

SENATO DELLA REPUBBLICA

XV LEGISLATURA

Doc. XV
n. 127

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 spa)

(Esercizio 2005)

Comunicata alla Presidenza il 5 luglio 2007

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 37/2007 del 29 maggio 2007	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN S.p.A.) per l'esercizio 2005	»	7
DOCUMENTI ALLEGATI:		
<i>Esercizio 2005:</i>		
Relazione Amministrativa	»	75
Relazione del Collegio Sindacale	»	167
Bilancio consuntivo	»	177
Bilancio consolidato	»	183

Determinazione n. 37/2007**LA CORTE DEI CONTI****IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI**

nell'adunanza del 29 maggio 2007;

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 del sistema elettrico S.p.A. (già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Spa) è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

visto il bilancio d'esercizio dell'Ente suddetto, relativo all'esercizio finanziario 2005, 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 del sistema elettrico per l'esercizio 2005;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che del conto consuntivo - 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 2005 - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - del Gestore del sistema elettrico S.p.A. - 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 Mario Alemanno

**RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SUL (GSE)
GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO SPA (GIÀ GESTORE DELLA RETE
DI TRASMISSIONE NAZIONALE – GRTN SPA) PER L'ESERCIZIO 2005**

INDICE

CAP. I. – *Nota introduttiva.* CAP. II. – *La nuova missione del GRTN.* – CAP. III. – *Il nuovo assetto istituzionale del GRTN successivo al DPCM 11 maggio 2004.* – CAP. IV. – *La persistenza della forma di società di diritto privato del GRTN dopo il DPCM 11 maggio 2004.* – CAP. V. – *Gli organi sociali.* – CAP. VI. – *Le variazioni nella consistenza delle risorse umane.* – CAP. VII. – *Le procedure attuative della nuova missione e le principali problematiche.* – CAP. VIII. – *Lo scenario delineatosi nel settore fotovoltaico successivamente al decreto ministeriale 28 luglio 2005.* – CAP. IX. – *Il bilancio.* – CAP. X. – *I principali riflessi del contratto di cessione sul bilancio.* – CAP. XI. – *I valori patrimoniali oggetto di cessione.* – CAP. XII. – *Il gruppo societario (holding) e le implicazioni gestionali.* – CAP. XIII. – *Il bilancio consolidato.* – CAP. XIV. – *Il Bilancio d'esercizio.* – CAP. XV. – *Il conto economico e i costi dei servizi.* – CAP. XVI. – *Conclusioni.*

Cap. I° NOTA INTRODUTTIVA

La presente relazione riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione del GRTN per l'esercizio 2005 e sui più significativi accadimenti sino alla data corrente.

Il Controllo della Corte è stato svolto ai sensi dell'art. 12 della legge 259\58; il precedente referto, relativo all'esercizio 2004, è stato pubblicato con Atto Camera XV legislatura Documento XV n. 31.

Nell'esercizio 2005 si sono registrati due avvenimenti che hanno inciso profondamente sia sulla missione del GRTN che sul suo stesso assetto.

Il primo di detti avvenimenti incidente sostanzialmente sulla missione, già tradizionalmente di competenza della Holding di cui è capofila il GRTN (assieme all'Acquirente Unico -AU- ed al Gestore del Mercato Elettrico-GME) concerne la piena operatività del mercato elettrico con la partecipazione attiva¹ della domanda espressa dagli operatori a far data dal 1° gennaio 2005, dando ingresso a rilevazioni che hanno riguardato un intero esercizio.

Di contro per il 2004, le attività su tale mercato si erano svolte per soli nove mesi, a far data dal 1° aprile e non avevano riguardato la partecipazione attiva della domanda.

In materia di mercato elettrico, viene, peraltro, in rilievo il Decreto del Ministro delle Attività Produttive adottato il 17 dicembre 2004, relativo alle modalità e condizioni delle importazioni di energia per il 2005, in data 24 dicembre 2004 lo stesso Ministro ha emanato una nota di indirizzo relativa al funzionamento del Sistema Italia ed alla partecipazione della domanda nella Borsa Elettrica.

