati di fronte al TAR Lombardia con cui è stata impugnata da parte di imprese produttrici di energia CIP 6 una comunicazione dell'AEEG del 2 ottobre 2002 la quale chiarisce che anche i soggetti che hanno la disponibilità di impianti CIP 6 sono tenuti al pagamento del corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica di cui all'art. 16 della delibera 228/01. In tutti i procedimenti il TAR

Lombardia ha accolto il ricorso, contro la cui decisione il GRTN ha proposto appello di fronte al Consiglio di Stato.

Black out

In relazione agli eventi del 28 settembre 2003, sono pervenute al GRTN numerose richieste di risarcimento danni suddivise tra richieste forfetarie di Euro 25,82 su moduli prestampati messi a disposizione dalle associazioni di consumatori e richieste analitiche provenienti sia da privati cittadini che da aziende, per le quali non è facile prevedere quante evolveranno in futuri giudizi.

Si ricorda che, in base alle vigenti delibere dell'AEEG, gli indennizzi automatici sarebbero dovuti solo dai distributori e che, in ogni caso, la stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas ha chiarito che l'indennizzo automatico non è dovuto in caso di:

- interruzioni aventi origine sulla rete di trasmissione nazionale;
- interruzioni attribuibili a forza maggiore;
- responsabilità di terzi.

Per quel che riguarda le richieste di risarcimento danni azionate per via giudiziaria, a marzo 2005 risultano essere circa 7.500.

Al momento non sono vi sono pronunce nel merito negative per il GRTN. In una causa il GRTN è stato estromesso dal giudizio.

L'eventuale adozione di pronunce sfavorevoli al GRTN potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili.

Al riguardo si segnala che:

1. alcune delle cause già in corso potrebbero essere vere e proprie cause-pilota aventi per scopo la creazione di un precedente giurisprudenziale al quale far seguire, in caso di condanna del GRTN, innumerevoli nuove cause di risarcimento del danno;
2. alle società di distribuzione, in primo luogo Enel Distribuzione S.p.A., sono stati notificati vari giudizi per il risarcimento danni. A tal proposito non si può escludere una possibile chiamata in giudizio del GRTN da parte del distributore.

Si segnala, infine, che, in uno dei giudizi notificati al GRTN, il giudice di pace di Napoli adito ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione con la conseguenza che la causa dovrà essere riassunta dinanzi al TAR.

Costi e ricavi inerenti alla movimentazione dell'energia

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti alla movimentazione di energia elettrica, si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della preparazione del presente bilancio. Infatti la modalità di rilevazione dei flussi di energia, propria dell'attuale sistema elettrico, prevede in diversi casi l'utilizzo di dati basati su stime ed autocertificazioni dei produttori e distributori che potrebbero essere oggetto di successive rettifiche. L'adozione di queste informazioni ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive. Tali sopravvenienze, se non riferite a componenti specifiche di remunerazione del GRTN, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

CONTO ECONOMICO**VALORE DELLA PRODUZIONE – Euro 13.345.920 mila****Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 13.281.159 mila**

La composizione del saldo al 31 dicembre 2004 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori dello scorso esercizio sono qui di seguito illustrate:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Vendita energia			
- società del Gruppo	5.067.405	-	5.067.405
- terzi	3.155.041	3.000.215	154.826
Totale	8.222.446	3.000.215	5.222.231
Corrispettivi per attività di trasporto			
- corrispettivo di trasporto - delibera 05/04 (ex delibera 228/01)	1.028.193	966.661	61.532
- corrispettivo di misura dell'energia - delibera 05/04	6.470	-	6.470
Totale	1.034.663	966.661	68.002
Corrispettivi di dispacciamento			
- società del Gruppo	703.010	-	703.010
- terzi	651.805	-	651.805
Totale	1.354.815	-	1.354.815
Altre energia			
- società del Gruppo	1.660	-	1.660
- terzi	281.218	674.504	(393.286)
Totale	282.878	674.504	(391.626)
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	2.386.357	1.756.361	629.996
Totale	13.281.159	6.397.741	6.883.418

La vendita di energia alle società del Gruppo è rappresentata principalmente dalle vendite effettuate nei confronti della società AU che si riferiscono:

- all'energia ceduta (Euro 3.846.630 mila) a titolo di scambio per effetto dell'avvio, a partire dal 1° aprile 2004, del mercato elettrico;
- all'energia CIP 6 ceduta (Euro 1.217.237 mila), sia per la quota riservata in base al decreto MAP del 29 gennaio 2004 (pari al 20% della produzione CIP 6 annuale assegnabile in banda) sia attraverso l'attribuzione dell'energia CIP 6 non assegnabile (Euro 211 mila).

Nei confronti del GME si è invece rilevato un importo pari ad Euro 3.327 mila legato alle offerte fatte dal GRTN sul MGP e sul MA.

La vendita di energia a terzi, pari ad Euro 3.155.041 mila, si riferisce principalmente all'energia CIP 6 venduta e a quella relativa sia ai contratti di scambio sia ad esigenze legate al servizio di dispacciamento.

I ricavi relativi all'attività di trasporto sono imputabili prevalentemente ai corrispettivi destinati alla copertura dei costi operativi del GRTN provenienti dalle società distributrici che pre-

levano energia dalla RTN e dai produttori. La loro variazione rispetto all'esercizio precedente è stata commentata nell'ambito della relazione sulla gestione relativamente ai risultati economici. Il corrispettivo di misura, pari ad Euro 6.470 mila, si riferisce invece alle disposizioni contenute nella delibera 05/04.

Nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento disciplinati dalla delibera 48/04 è compresa una pluralità di componenti finalizzate all'acquisizione di risorse necessarie a fronteggiare i costi sostenuti dal GRTN per esigenze di dispacciamento.

Di tali componenti, i valori nei confronti delle società del Gruppo si riferiscono: per Euro 15.697 mila a ricavi nei confronti del GME per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui alla delibera 48/04 e per Euro 687.313 mila a ricavi verso l'AU. Tale ultimo valore è costituito per circa Euro 321.886 mila dal corrispettivo di cui alla delibera 48/04 art. 43 finalizzato a coprire tutti gli oneri residuali relativi all'approvvigionamento delle risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento; per Euro 201.919 mila dai corrispettivi per la remunerazione del servizio di interrompibilità (delibera 48/04 art. 48); per Euro 110.161 mila da corrispettivi per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (delibera 48/04 art. 47) e, per la parte rimanente, da minori corrispettivi legati sempre ad esigenze di dispacciamento.

Analogamente la quota rilevata per Euro 651.805 mila nei confronti di terzi è riferita a tutte le componenti prima citate previste dalla delibera 48/04 ai fini della remunerazione dei costi relativi al dispacciamento.

Nella voce altre energia, la voce verso terzi presenta un decremento rispetto all'esercizio 2003 di Euro 393.286 mila, riconducibile ad una contrazione sia del corrispettivo relativo ai contratti di bilanciamento e scambio, cessati il 31 marzo 2004 con l'avvio del mercato elettrico, sia dei ricavi per vendita dei certificati verdi.

I contributi della CCSE si incrementano di Euro 629.996 mila a seguito dell'aumento degli acquisti di energia CIP 6 cui non è corrisposto un analogo incremento dei ricavi.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - Euro 4.716 mila

La voce si riferisce principalmente alla capitalizzazione del costo del personale interno impegnato in attività di sviluppo nell'area informatica e nel dispacciamento e in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione. La voce si incrementa di Euro 4.346 mila rispetto all'esercizio 2003.

Altri ricavi e proventi - Euro 60.045 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Sopravvenienze attive:			
- corrispettivo di trasporto - delibera 228/01	27.352	337	27.015
- corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - del. 36/02	8.270	13.630	(5.360)
- interconnessione su garanzia con l'estero	5.129	21.398	(16.269)
- vettoriamiento segnali di telecontrollo	2.445	-	2.445
- rettifiche prezzi su fatturazione CIP 6 anni precedenti	2.246	67.295	(65.049)
- altre	643	7.452	(6.809)
Totale	46.085	110.112	(64.027)
Proventi per riaddebiti costi a operatori esteri	7.285	-	7.285
Ricavi per prestazioni e servizi vari:			
- società del Gruppo	5.010	3.488	1.522
- terzi	1.576	1.376	200
Totale	6.586	4.864	1.722
Altri ricavi	89	173	(84)
Totale	60.045	115.149	(55.104)

La voce sopravvenienze attive si riferisce principalmente alle rettifiche relative al corrispettivo di trasporto ex delibera 228/01 e ai contratti di bilanciamento e scambio che devono essere considerate congiuntamente alle sopravvenienze passive rilevate negli oneri diversi di gestione in quanto attinenti ad analoghi fenomeni. Quella relativa all'interconnessione con l'estero deriva dal rilascio del fondo iscritto nel passivo al 31 dicembre 2003 come stabilito dalla AEEG con delibera 15/05.

I ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del Gruppo, complessivamente pari ad Euro 6.586 mila, comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GRTN distaccati sia presso la CCSE che presso le società controllate e i ricavi per l'attività di servizi svolta per conto delle controllate.

COSTI DELLA PRODUZIONE - Euro 13.328.200 mila

Comprende le voci di seguito indicate.

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci - Euro 11.463.543 mila

La composizione di tale voce e le variazioni rispetto all'anno 2003 sono espresse nel seguente prospetto:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Acquisto energia			
- da società del Gruppo	3.968.647	-	3.968.647
- da terzi:			
Acquisti energia CIP 6	5.409.177	4.967.009	442.168
Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 48/04	1.459.495	-	1.459.495
Acquisti energia per saldi negativi su contratti di scambio - delibera 48/04	534.763	-	534.763
Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 36/02 e succ.	90.977	399.532	(308.555)
Altri acquisti energia	-	31.531	(31.531)
Totale	7.494.412	5.398.072	2.096.340
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	484	487	(3)
Totale	11.463.543	5.398.559	6.064.984

Nell'ambito di tale tipologia di costo si segnala:

- *Acquisti da società del Gruppo*

Si riferiscono alle vendite effettuate dalla controllata GME sul MGP e sul MA a partire dalla competenza economica del mese di aprile per effetto della domanda attiva svolta esclusivamente dal GRTN nella fase transitoria della borsa elettrica.

- *Acquisti da terzi*

Nell'ambito dei costi verso terzi si evidenzia:

- *Acquisti energia CIP 6 - Euro 5.409.177 mila*

Tale voce si incrementa per Euro 442.168 mila rispetto all'esercizio precedente e riguarda l'ammontare per acquisti di energia da fonti rinnovabili e assimilate di competenza dell'anno 2004, il cui onere netto viene coperto dalla CCSE.

- *Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 48/04 - Euro 1.459.495 mila*

La voce è relativa alla partenza nel corso dell'esercizio 2004 del mercato elettrico e riguarda l'acquisto di energia elettrica con gli operatori di mercato reso necessario per esigenze di dispacciamento. L'importo è da contrapporre ai relativi ricavi derivanti dalla vendita sul mercato elettrico.

- *Acquisti energia per saldi negativi su contratti di scambio - delibera 48/04 - Euro 534.763 mila*

Gli importi evidenziati si riferiscono all'energia acquisita a seguito della stipula dei contratti di scambio con effetto successivo al 31 marzo 2004 nell'ambito dei clienti appartenenti al mercato libero.

- *Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 36/02 e succ. - Euro 90.977 mila*

Come la voce precedente, si riferisce a costi sostenuti per l'acquisto di energia effettuato per esigenze di stabilizzazione e sicurezza del sistema elettrico nazionale nell'ambito del periodo temporale relativo al 1° trimestre 2004 regolamentato dallo STOVE.

Per servizi - Euro 709.336 mila

La voce è di seguito dettagliata:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Costi per acquisto servizi relativi all'energia			
- Mercato elettrico:			
terzi	591.209	-	591.209
società del Gruppo	42.305	-	42.305
Totale	633.514	-	633.514
- Oneri per servizio di dispacciamento ante "mercato elettrico"	50.703	55.162	(4.459)
- Interconnessione con l'estero	3.202	30.503	(27.301)
Totale	687.419	85.665	601.754
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia			
- Servizi per il personale	3.216	2.752	464
- Vigilanza	2.865	3.559	(694)
- Prestazioni e consulenze professionali	2.773	1.868	905
- Prestazioni per attività informatiche	2.589	2.093	496
- Trasmissione dati	1.611	1.186	425
- Immagine e comunicazione	1.454	552	902
- Manutenzioni e riparazioni	1.394	1.060	334
- Spese per servizio di somministrazione di lavoro	1.111	1.352	(241)
- Telefoniche	813	1.097	(284)
- Prestazioni coordinate e continuative	768	191	577
- Emolumenti amministratori e sindaci	665	738	(73)
- Pulizia	592	578	14
- Servizi diversi da società controllate	122	24	98
- Altri servizi	1.944	1.728	216
Totale	21.917	18.778	3.139
Totale	709.336	104.443	604.893

I costi per servizi figurano in bilancio per Euro 709.336 mila, con un aumento rispetto al precedente esercizio pari ad Euro 604.893 mila.

Tale incremento deriva principalmente dall'acquisizione di risorse necessarie all'erogazione del servizio di dispacciamento secondo le nuove modalità istituite con la delibera 48/04, e si riferisce sostanzialmente alle voci seguenti.

• *Costi per acquisto servizi sul mercato elettrico - Euro 633.514 mila*

La voce è composta principalmente dai seguenti costi ed è disciplinata dalla delibera 48/04:

- per assegnazione diritti di utilizzo capacità di trasporto nei confronti del GME;

- per la remunerazione del servizio di interrompibilità;
- per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- per assegnazione diritti di utilizzo capacità di trasporto su contratti bilaterali.
- **Oneri per servizi di dispacciamento ante "mercato elettrico" - Euro 50.703 mila**

Sono i costi sostenuti nell'anno finalizzati a remunerare i servizi necessari alla stabilizzazione dei parametri della rete e riferiti al periodo fino al 31 marzo 2004 antecedente l'avvio del mercato elettrico. Si precisa che tale costo è passante in quanto controbilanciato tra i ricavi nell'ambito della voce bilanciamento e scambio;

- **Costi per l'interconnessione con l'estero - Euro 3.202 mila**

Si riferiscono principalmente ai costi sostenuti per la retrocessione all'operatore francese RTE di quota parte dei corrispettivi introitati dal GRTN in base alla delibera 180/01 e successive relativamente alle importazioni dalla frontiera francese. Lo scorso anno la stessa voce comprendeva costi sostenuti per i servizi all'esportazione per circa Euro 27.301 mila non presenti nel 2004.

Gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda per i compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione è pari ad Euro 596 mila e per i componenti del Collegio Sindacale ad Euro 69 mila.

Per godimento beni di terzi - Euro 968.417 mila

La voce è esposta dettagliatamente nella tabella seguente:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari RTN	904.287	831.610	72.677
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO-CBT	61.121	18.978	42.143
Affitti e locazioni di beni immobili	1.868	1.440	428
Veicoli a noleggio	838	621	217
Noleggio software applicativo (licenza d'uso a tempo determinato)	122	434	(312)
Altri noleggi	181	148	33
Totale	968.417	853.231	115.186

La variazione rispetto al precedente esercizio, pari ad Euro 115.186 mila, è dovuta principalmente:

- per Euro 72.677 mila ai costi per la remunerazione ai proprietari della RTN, il cui incremento risente, oltre che dei maggiori flussi fisici, di una diversa regolamentazione della tariffa rispetto allo scorso anno introdotta per tener conto della stagionalità tra periodi invernali ed estivi;
- per Euro 42.143 mila al maggior onere derivante dalla remunerazione dovuta ai TSO europei nell'ambito dell'accordo ETSO-CBT in conseguenza sia dell'adesione all'accordo nel 2004 di nuovi paesi europei, sia a diversi meccanismi di definizione dei flussi fisici di transito oggetto di valorizzazione economica. Tale onere in base a specifiche disposizioni della AEEG è controbilanciato da ricavi in modo tale da risultare passante.

Per il personale - Euro 56.152 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2004 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2004	Consistenza al 31.12.2004	Consistenza al 31.12.2003
Dirigenti	58	60	50
Quadri	225	227	211
Impiegati	488	484	483
Operai	0	0	1
Totale	771	771	745

Il costo del lavoro, pari ad Euro 56.152 mila, registra un incremento di Euro 7.476 mila rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da ascrivere alla variazione della consistenza media, passata da 717 a 771 e ad una diversa composizione del mix in seguito all'assunzione di personale a professionalità e inquadramento più elevati, nonché agli effetti incrementativi della retribuzione variabile legata ai premi di risultato rilevati nell'anno, la cui erogazione avverrà nei primi mesi del 2005.

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 33.580 mila

Le quote di ammortamento, calcolate come indicato nel commento delle immobilizzazioni, riguardano per Euro 7.077 mila quelle immateriali e per Euro 7.900 mila quelle materiali. Al riguardo si precisa che, in applicazione delle nuove disposizioni in materia di diritto societario, le rilevazioni degli ammortamenti sono state eseguite applicando le sole aliquote economico-tecniche, con esclusione, pertanto, delle quote aggiuntive ammesse fino alla concorrenza dei limiti fiscali, che in precedenza venivano iscritte in bilancio.

Le svalutazioni si riferiscono all'accantonamento al fondo svalutazione crediti per Euro 18.603 mila.

Accantonamenti per rischi - Euro 8.972 mila

Si riferiscono ai fondi già commentati nell'ambito del passivo.