Il 5 dicembre 2005, il suddetto Ministro ha adottato un nuovo decreto diretto alla determinazione delle modalità per la vendita sul mercato elettrico per il 2006, stabilendo in particolare la ripartizione dell'energia tra mercato libero e vincolato, determinando una quota del 40% dell'energia destinata all'AU per la fornitura al mercato vincolato ed una quota pari al 60% destinata ai clienti idonei del mercato.²

Il secondo avvenimento che ha avuto una duplice incidenza sulla missione e sull'assetto diretto del GRTN attiene all'attuazione di quanto previsto nel DPCM

¹In una prima fase il mercato elettrico è caratterizzato dalla c.d. domanda passiva perché le operazioni di Borsa per gli operatori erano limitate alla vendita di energia, mentre il Gestore della Rete e l'Acquirente Unico accentravano su di loro la domanda. Dal 1° gennaio 2005 anche altri operatori (tra i quali figura Terna per esigenze legate alla stabilità del sistema) possono accedere direttamente agli acquisti di cui necessitano.

² Il Decreto Bersani (D. Lgs. 79/99) ha definito le tipologie di consumatori ai quali è consentito di accedere al mercato libero (clienti idonei). I consumatori che non hanno invece la possibilità di scegliere il proprio fornitore di energia sono definiti vincolati.

11/05/2004 che ha condotto alla riunificazione in testa alla soc. TERNA della gestione della RTN, oltre che della titolarità di cui già disponeva.

Per effetto di questa disposizione, si è pervenuti alla stipula del Contratto di Cessione del ramo di azienda concluso tra il GRTN e TERNA il 28 febbraio 2005 (registrato presso l'Ufficio Entrate di Roma 5 in data 4 marzo 2005).

Detto contratto risulta successivamente modificato con atti aggiuntivi del 23 maggio e 4 agosto 2005.

Dal complesso di detti atti si ricava la determinazione puntuale delle attività, funzioni e rapporti giuridici attivi e passivi da conferire a Terna.

Peraltro, con lettera congiunta GRTN - TERNA del 26 ottobre 2005 indirizzata all'AEEG, è stata rimessa all'Autorità di settore copia del testo della convenzione definitiva, comunicando in particolare che in data 1 novembre 2005 si sarebbe verificato l'effetto traslativo del ramo d'azienda corrispondente alle attività di trasmissione e di dispacciamento del GRTN verso TERNA.

Le parti, come effetto diretto dal DPCM 11 maggio 2004, hanno preso atto, nel regolare i reciproci rapporti, della nuova perimetrazione che segna ovviamente la missione del GRTN.

Va rilevato così che in forza di detta riunificazione in capo ad altro soggetto (TERNA) della gestione, oltre che della titolarità della rete già in suo possesso, la missione aziendale del GRTN è risultata modificata venendo a focalizzarsi essenzialmente sulle attività riguardanti le fonti rinnovabili che rappresentano, dopo la cessione del ramo di azienda, la quasi totalità del suo fatturato.

Dal 1° novembre 2005 il Gestore della Rete, in seguito alla cessione del ramo d'azienda relativo all'attività di dispacciamento e trasmissione, pur mantenendo lo stesso acronimo (GRTN), ha mutato la propria denominazione in Gestore del Sistema Elettrico, ulteriormente modificato nel 2006 in GSE (Gestore Servizi Elettrici)

Tornando, quindi, al contratto di cessione del ramo d'azienda, che segue il mutamento della missione istituzionale del GRTN, esso, divenuto efficace il 1° novembre 2005, risultava assoggettato al rilascio da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato dell'autorizzazione all'operazione.

Cap. II° LA NUOVA MISSIONE DEL GRTN

In relazione alla cessione di ramo d'azienda le funzioni, precedentemente al 1° novembre 2005, svolte dal GRTN si possono suddividere in due categorie:

Attività caratteristiche del Transmission System Operator (TSO) e pertanto oggetto di cessione

Queste attività sono passate alla società Terna e concernono:

- Dispacciamento (pianificazione e garanzia in tempo reale dell'equilibrio tra i flussi di domanda e offerta di energia elettrica). Più precisamente le attività connesse sono:
 - Programmazione e dispacciamento
 - Controllo rete di trasmissione nazionale
 - Dispacciamento in tempo reale
 - Acquisto servizi di dispacciamento
 - *Metering* RTN e *settlement* servizi di dispacciamento
 - Integrazione domanda attiva

- Pianificazione e sviluppo rete in cui sono ricomprese le seguenti attività:
 - Pianificazione e sviluppo rete
 - Ingegneria dello sviluppo
 - Piani di difesa e sicurezza
 - Coordinamento protezioni rete
 - Definizione vincoli di sicurezza rete
 - Servizi di statistica per il sistema elettrico
 - Partecipazione in Cesi(Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano)