Altri accantonamenti - Euro 688 mila

La voce si riferisce ad accantonamenti al fondo per interessi di mora.

Oneri diversi di gestione - Euro 87.512 mila

Gli oneri diversi di gestione vengono esposti nella tabella seguente:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
- Riconciliazione anno 2001	39.878	-	39.878
- Corrispettivo di trasporto - delibera 228/01	20.552	322	20.230
- Acquisto energia CIP 6 - anni precedenti	14.793	27.610	(12.817)
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - delibera 36/02	8.270	13.630	(5.360)
- Conguaglio accordo CBT anno 2003	2.038	-	2.038
- Altre	636	3.926	(3.290)
Totale	86.167	45.488	40.679
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti ed enti	297	251	46
Imposte e tasse comunali	294	340	(46)
Giornali, libri e riviste	192	143	49
Spese di rappresentanza	178	167	11
Contributi diversi	168	72	96
Altri oneri	216	179	37
Totale	87.512	46.640	40.872

La voce è riconducibile principalmente alle seguenti voci:

- sopravvenienze passive relative alla riconciliazione anno 2001 (Euro 39.878 mila). Si precisa che a fronte di questo onere la AEEG ha istituito una specifica componente tariffaria DP che viene pagata al GRTN dai titolari dei contratti di dispacciamento in prelievo e che consentirà entro il 2005 la copertura di tale onere. La considerazione di tale componente rende passante a livello di risultato operativo l'impatto di tale sopravvenienza;
- sopravvenienze passive relative al corrispettivo di trasporto delibera 228/01; si riferiscono alla rettifica di importi fatturati in esercizi precedenti nei confronti di un distributore a seguito della rideterminazione delle quantità di energia transitate sulla RTN. Tale partita è quasi totalmente controbilanciata da una analoga posta di ricavo iscritta nell'ambito delle sopravvenienze attive;
- sopravvenienze passive relative all'acquisto energia CIP 6 (Euro 14.793 mila) che evidenziano costi rilevati nel corso dell'anno, ma riferiti ad acquisti di energia CIP 6 di anni precedenti la cui copertura è costituita dai contributi della CCSE;
- sopravvenienze passive per bilanciamento e scambio (Euro 8.270 mila), riconducibili alle quote di costo generate dai conguagli di partite relative ad anni precedenti. La voce deve essere analizzata congiuntamente alla analoga voce rilevata tra le sopravvenienze attive nella voce altri ricavi e proventi, in quanto attinenti allo stesso fenomeno.

Gli altri oneri diversi di gestione riguardano principalmente spese di rappresentanza, costi per acquisti di libri e giornali ecc.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – Euro 6.406 mila**Altri proventi finanziari - Euro 7.003 mila**

Il dettaglio è il seguente:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Interessi su prestiti a dipendenti	27	25	2
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	1.452	1.851	(399)
Interessi su rapporti di c/c intersocietario con imprese controllate	-	2	(2)
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	5.518	8.105	(2.587)
Altri interessi non assoggettati a ritenuta d'acconto	6	-	6
Totale	7.003	9.983	(2.980)

Nel complesso si rileva una riduzione rispetto al precedente esercizio di Euro 2.980 mila; ciò è dovuto principalmente al decremento degli interessi attivi sui depositi bancari a seguito di minore giacenza media scaturita da un efficientamento nella gestione degli incassi e pagamenti nonostante i maggiori flussi finanziari intermediati e da una riduzione dei tassi di interesse.

Interessi e altri oneri finanziari - Euro 597 mila

La voce è così composta:

Euro mila

	2004	2003	Variazioni
Interessi passivi su mutui	374	347	27
Interessi su finanziamenti a breve termine	181	2	179
Interessi di mora su debiti per acquisti energia elettrica	42	322	(280)
Altri interessi passivi	-	1	(1)
Totale	597	672	(75)

La voce si decrementa di Euro 75 mila per effetto della maggiore puntualità nei pagamenti ai fornitori.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI - Euro (1.279) mila

In applicazione della riforma del diritto societario, recepita tra l'altro dal legislatore tributario nel nuovo TUIR, modificato dal D.Lgs. n. 344/03, è stato effettuato il disinquinamento fiscale del bilancio, per il valore complessivo degli ammortamenti eccedenti contabilizzati in anni pregressi esclusivamente allo scopo di goderne la deducibilità fiscale ed esplicitamente indicati nella Nota integrativa del bilancio al 31 dicembre 2003. Il riversamento al Conto economico ha determinato una variazione positiva per Euro 1.583 mila, la cui rilevazione a proventi straordinari è stata effettuata in base alle indicazioni formulate dal Documento n. 1 dell'OIC al netto del relativo fondo imposte differite.

Gli oneri straordinari per Euro 2.946 mila sono composti principalmente dall'accantonamento di fine esercizio all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti e dalle somme erogate durante l'anno allo stesso titolo.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO, CORRENTI, DIFFERITE E ANTICIPATE - Euro 8.260 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

<i>Euro mila</i>			
	2004	2003	Variazioni
Imposte correnti:			
IRPEG	-	12.500	(12.500)
IRES	5.980	-	5.980
IRAP	4.700	3.600	1.100
Imposte anticipate	(2.420)	-	(2.420)
Totale	8.260	16.100	(7.840)

La riduzione del valore delle imposte correnti è riconducibile ai benefici dovuti al rilascio di fondi che avevano scontato le imposte all'atto della loro costituzione.

In relazione alle indicazioni del principio contabile n. 25 sul trattamento contabile delle imposte sul reddito si precisa che sono state stanziare imposte anticipate (Euro 2.420 mila) sulle differenze temporanee deducibili, relative ai costi ripresi in aumento in sede di dichiarazione fiscale dei redditi nei limiti in cui esiste la ragionevole certezza dell'esistenza di un reddito imponibile non inferiore all'ammontare delle differenze stesse.

La riconciliazione tra onere fiscale da bilancio ed onere teorico è evidenziata nei seguenti prospetti:

<i>Euro mila</i>		
RICONCILIAZIONE IRES	Imponibile	IRES
Risultato d'esercizio prima delle imposte	22.848	
IRES teorica (aliquota 33%)		7.540
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	(507)	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	17.429	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(24.210)	
Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	2.561	
Imponibile fiscale IRES	18.121	
Totale IRES		5.980

Euro mila

RICONCILIAZIONE IRAP	Imponibile	IRAP
Differenza tra valore e costi della produzione	98.395	
IRAP media (4,8%)		4.723
Differenze permanenti	(1.704)	
Imponibile fiscale IRAP	96.691	
IRAP corrente per l'esercizio		4.641
Totale IRAP arrotondata per il bilancio		4.700

Per quanto riguarda i Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione si rimanda alla Relazione sulla gestione.

BILANCIO CONSOLIDATO

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO**ATTIVO**

		al 31 dicembre 2004	
		Euro mila	
		Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI			
B) IMMOBILIZZAZIONI			
I. Immateriali			
- Costi di impianto e ampliamento		22	
- Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità		45	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		10.844	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		25	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		6.290	
- Altre		5.385	
			22.611
II. Materiali			
- Terreni e fabbricati		50.443	
- Impianti e macchinario		12.812	
- Attrezzature industriali e commerciali		214	
- Altri beni		11.847	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		13.487	
			88.803
III. Finanziarie			
- Partecipazioni in			
- altre imprese		1.704	
	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		
- Crediti			
- verso altri	234	1.257	
			2.961
Totale immobilizzazioni			114.375
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		
C) ATTIVO CIRCOLANTE			
I. Rimanenze			
II. Crediti			
- Verso clienti	1.239	3.097.380	
- Crediti tributari		50.883	
- Imposte anticipate		2.420	
- Verso altri		6.346	
- Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		415.399	
			3.572.428
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni			
IV. Disponibilità liquide			
- Depositi bancari e postali		352.949	
- Danaro e valori in cassa		23	
			352.972
Totale attivo circolante			3.925.400
D) RATEI E RISCONTI			
- Risconti attivi		427	
Totale ratei e risconti			427
TOTALE ATTIVO			4.040.202

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO**PASSIVO**

		al 31 dicembre 2004	
		Euro mila	
		Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO			
I.	Capitale		26.000
IV.	Riserva legale		2.699
VII.	Altre riserve:		
	- Riserva da conferimento		291
	- Riserva disponibile		51.273
VIII.	Utili portati a nuovo		1.583
IX.	Utile del Gruppo		21.135
	Patrimonio netto consolidato del Gruppo		102.981
B) FONDI PER RISCHI E ONERI			
	- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.146	
	- Per imposte, anche differite	940	
	- Altri	40.505	
	Totale fondi per rischi e oneri		42.591
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO			
			20.399
D) DEBITI			
		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
	- Debiti verso banche	12.911	12.911
	- Debiti verso fornitori		3.496.808
	- Debiti tributari		3.709
	- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.757
	- Altri debiti		8.255
	- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		208.806
	Totale debiti		3.733.246
E) RATEI E RISCONTI			
	- Ratei passivi		186
	- Risconti passivi:		
	• altri		140.799
	Totale ratei e risconti		140.985
TOTALE PASSIVO			3.937.221
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO			4.040.202
CONTI D'ORDINE			
	- Garanzie ricevute		502.644
	- Altri Conti d'ordine		41.587.905
	Totale conti d'ordine		42.090.549

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

	Esercizio 2004	
	Euro mila	
	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	16.313.870	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	4.716	
- Altri ricavi e proventi	55.104	
Totale valore della produzione		16.373.690
B) COSTI DELLA PRODUZIONE		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		14.463.246
- Per servizi		670.060
- Per godimento di beni di terzi		968.447
- Per il personale:		
a) salari e stipendi	44.966	
b) oneri sociali	11.861	
c) trattamento di fine rapporto	3.459	
d) trattamento di quiescenza e simili	153	
e) altri costi	1.461	
		61.900
- Ammortamenti e svalutazioni:		
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	9.932	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	8.326	
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni	26	
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	18.604	
		36.888
- Accantonamenti per rischi		8.971
- Altri accantonamenti		8.488
- Oneri diversi di gestione		132.221
Totale costi della produzione		16.350.221
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		23.469
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI		
- Altri proventi finanziari:		
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	30	
• proventi diversi dai precedenti:		
- altri	10.415	
		10.445
- Interessi e altri oneri finanziari:		
• altri	606	
		606
Totale proventi e oneri finanziari		9.839

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

	Esercizio 2004	
	Euro mila	
	Parziali	Totali
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE	-	-
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI		
- Proventi:		
• vari	84	84
- Oneri:		
• vari	2.947	2.947
Totale delle partite straordinarie		(2.863)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		30.445
- Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(9.310)
Utile del Gruppo		21.135

Nota integrativa

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Si precisa che, con riferimento all'esercizio precedente, la Capogruppo non ha redatto il bilancio consolidato tenuto conto sia della non operatività delle società controllate che dell'irrelevanza, ai fini della chiarezza e della rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico, della loro eventuale inclusione nel bilancio consolidato (art. 28, comma 2° lett. a) D.Lgs. 9 aprile 1991 n. 127).

Essendo il primo anno di redazione del consolidato, come consentito dal principio contabile n. 17, non è stato predisposto il bilancio comparativo con i dati dell'esercizio precedente; ne consegue che la Nota integrativa non riporta i commenti delle variazioni rispetto all'esercizio precedente. Per una migliore chiarezza espositiva per talune voci significative relative alle immobilizzazioni immateriali e materiali e al patrimonio netto sono state evidenziate le movimentazioni dell'esercizio 2004.

La data di riferimento del bilancio consolidato, il 31 dicembre 2004, è quella della Capogruppo. Tutte le società incluse nel consolidamento hanno l'esercizio sociale coincidente con l'anno solare. I bilanci utilizzati per la redazione del bilancio consolidato sono quelli predisposti dai Consigli di Amministrazione per le Assemblee degli Azionisti, opportunamente rettificati, ove necessario, per uniformarli ai principi contabili omogenei di Gruppo. In particolare, i dati dei suddetti bilanci sono stati rettificati per eliminare le interferenze di natura fiscale relative ad esercizi precedenti. Il raccordo fra gli ammontari del patrimonio netto e del risultato d'esercizio, desumibili dal bilancio d'esercizio del GRTN, e quelli risultanti dal consolidato alla stessa data è presentato nella nota a commento del patrimonio netto consolidato.

I valori sono tutti espressi in migliaia di Euro.

AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento comprende la Capogruppo e le due società AU e GME riguardo alle quali la stessa possiede l'intero capitale sociale ed esercita un controllo attraverso la totalità dei diritti di voto.

Denominazione	Attività	Sede Legale	Capitale sociale Euro mila	Quota % possesso
Acquirente Unico S.p.A.	Elettrico	Roma	7.500	100
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	Elettrico	Roma	7.500	100

CRITERI E PROCEDURE DI CONSOLIDAMENTO

Le società controllate sono incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale.

I più significativi principi di consolidamento applicati sono i seguenti:

- il valore contabile della partecipazione nelle società controllate consolidate è eliminato a fronte del relativo patrimonio netto delle società partecipate secondo il metodo integrale;
- le partite di debito e credito, costi e ricavi derivanti da operazioni fra società del Gruppo sono state eliminate. Eventuali utili e perdite emergenti da operazioni tra società consolidate che non siano realizzati con operazioni con terzi, vengono eliminati.

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2004 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Codice Civile, integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, i più significativi dei quali sono riportati nei punti seguenti. Inoltre si è tenuto conto delle modifiche e delle integrazioni ai principi contabili apportate dal documento OIC 1 dall'Organismo Italiano di Contabilità ("OIC") resi necessarie a seguito della riforma operata dal legislatore in materia di diritto societario con il D.Lgs. del 17 gennaio 2003, n. 6 e sue successive modificazioni.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione. L'ammortamento viene calcolato a quote costanti ed è determinato in base alla prevista utilità economica.

I costi di ricerca e sviluppo sono stati capitalizzati previo consenso del Collegio Sindacale ed ammortizzati in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

I costi per i diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità futura di tre esercizi.

I marchi si riferiscono ai costi sostenuti per il loro acquisto e sono ammortizzati in un arco temporale di 10 anni.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al valore di conferimento basato sulla perizia di stima del patrimonio aziendale o al costo di acquisizione o di produzione, inclusivo anche dei costi accessori direttamente imputabili.

Gli ammortamenti sono stati calcolati sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti della valutazione effettuata.

Sono di seguito indicate le principali aliquote di ammortamento economico-tecniche:

Denominazione	Aliquote % economico-tecniche
Fabbricati	2,5
Impianti di trasmissione	20
Attrezzature industriali	10
Stazioni di lavoro	20

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria, in quanto non modificativi della consistenza o della potenzialità delle immobilizzazioni, sono addebitati integralmente al Conto economico dell'esercizio in cui sono sostenuti; i costi di manutenzione aventi, invece, natura incrementativa sono attribuiti ai relativi cespiti ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo del bene.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Il costo delle partecipazioni viene eventualmente ridotto nel caso in cui le partecipate conseguano perdite durevoli e non siano prevedibili nell'immediato futuro utili di entità tale da assorbire le perdite stesse; se vengono meno i motivi della svalutazione effettuata il valore originario viene ripristinato negli esercizi successivi.

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono inoltre i crediti verso il personale per prestiti ai dipendenti registrati al loro valore nominale residuo.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo e classificati fra le Immobilizzazioni finanziarie e l'Attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

I valori suddetti risultano dalla differenza tra i valori nominali dei crediti commerciali e il fondo svalutazione crediti portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che alla data del 31 dicembre 2004 risulta ancora da incassare, nonché alla quota dei ricavi di competenza del bilancio 2004 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale; quelli per imposte correnti sono iscritti in base alle aliquote in vigore, applicate ad una realistica stima del reddito imponibile. Se le imposte da corrispondere sono inferiori ai crediti di imposta, agli acconti versati e alle ritenute subite, la differenza rappresenta un credito ed è iscritta nell'attivo dello Stato patrimoniale.

Ratei e risconti

Comprendono quote di proventi ed oneri, comuni a più esercizi in funzione del principio della competenza economica e temporale.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia, alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di quiescenza ed obblighi simili

Accoglie le indennità sostitutive del preavviso 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

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile – in base agli elementi a disposizione – al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura d'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

È stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alle leggi ed 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 erogate agli stessi ai sensi di legge, nonché della parte destinata ai fondi pensione.

Conti d'ordine

I criteri di valutazione ed il contenuto di tali conti sono conformi al principio contabile n.22 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

Contributi in conto capitale

I contributi ed i relativi crediti sono iscritti in contabilità al momento in cui esiste una delibera formale di erogazione da parte dell'ente concedente e sospesi nel Conto economico, attraverso i risconti passivi, nell'attesa del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono. Al momento del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono sono iscritti in detrazione del valore dello stesso e accreditati a Conto economico in ragione dell'ammortamento del bene. Tali crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo ed iscritti nell'attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

Ricavi e costi

Sono rilevati in base al principio della prudenza e competenza economica e sono iscritti in bilancio al netto degli abbuoni e degli sconti.

I ricavi per le altre prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'AEGG in vigore nel periodo di riferimento.

Strumenti finanziari di copertura

Per garantire la copertura contro il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato, vengono stipulati contratti con gli operatori interessati relativamente agli acquisti di energia elettrica.

I differenziali di prezzo, positivi o negativi, relativi ai contratti stipulati a copertura dal rischio di oscillazione dei prezzi sulla borsa elettrica, vengono registrati per competenza nel Conto economico, rispettivamente fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

Imposte sul reddito d'esercizio

Le imposte correnti sul reddito d'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore e tenendo conto delle agevolazioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.