Attività il cui trasferimento al TSO non è previsto e che resteranno al Soggetto Cedente riguardanti:

- Acquisto e vendita energia CIP6 e rinnovabile
- Qualificazione impianti ed emissione certificati verdi
- Esecuzione delibere CIP6
- Controllate GME, AU e partecipazione in associazione Itenergy

- Gestione risorse distaccate
- Settlement A3³

La cessione a Terna del ramo d'azienda, con l'abbandono di ogni competenza in materia di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete, comporta che la gestione del GRTN si focalizza e si rinnova, allo stato, su una parte delle competenze che già la impegnavano e che fanno riferimento, quasi esclusivamente, alle fonti rinnovabili.

Infatti, delle funzioni originariamente attribuite, alla data del 1999, al GRTN restano ricomprese, come si è sopra riassunto, nella sua sfera di competenza quelle di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili e assimilate, come l'emissione di certificati verdi, oltre l'attività di qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, propedeutico al rilascio dei certificati e il ritiro dai produttori con il collocamento sul mercato dell'energia CIP 6⁴.

Rimangono, inoltre, nell'ambito delle competenze del GRTN l'incarico di soggetto attuatore del sistema di energia prodotta da impianti fotovoltaici.

Nella sua competenza, persistono anche altre forme di certificazione dell'energia da fonti rinnovabili come il rilascio della garanzia di origine (GO) e dei titoli internazionali RECS⁵.

Il GRTN continua anche ad avere, pur dopo il contratto di cessione, con efficacia dal 1° novembre 2005, il ruolo di capofila della Holding che comprende anche l'AU (Acquirente Unico) ed il GME (Gestore del Mercato Elettrico), le due SpA costituite ad inizio del 2004 e di cui il GRTN rimane unico azionista.

Le due società, come è noto, hanno rispettivamente:

- Il compito di garantire la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza ai clienti vincolati, in modo da consentire anche a tali consumatori di beneficiare dei vantaggi del processo di liberalizzazione del settore;
- la gestione delle transazioni telematiche della Borsa Elettrica .

³ Per settlement A3 si intende la regolarizzazione delle differenze tra i costi ed i ricavi derivanti dall'acquisto e dalla vendita delle partite di energia CIP6 attraverso la componente tariffaria A3

⁴ Si intendono per CIP6 le unità di produzione individuate dal provvedimento n. 6/1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi e che consistono in impianti da fonti rinnovabili od assimilate ovvero da fonti convenzionali. L'energia prodotta da detti impianti è pagata ad un prezzo incentivato superiore a quello che si ricava dalla sua vendita sul mercato.

⁵ Il GRTN partecipa alla piattaforma internazionale di scambio certificati gestita dall'AIB (Association of Issuing Bodies). In tale ambito, il GRTN emette i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione di energia elettrica rinnovabile.

Una ulteriore funzione che rimane nella sfera del GRTN concerne il riconoscimento degli impianti di produzione di elettricità in cogenerazione.

Infatti, già con delibera 42\2002, l'AEGG aveva disposto che, per ottenere i benefici di legge, i proprietari di impianti cogenerativi dovevano presentare al GRTN, per una verifica, le informazioni sull'energia ed il calore prodotti e sulla quantità di combustibile utilizzata.

**Cap. III° IL NUOVO ASSETTO ISTITUZIONALE DEL GRTN SUCCESSIVO AL
DPCM 11 MAGGIO 2004**

L'art. 1, commi 1 e 2, del DPCM 11 maggio 2004 stabiliva che entro il 31 ottobre 2005 fossero trasferiti a Terna S.p.A., eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi -ivi inclusa la titolarità delle convenzioni di cui all'art. 3, commi 8, 9 e 10, del decreto legislativo n. 79 del 1999 - facenti capo a GRTN S.p.A. ad eccezione di beni, rapporti giuridici e personali afferenti alle funzioni di cui all'art. 3, commi 12 e 13, e di cui all'art. 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79 del 1999, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo n. 387 del 2003; le partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ed Acquirente Unico S.p.A; gli eventuali oneri, ed i relativi eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere, fino alla data di efficacia del trasferimento dallo stesso GRTN.

Il trasferimento di cui si discute è stato previsto che avvenisse a titolo oneroso, demandando al GRTN S.p.A. ed a Terna S.p.A. il compito di concordare la consistenza dei beni e dei rapporti giuridici, le unità di personale da trasferire, nonché il relativo valore.