In applicazione del principio contabile n. 25, vengono rilevate, qualora ne esistano i presupposti, imposte differite sulla base delle differenze di natura temporanea tra il risultato lordo civilistico e l'imponibile fiscale.

Se dal ricalcolo emerge un onere fiscale anticipato, esso viene iscritto in bilancio tra i crediti nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del suo futuro recupero.

Le imposte anticipate sono iscritte alla voce Crediti – imposte anticipate, le imposte differite alla voce Fondo per imposte, anche differite.

STATO PATRIMONIALE**ATTIVO****CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI**

Al 31 dicembre 2004 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI - Euro 114.375 mila

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce, come previsto dall'art. 2427 Codice Civile, le loro movimentazioni.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI - Euro 22.611 mila

La composizione della voce è la seguente:

Euro mila

	Costi di impianto e di ampliamento	Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Saldo al 01.01.2004	28	60	9.756	30	2.285	3.626	15.785
Movimenti esercizio 2004							
Incrementi	-	-	7.595	-	4.568	4.116	16.279
Passaggi in esercizio	-	-	324	-	(1.103)	779	-
Svalutazioni	-	-	-	-	(26)	-	(26)
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	566	-	566
Disinvestimenti netti	-	-	(61)	-	-	-	(61)
Ammortamenti	(6)	(15)	(6.770)	(5)	-	(3.136)	(9.932)
Saldo movimenti dell'esercizio 2004	(6)	(15)	1.088	(5)	4.005	1.759	6.826
Saldo al 31.12.2004	22	45	10.844	25	6.290	5.385	22.611

In particolare si segnala:

Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità - Euro 45 mila

La voce è relativa agli studi finalizzati a valutare il limite di massima capacità di trasporto sulle linee elettriche interconnesse con l'estero, al fine di migliorare i transiti tra i vari collegamenti. I costi sono stati capitalizzati previo consenso del Collegio Sindacale e sono ammortizzati convenzionalmente in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno - Euro 10.844 mila

Sono dovuti principalmente per la capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- acquisto licenze software;
- adeguamento programmi di Network e System Management relativo alla borsa elettrica;

- implementazione dell'infrastruttura tecnologica e dei servizi di telecomunicazione per il ripristino rapido dei sistemi informatici in caso di malfunzionamento;

Il processo di ammortamento avviene in tre anni come suggerito dal principio contabile n. 24 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 6.290 mila

Si riferiscono alla:

- realizzazione del codice di rete;
- capitalizzazione dei costi per studi di fattibilità e per la costruzione di nuove linee di collegamento in Italia e all'estero, per studi tecnici ed ambientali;
- implementazione e revisione architettura di funzioni applicative.

Altre - Euro 5.385 mila

Sono rilevati gli investimenti relativi a:

- implementazione del programma Settlement;
- rafforzamento dell'architettura dei sistemi di borsa e di controllo in linea presso la sede operativa;
- manutenzione evolutiva dei programmi certificati verdi, sistema datawarehouse per l'area del personale, per l'applicazione registro operatori e registro unità di produzione ecc.;
- software applicativo per la realizzazione del Sistema informatico integrato.

L'ammortamento avviene in un arco temporale di tre anni sulla base dell'utilità economica.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI - Euro 88.803 mila

La consistenza per singola categoria delle immobilizzazioni materiali è la seguente:

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Saldo al 01.01.2004	49.410	14.229	249	9.446	13.240	86.574
Movimenti esercizio 2004						
Acquisizioni del periodo: investimenti	1.315	3.462	7	4.954	3.612	13.350
Passaggi in esercizio	1.046	1.033	-	650	(2.729)	-
Riclassifiche contabili	57	13	-	-	(636)	(566)
Disinvestimenti netti:						
- Valore di bilancio	-	(4.968)	-	(75)	-	(5.043)
- Fondo ammortamento	-	2.794	-	20	-	2.814
Totale	-	(2.174)	-	(55)	-	(2.229)
Ammortamenti	(1.385)	(3.751)	(42)	(3.148)	-	(8.326)
Saldo movimenti dell'esercizio 2004	1.033	(1.417)	(35)	2.401	247	2.229
Saldo al 31.12.2004	50.443	12.812	214	11.847	13.487	88.803

Relativamente ai valori si segnala che principalmente si riferiscono ai beni della controllante.

Terreni e fabbricati - Euro 50.443 mila

Sono rappresentati principalmente dall'edificio della sede legale della società.

Impianti e macchinario - Euro 12.812 mila

Gli investimenti si riferiscono principalmente agli impianti relativi all'immobile della sede sociale della società.

I disinvestimenti netti invece derivano principalmente dall'imputazione di parte del valore iscritto in bilancio nel Fondo dismissioni impianti industriali direttamente a riduzione del valore dei cespiti a seguito della riorganizzazione della funzione di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.

Altri beni - Euro 11.847 mila

La voce investimenti si riferisce principalmente all'acquisto di sistemi hardware per l'adeguamento del sistema informatico aziendale, all'installazione del software di base presso i server per l'uso dei sistemi, al completamento della replica dei dati e all'acquisto di arredamento dell'edificio della sede legale della società.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 13.487 mila

La voce si riferisce principalmente ai costi che si stanno sostenendo per la ristrutturazione tutt'ora in corso della sede legale della società e all'adeguamento del SCTI.

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2004 sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche, rappresentative della vita utile dei cespiti come consentito dalla normativa vigente.

Alla data del 31 dicembre 2004 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - Euro 2.961 mila

Tale voce comprende per Euro 1.704 mila la partecipazione di minoranza (9,4%) nel CESI. La società opera nella realizzazione e gestione di laboratori ed impianti per prove, collaudi, studi e ricerche sperimentali interessanti l'elettrotecnica in generale ed il progresso tecnico e scientifico. Inoltre, tale voce include i crediti verso altri costituiti principalmente dai prestiti ai dipendenti, remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e che vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

ATTIVO CIRCOLANTE – Euro 3.925.400 mila**CREDITI - Euro 3.572.428 mila**

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Crediti verso clienti - Euro 3.097.380 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti di natura commerciale derivanti dall'attività inerente alla vendita, al trasporto e al dispacciamento dell'energia ed è comprensiva anche di quelli relativi a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare. I crediti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31.12.2004 pari ad Euro 31.836 mila, che rispetto all'anno precedente si incrementa per effetto degli accantonamenti pari ad Euro 18.603 mila e si riduce per la differenza a seguito degli utilizzi. La stima infatti è stata effettuata considerando sia il rischio specifico legato a particolari posizioni creditorie sia il rischio connesso alle perdite potenziali che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2004.

Crediti tributari - Euro 50.883 mila

Tali crediti al 31 dicembre 2004 si riferiscono essenzialmente al credito della Capogruppo verso l'erario per IVA (Euro 38.979 mila) e ai crediti per acconti IRPEG versati nei precedenti esercizi al netto del debito risultante dalla stima dell'IRES di competenza dell'esercizio.

Imposte anticipate - Euro 2.420 mila

La movimentazione dei crediti per imposte anticipate, determinata in base alle aliquote vigenti, è di seguito evidenziata:

Euro mila

	al 31.12.2003	Ammontare delle differenze temporanee rilevate a Conto economico	Aliquota	al 31.12.2004
Crediti per imposte anticipate:				
- su Fondo rischi e oneri tassati	-	2.000	33%	660
- su Svalutazione di partecipazioni anni precedenti	-	4.476	33%	1.477
- su Oneri ripianamento FPE	-	858	33%	283
Totale	-	7.334		2.420

Dette imposte anticipate si riferiscono a differenze temporanee deducibili in futuri esercizi per le quali si prevede l'esistenza di un reddito imponibile non inferiore all'ammontare delle stesse differenze.

Crediti verso altri - Euro 6.346 mila

Si riferiscono principalmente ai crediti della controllante verso le amministrazioni estere per il rimborso IVA pagata a stato estero (Euro 3.810 mila).

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 415.399 mila

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della CCSE a titolo dei contributi di competenza dovuti al GRTN per l'acquisto di energia ai sensi della delibera AEEG 20/01 e successive.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE - Euro 352.972 mila

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

Si segnala che in sede di consolidamento si è provveduto a riclassificare nell'ambito di tale voce l'incasso di un credito della controllante verso la controllata relativo a disposizioni di pagamento inoltrate dalla controllata alla banca il 31 dicembre 2004 e rilevate contabilmente dalla controllante in data successiva.

RATEI E RISCOANTI ATTIVI - Euro 427 mila

Si sono rilevati fenomeni economici relativi a diverse tipologie di contratto, che hanno reso necessaria la rilevazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei crediti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila

	Entro l'anno successivo	Dal 2° anno al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Depositi in contanti presso terzi	82	-	4	86
Prestiti concessi ai dipendenti	152	449	570	1.171
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	234	449	574	1.257
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	3.096.141	1.239	-	3.097.380
Crediti tributari	50.883	-	-	50.883
Imposte anticipate	2.420	-	-	2.420
Crediti verso altri	6.346	-	-	6.346
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	415.399	-	-	415.399
Totale crediti del circolante	3.571.189	1.239	-	3.572.428
Totale	3.571.423	1.688	574	3.573.685

STATO PATRIMONIALE**PASSIVO****PATRIMONIO NETTO - Euro 102.981 mila**

Il saldo è costituito da:

CAPITALE SOCIALE - Euro 26.000 mila

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di un Euro ciascuna.

RISERVA LEGALE - Euro 2.699 mila

Al 31 dicembre 2004 la riserva legale risulta pari al 10,38 % del capitale sociale della Capogruppo.

ALTRE RISERVE - Euro 51.564 mila

Nella voce riserva da conferimento è riportato l'importo di Euro 291 mila della società controllante relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel S.p.A. a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce riserva disponibile pari ad Euro 51.273 mila deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti dalla società controllante, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

UTILI PORTATI A NUOVO - Euro 1.583 mila

Sono costituiti dalla rettifica effettuata in sede di consolidamento delle partite di natura fiscale relative ai precedenti esercizi (ammortamenti eccedenti le aliquote economiche-tecniche stanziata dalla Capogruppo) e che sono state eliminate nel bilancio di esercizio al 31 dicembre 2004 della Capogruppo (disinguinamento fiscale).

UTILE DEL GRUPPO - Euro 21.135 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2004.

Raccordo tra patrimonio netto e utile della Capogruppo e i dati consolidati:

Euro mila

	Patrimonio netto al 31.12.2004	Risultato di esercizio 2004
Bilancio GRTN	94.851	14.588
Risultati conseguiti dalle società controllate	8.130	8.130
Eliminazione di partite di natura fiscale	-	(1.583)
Bilancio consolidato	102.981	21.135

FONDI PER RISCHI E ONERI - Euro 42.591 mila

La consistenza dei fondi è di seguito sintetizzata:

Euro mila

	al 31.12.2004
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.146
Fondo per imposte, anche differite	940
Altri fondi:	
Fondo contenzioso e rischi diversi	30.017
Fondo per acquisto certificati verdi	7.800
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.000
Fondo per interessi di mora	688
Totale altri fondi	40.505
Totale fondi per rischi e oneri	42.591

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili - Euro 1.146 mila

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ha maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di Lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Fondo imposte, anche differite - Euro 940 mila

Il fondo accoglie le imposte differite relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche, stanziata dalla Capogruppo negli esercizi precedenti.

Altri Fondi - Euro 40.505 mila

- *Fondo contenzioso e rischi diversi - Euro 30.017 mila*

Il fondo, al 31 dicembre 2004, comprende i potenziali oneri relativi a contenziosi in corso, valutati sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni della società, altri legati ai rischi potenziali connessi con lo svolgimento di diverse attività operative, tutti ritenuti di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio.

- *Fondo per acquisto certificati verdi - Euro 7.800 mila*

Il fondo per certificati verdi si riferisce all'accertamento per competenza economica effettuato a fronte degli oneri che si prevede saranno sostenuti per l'acquisto sul mercato di certificati verdi da parte di una controllata.

- *Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 2.000 mila*

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari connessi alle offerte temporanee riconducibili alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno usufruito di tali incentivazioni ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2004.

- *Fondo per interessi di mora su ritardati versamenti - Euro 688 mila*

Accoglie l'ammontare degli importi richiesti da terzi per ritardati versamenti che sono al momento in attesa di accertamento.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO - Euro 20.399 mila

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2004 dal personale dipendente dovute ai sensi di legge, nettate delle anticipazioni concesse ai dipendenti per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni Enel S.p.A. (quest'ultima concessa in occasione dell'Offerta Pubblica di Azioni Enel S.p.A. in data 2 novembre 1999, quando la società faceva ancora parte del Gruppo Enel).

DEBITI - Euro 3.733.246 mila

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio inserito a completamento del commento del passivo.

Debiti verso banche - Euro 12.911 mila

I debiti verso banche si riferiscono esclusivamente al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato dalla banca CREDIOP S.p.A.

Debiti verso fornitori - Euro 3.496.808 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia e per il corrispettivo di trasporto dovuto ai proprietari di porzioni di RTN. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere.

Debiti tributari - Euro 3.709 mila

La voce rileva il debito per le imposte a carico dell'esercizio di Euro 1.565 mila per l'IRAP (al netto degli acconti d'imposta versati); accoglie per le differenze il debito verso l'Erario a titolo di sostituto di imposta per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e la voce altre imposte e tasse.

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale - Euro 2.757 mila

La voce è composta essenzialmente da debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico della società, gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente.

Altri debiti - Euro 8.255 mila

La voce è principalmente costituita da debiti verso il personale oltre che da debiti verso terzi per contributi UE da riversare e da depositi cauzionali.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 208.806 mila

La voce si riferisce per Euro 194.078 mila a debiti verso CCSE della Capogruppo come indicato nel bilancio civilistico cui si rimanda e a debiti della società AU per riversamento delle differenze prezzi su contratti di importazione ex delibera 163/03 (Euro 9.452 mila) e per i margini conseguiti nel primo trimestre 2004 su compravendite CIP 6 (Euro 5.276 mila).

RATEI E RISCONTI PASSIVI - Euro 140.985 mila

La voce è composta principalmente dai seguenti risconti passivi:

- Euro 9.602 mila: si riferiscono alla quota parte del riconoscimento destinato al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica stabilito dalla delibera AEEG 05/04 non maturata nel corso dell'esercizio;
- Euro 129.100 mila: si riferiscono alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004 a titolo di corrispettivi per la capacità di trasporto (artt. 37 e 42 della delibera AEEG 48/04) in attesa venga disposta, come indicato nella delibera 15/05 art. 3.3, la sua destinazione alla riduzione degli oneri per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- Euro 2.077 mila: sono relativi ad una controllata e riguardano la differenza tra contributo riconosciuto dall'AEEG a fronte dei costi di funzionamento previsti ed i costi iscritti in bilancio.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila

	Entro l'anno successivo	Dal 2° anno al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche a medio-lungo termine	-	12.911	-	12.911
Totale debiti finanziari	-	12.911	-	12.911
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	3.496.808	-	-	3.496.808
Debiti tributari	3.709	-	-	3.709
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2.757	-	-	2.757
Altri debiti	8.255	-	-	8.255
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	208.806	-	-	208.806
Totale altri debiti	3.720.335	-	-	3.720.335
Totale	3.720.335	12.911	-	3.733.246

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE - Euro 42.090.549 mila

I conti d'ordine accolgono gli ammontari del valore delle fidejussioni, degli impegni e rischi e altre partite di memoria come di seguito evidenziato:

Euro mila

	al 31.12.2004
Garanzie ricevute	502.644
Altri conti d'ordine	41.587.905
Totale	42.090.549

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

Controversie

Campi elettromagnetici

Il GRTN continua a essere parte in giudizi relativi a tale materia e nel corso del 2004 è stato notificato solo un atto di citazione. In relazione al contenzioso in materia di campi elettromagnetici il valore del singolo giudizio non è determinabile, anche ove vengono indicate delle somme da controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, che prescindono dal costo dei singoli spostamenti o diminuzioni di flusso richiesti, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili. Oltre ai ricorsi in cui il GRTN è già parte del processo, potrebbero sussistere giudizi pendenti prima della costituzione del GRTN e in cui è parte l'Enel i cui esiti potrebbero incidere sulla sfera di competenza del GRTN in ragione di quanto previsto in caso di successione nei giudizi dall'art. 111 c.p.c.

Nel corso del 2004 c'è stata da parte del Tribunale di Pisa una pronuncia favorevole al GRTN (per la quale sono ancora pendenti i termini per proporre appello) in quanto il Tribunale adito ha respinto il ricorso promosso dalla parte Attrice per una domanda di risarcimento per danni alla salute generati da campi elettromagnetici.

Distacchi di carico

Relativamente a tale materia è pendente solo un giudizio per il quale il valore non è determinabile, anche se vengono indicate delle somme da controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili. Si ricorda infatti che sono pervenute al GRTN migliaia di richieste di danni che non hanno ancora dato luogo a contenzioso.

Dispacciamento

Relativamente a tale materia è pendente solo un giudizio relativo all'annullamento degli artt. 19 e 20 dell'All.A della delibera AEEG 168/03. Il ricorso ha ad oggetto la presunta illegittimità dell'ordine di priorità del dispacciamento laddove prevede una condizione più favorevole per gli impianti CIP 6. La causa è di valore indeterminabile in quanto non è dato conoscere il numero delle ore nell'anno in cui gli impianti del ricorrente potrebbero essere stati pretermessi dagli impianti CIP 6.

Sono inoltre pendenti, relativamente alla materia dello STOVE, due giudizi promossi da Enipower S.p.A. relativi alla richiesta di annullamento della delibera 67/03 e della relativa nota del GRTN.

Corrispettivo di trasporto previsto dall'art. 16 della delibera 228/01

Sono pendenti otto giudizi dinanzi al Consiglio di Stato, iniziati di fronte al TAR Lombardia con cui è stata impugnata da parte di imprese produttrici di energia CIP 6 una comunicazione dell'AEEG del 2 ottobre 2002 la quale chiarisce che anche i soggetti che hanno la disponibilità di impianti CIP 6 sono tenuti al pagamento del corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica di cui all'art. 16 della delibera 228/01. In tutti i procedimenti il TAR Lombardia ha accolto il ricorso, contro la cui decisione il GRTN ha proposto appello di fronte al Consiglio di Stato.

Black out

In relazione agli eventi del 28 settembre 2003, sono pervenute al GRTN numerose richieste di risarcimento danni suddivise tra richieste forfetarie di Euro 25,82 su moduli prestampati messi a disposizione dalle associazioni di consumatori e richieste analitiche provenienti sia da privati cittadini che da aziende, per le quali non è facile prevedere quante evolveranno in futuri giudizi.

Si ricorda che, in base alle vigenti delibere dell'AEEG, gli indennizzi automatici sarebbero dovuti solo dai distributori e che, in ogni caso, la stessa AEEG ha chiarito che l'indennizzo automatico non è dovuto in caso di:

- interruzioni aventi origine sulla rete di trasmissione nazionale;
- interruzioni attribuibili a forza maggiore;
- responsabilità di terzi.

Per quel che riguarda le richieste di risarcimento danni azionate per via giudiziaria, a marzo 2005 risultano essere circa 7.500.

Al momento non sono vi sono pronunce nel merito negative per il GRTN. In una causa il GRTN è stato estromesso dal giudizio.

L'eventuale adozione di pronunce sfavorevoli al GRTN potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili.

Al riguardo si segnala che:

1. alcune delle cause già in corso potrebbero essere vere e proprie "cause-pilota" aventi per scopo la creazione di un precedente giurisprudenziale al quale far seguire, in caso di condanna del GRTN, innumerevoli nuove cause di risarcimento del danno;
2. alle società di distribuzione, in primo luogo Enel Distribuzione S.p.A., sono stati notificati vari giudizi per il risarcimento danni. A tal proposito non si può escludere una possibile chiamata in giudizio del GRTN da parte del distributore.

Si segnala, infine, che in uno dei giudizi notificati al GRTN, il giudice di pace di Napoli adito ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione con la conseguenza che la causa dovrà essere riassunta dinanzi al TAR.

Costi e ricavi inerenti alla movimentazione dell'energia

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti alla movimentazione di energia elettrica, si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della preparazione del presente bilancio. Infatti la modalità di rilevazione dei flussi di energia, propria dell'attuale sistema elettrico, prevede in diversi casi l'utilizzo di dati basati su stime ed autocertificazioni dei produttori e distributori che potrebbero essere oggetto di successive rettifiche. L'adozione di queste informazioni ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive. Tali sopravvenienze, se non riferite a componenti specifiche di remunerazione del GRTN, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

CONTO ECONOMICO

VALORE DELLA PRODUZIONE - Euro 16.373.690 mila

Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 16.313.870 mila

La composizione del saldo al 31 dicembre 2004 è qui di seguito illustrata:

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2004
Vendita energia	11.959.790
Corrispettivi per attività di trasporto:	
- Corrispettivo di trasporto - delibera 05/04 (ex delibera 228/01)	1.028.193
- Corrispettivo di misura dell'energia - delibera 05/04	6.470
Totale	1.034.663
Corrispettivi di dispacciamento	651.805
Altre energia	281.255
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	2.386.357
Totale	16.313.870

La vendita di energia è rappresentata principalmente dalle vendite effettuate dalla società controllata AU per cessione dell'energia elettrica ai distributori (Euro 8.288.154 mila), avvenuta a partire dall'avvio della borsa elettrica (aprile 2004), che include anche l'accertamento dei ricavi per competenza della cessione di energia relativa ai mesi di novembre e dicembre 2004, la cui fatturazione è avvenuta, rispettivamente, nei mesi di gennaio e febbraio 2005; per Euro 3.155.041 mila, si riferisce invece all'energia CIP 6 venduta dal GRTN e a quella relativa sia ai contratti di scambio sia ad esigenze legate al servizio di dispacciamento.

I ricavi relativi all'attività di trasporto (Euro 1.034.663 mila) sono invece imputabili prevalentemente ai corrispettivi destinati alla remunerazione del servizio di trasporto mentre l'importo di Euro 651.805 mila è relativo alle componenti fatturate per il servizio dispacciamento, come disciplinato dalla delibera 48/04.

La voce altre energia è costituita principalmente dei ricavi per vendita dei certificati verdi (Euro 160.284 mila).

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - Euro 4.716 mila

La voce si riferisce principalmente alla capitalizzazione del costo del personale interno impegnato in attività di sviluppo nell'area informatica e nel dispacciamento e in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione.

Altri ricavi e proventi - Euro 55.104 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

Euro mila

	Esercizio 2004
Sopravvenienze attive:	
- Corrispettivo di trasporto - delibera 228/01	27.352
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - delibera 36/02	8.270
- Interconnessione su garanzia con l'estero	5.129
- Vettoriamento segnali di telecontrollo	2.445
- Rettifiche prezzi su fatturazione CIP 6 anni precedenti	2.246
- Altre	643
Totale	46.085
Proventi per riaddebiti costi a operatori esteri	7.285
Ricavi per prestazioni e servizi vari	1.576
Altri ricavi	158
Totale	55.104

La voce delle sopravvenienze attive si riferisce principalmente alle rettifiche relative al corrispettivo di trasporto delibera 228/01 e ai contratti di bilanciamento e scambio che devono essere considerate congiuntamente alle sopravvenienze passive rilevate negli oneri diversi di gestione in quanto attinenti ad analoghi fenomeni.

COSTI DELLA PRODUZIONE - Euro 16.350.221 mila

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Euro 14.463.246 mila

Tale voce è caratterizzata principalmente dai costi inerenti agli acquisti di energia così rappresentati:

Euro mila

	Esercizio 2004
Acquisti energia CIP 6	5.409.294
Acquisti di energia dal GME	4.491.582
Acquisti di energia dall'AU	2.476.732
Acquisti di energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 48/04	1.459.495
Acquisti di energia per saldi negativi su contratti di scambio - delibera 48/04	534.763
Acquisti di energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - delibera 36/02 e succ.	90.977
Totale	14.462.843
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	403
Totale	14.463.246

- **Acquisti energia CIP 6 - Euro 5.409.294 mila**

Rappresenta l'ammontare per acquisti di energia da fonti rinnovabili e assimilate di competenza dell'anno 2004, il cui onere netto viene coperto dalla CCSE;

- **Acquisti di energia dal GME - Euro 4.491.582 mila**

Si riferiscono agli acquisti di energia del GME sul MGP e sul MA come previsto al Titolo IV Mercati dell'Energia Capo I e II del Testo Integrato alla Disciplina del Mercato Elettrico;

- **Acquisti di energia dall'AU - Euro 2.476.732 mila**

Si riferisce all'energia elettrica acquistata dall'AU regolata dai contratti bilaterali fisici e quella riveniente da contratti di importazione pluriennale, sottoscritti dal Gruppo Enel e trasferiti all'AU per la copertura del fabbisogno del mercato vincolato.

Per servizi - Euro 670.060 mila

La voce è di seguito dettagliata:

Euro mila

	Esercizio 2004
Costi per acquisto servizi relativi all'energia:	
- Mercato elettrico	591.209
- Oneri per servizio di dispacciamento ante mercato elettrico	50.703
- Interconnessione con l'estero	3.202
Totale	645.114
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia:	
- Servizi per il personale	3.216
- Vigilanza	2.865
- Prestazioni e consulenze professionali	3.871
- Prestazioni per attività informatiche	2.965
- Trasmissione dati	1.611
- Immagine e comunicazione	1.579
- Manutenzioni e riparazioni	1.394
- Spese per servizio di somministrazione di lavoro	1.111
- Telefoniche	813
- Prestazioni coordinate e continuative	768
- Emolumenti amministratori e sindaci	1.630
- Pulizia	592
- Altri servizi	2.531
Totale	24.946
Totale	670.060

Il costo per servizi deriva principalmente dall'acquisizione di risorse necessarie all'erogazione del servizio di dispacciamento sia in base alle nuove modalità istituite con la delibera 48/04, sia, residualmente, in base alla delibera 27/03.

Per godimento beni di terzi - Euro 968.447 mila

La voce è esposta dettagliatamente nella tabella seguente:

<i>Euro mila</i>		Esercizio 2004
Canoni da corrispondere a proprietari RTN		904.287
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO-CBT		61.121
Affitti e locazione di beni immobili		1.868
Veicoli a noleggio		838
Noleggio software applicativo (licenza d'uso a tempo determinato)		122
Altri noleggi		211
Totale		968.447

I costi per godimento beni di terzi sono essenzialmente riconducibili alla remunerazione ai proprietari della RTN e all'onere derivante dalla remunerazione dovuta ai TSO europei nell'ambito dell'accordo ETSO-CBT.

Per il personale - Euro 61.900 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2004 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2004	Consistenza al 31.12.2004	Consistenza al 31.12.2003
Dirigenti	68	73	57
Quadri	249	255	228
Impiegati	538	545	520
Operai	0	0	1
Totale	855	873	806

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 36.888 mila

Il dettaglio della voce ammortamenti e svalutazioni è di seguito indicato:

<i>Euro mila</i>		Esercizio 2004
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali		9.932
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali		8.326
Svalutazioni dei crediti		18.603
Svalutazioni delle immobilizzazioni		26
Totale		36.888

Accantonamenti per rischi - Euro 8.971 mila

Rilevano gli accantonamenti effettuati alla data del 31 dicembre 2004 descritti alla voce fondo rischi e oneri.

Altri accantonamenti - Euro 8.488 mila

La voce si riferisce ad accantonamenti al fondo per interessi di mora ed al fondo per acquisto dei certificati verdi.

Oneri diversi di gestione - Euro 132.221 mila

Gli oneri diversi di gestione vengono esposti nella tabella seguente:

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2004
Sopravvenienze passive per:	
- Riconciliazione anno 2001	39.878
- Corrispettivo di trasporto - delibera 228/01	20.552
- Acquisto energia CIP 6 - anni precedenti	14.793
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - delibera 36/02	8.270
- Conguaglio accordo CBT anno 2003	2.038
- Altre	639
Totale	86.170
Importi da riconoscere a CSSE - delibera 252/04 art. 6 e delibera 163/03 art.2	44.449
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti ed enti	299
Imposte e tasse comunali	338
Giornali, libri e riviste	268
Spese di rappresentanza	295
Contributi diversi	170
Altri oneri	232
Totale	132.221

La voce è riconducibile principalmente alle seguenti voci:

- sopravvenienze passive relative alla riconciliazione anno 2001 (Euro 39.878 mila). Si precisa che a fronte di questo onere la AEEG ha istituito una specifica componente tariffaria DP che viene pagata al GRTN dai titolari dei contratti di dispacciamento in prelievo e che consentirà entro il 2005 la copertura di tale onere. La considerazione di tale componente rende passante a livello di risultato operativo l'impatto di tale sopravvenienza;
- sopravvenienze passive relative al corrispettivo di trasporto delibera 228/01; si riferiscono alla rettifica di importi fatturati in esercizi precedenti nei confronti di un distributore a seguito della ri-determinazione delle quantità di energie transitate sulla RTN. Tale partita è quasi totalmente controbilanciata da una analoga posta di ricavo iscritta nell'ambito delle sopravvenienze attive;
- sopravvenienze passive relative all'acquisto di energia CIP 6 (Euro 14.793 mila) che evidenziano costi rilevati nel corso dell'anno, ma riferiti ad acquisti di energia CIP 6 di anni precedenti la cui copertura è costituita dai contributi della CCSE;

- sopravvenienze passive per bilanciamento e scambio (Euro 8.270 mila), riconducibili alle quote di costo generate dai conguagli di partite relative ad anni precedenti. La voce deve essere analizzata congiuntamente alla analoga voce rilevata tra le sopravvenienze attive nella voce altri ricavi e proventi, in quanto attinenti allo stesso fenomeno.
- importi da riconoscere a CCSE per un importo pari ad Euro 39.172 mila (ex delibera 163/03) e per un importo pari ad Euro 5.277 mila (ex delibera 252/04).

Gli altri oneri diversi di gestione riguardano principalmente spese di rappresentanza, costi per acquisti di libri e giornali ecc.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI - Euro 9.839 mila

Altri proventi finanziari - Euro 10.445 mila

Il dettaglio della voce è il seguente:

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2004
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	8.960
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	1.452
Interessi su prestiti a dipendenti	27
Altri interessi non assoggettati a ritenuta d'acconto	6
Totale	10.445

Interessi e altri oneri finanziari - Euro 606 mila

La voce è così dettagliata:

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2004
Interessi passivi su mutui	374
Interessi su finanziamenti a breve termine	181
Interessi di mora su debiti per acquisti energia elettrica	42
Altri interessi passivi	9
Totale	606

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI - Euro (2.863) mila

Gli oneri straordinari netti sono composti principalmente dall'accantonamento di fine esercizio all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti e dalle somme erogate durante l'anno allo stesso titolo.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO, CORRENTI, DIFFERITE E ANTICIPATE - Euro 9.310 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

Euro mila

	Esercizio 2004
Imposte correnti:	
IRES	5.980
IRAP	5.750
Imposte anticipate	(2.420)
Totale	9.310

In relazione alle indicazioni del principio contabile n. 25 sul trattamento contabile delle imposte sul reddito si precisa che sono state stanziare imposte anticipate (Euro 2.420 mila) sulle differenze temporanee deducibili, principalmente relative ad accantonamenti tassati, in quanto è prevedibile un piano temporale di utilizzo dei fondi tassati ed esiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

Glossario

AAT:	Altissima tensione
AEEG:	Autorità per l'energia elettrica e il gas
AIB:	Associazione degli issuing bodies
AT:	Alta tensione
ATS:	Alte temperature di scarico
AU:	Acquirente Unico S.p.A.
BME:	Banco manovra emergenza
BMI:	Banco manovra interrompibili
CBT:	Cross border trade
CCC:	Certificati per la copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto
CCCI:	Certificati contro il rischio di differenziali di prezzo tra zone di mercato italiano e adiacenti zone estere
CCSE:	Cassa conguaglio per il settore elettrico
CCT:	Corrispettivo capacità di trasporto
CEER:	Consiglio europeo dei regolatori
CERSE:	Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico
CESI:	Centro elettrotecnico sperimentale italiano S.p.A.
CIP 6:	Provvedimento n. 6/92 del Comitato Interministeriale Prezzi
CfD:	Contratti differenziali a due vie
CIGRE:	Consiglio internazionale per i grandi sistemi elettrici
CTR:	Corrispettivo per il trasporto
DPCM:	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
DPR:	Decreto del Presidente della Repubblica
DOE:	Dipartimento dell'energia negli Usa
EDA:	Distacchi automatici di carico
EMRA:	Energy market regulatory authority
EPRI:	Electric power research institute
ERGEG:	Gruppo europeo dei regolatori
ESA:	Agenzia spaziale europea
E-TRACK:	European tracking system for electricity
ETRANS:	Operatore della rete della Svizzera
ETSO:	European transmission system operators
FERC:	Federal energy regulatory commission
GME:	Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.
GRTN:	Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.
GO:	Garanzia d'origine
HVDC:	High voltage direct current
LRAIC:	Long run average incremental costs
MA:	Mercato di aggiustamento
MAP:	Ministero Attività Produttive
MGP:	Mercato del giorno prima
MSD:	Mercato dei servizi di dispacciamento

NERC:	North american electric reliability council
NTC:	Net transfer capacity
OIC:	Organismo italiano di contabilità
OME:	Osservatorio mediterraneo dell'energia
PAB:	Piattaforma di aggiustamento bilaterale
PDS:	Piano di sviluppo
PST:	Phase shifter transformer
PUN:	Prezzo unico nazionale
RECS:	Renewable energy certification system
REMEP:	Piattaforma euro mediterranea per l'energia
RTE:	Gestore della rete francese
RTN:	Rete di trasmissione nazionale
RUC:	Registro delle unità di consumo
RUP:	Registro delle unità di produzione
SAPEI:	Sardegna penisola italiana
SCTI:	Sistema di controllo e teleconduzione integrato
SCPT:	Sistema di controllo produzione e trasmissione
SETSO:	Task force dei gestori di rete dell'Europa del sud est europeo
STOVE:	Sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica
SUDEL:	Gruppo regionale per il coordinamento dell'attività di trasmissione nel sistema interconnesso dell'Europa del sud est
TEE:	Titoli di efficienza energetica
TEN-E:	Transeuropean energy network
TIRAG:	Gestore austriaco della rete di trasmissione del tirol
TRAS:	Corrispettivo di trasmissione
UCTE:	Unione per il coordinamento della trasmissione dell'energia elettrica in Europa
UE:	Unione Europea
VAS:	Valutazione ambientale strategica
WAMS:	Wide area monitoring system
WOG:	Wind on the grid