Il DPCM prevedeva anche che in caso di mancato raggiungimento dell'accordo entro il 30 aprile 2006, la determinazione del prezzo di trasferimento, da individuare tenendo conto dei valori di mercato, sarebbe stata rimessa ad un collegio di tre valutatori indipendenti operanti sulla base di sperimentate metodologie di valutazione. Secondo il DPCM ogni parte avrebbe dovuto nominare un valutatore e sopportarne i relativi costi; il terzo valutatore, invece, sarebbe stato indicato dal Presidente del Tribunale territorialmente competente in base alle sedi legali delle società, e gli oneri relativi avrebbero dovuto essere ripartiti pariteticamente tra le parti.

La tempestività dell'accordo raggiunto, tuttavia, oltre ad evitare il protrarsi di una situazione di incertezza circa l'entità patrimoniale dell'operazione, ha evitato un onere aggiuntivo connesso alla remunerazione dei valutatori.

In pendenza di detta situazione quale determinatasi al termine dell'operazione di cessione e dei mutamenti introdotti dal DPCM 11 maggio 2004, appare conferente considerare l'assetto istituzionale e gestionale del GRTN quale si va delineando nella nuova fase.

Per quanto detto, occorre evidenziare che l'attività del GRTN –a seguito della cessione- è soggetta:

- al potere di socio unico, in capo al MEF
- agli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico (già Ministero delle Attività Produttive);
- alle direttive dell'AEEG.

Relativamente alla posizione del Ministero dello Sviluppo Economico, occorre tenere distinte la sfera dei suoi poteri pubblicistici di indirizzo sull'attività da quella delle prerogative riconducibili alla posizione di socio unico rivestita dal MEF in rapporto al GRTN.

In particolare, il potere d'indirizzo del Ministero dello Sviluppo Economico assolve, tra le altre, alla "finalità di salvaguardare la continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso" (art. 1, comma 2, D. Lgs. N. 79/99).

Più in dettaglio, gli indirizzi strategici ed operativi di detto Ministero hanno ad oggetto principalmente i seguenti ambiti: sicurezza, affidabilità, efficienza e minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, parità di trattamento di utenti o categorie di utenti.

Il potere d'indirizzo strategico ed operativo è espresso mediante atti formali e distinti (cfr., ad es. DM 7.08.2000) dalle deliberazioni di voto in assemblea che assumono la veste di "direttive".

Il D.Lgs. n. 79/99 stabilisce che il potere d'indirizzo dell'allora MAP (ora Ministero dello Sviluppo Economico) sia esercitabile in ordine agli aspetti generali del sistema elettrico nazionale (vulnerabilità, sicurezza, affidabilità, efficienza, etc.).

In parallelo con la posizione del Ministero dello Sviluppo Economico va considerata l'influenza che può avere il MEF in considerazione della sua qualità di unico azionista del GRTN, dopo aver ribadito che i diritti dell'azionista debbono essere esercitati di intesa tra lo stesso MEF e il Ministero dello Sviluppo Economico (siccome previsto dal D. Lgs. 79/99 e dal Decreto del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000, le azioni del GRTN, sono state assegnate gratuitamente, con decorrenza 1° aprile 2000, al Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica, vale a dire all'attuale Ministero dell'Economia e delle Finanze - MEF).

La somma dei poteri rimasti intestati all'AEEG, è stabilita ai sensi del comma 13 dell'art. 3 del D. Lgs. 79/1999, che prevede che "ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi

derivanti dalla vendita dell'energia sui mercati e dalla vendita dei diritti di cui al comma 3 dell'articolo 11".

Sulla base di tale norma del Decreto in questione, l'AEEG applica sulla tariffa elettrica la c.d. componente tariffaria A3, che è destinata alla copertura degli oneri non remunerati dal mercato.

In particolare, sulla base del Testo Integrato, che da ultimo ha disciplinato la materia, le imprese distributrici che prelevano energia elettrica dalla RTN per fornirla ai clienti finali, siano essi vincolati o idonei, applicano sulla tariffa dovuta da tali clienti finali la componente tariffaria A3.

Il gettito proveniente dall'esazione della componente tariffaria A3 è riconosciuto dalle imprese distributrici su base bimestrale. Su base mensile il GRTN e la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) effettuano gli eventuali conguagli, mediante il c.d. "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate", delle differenze, di volta in volta esistenti, fra la somma algebrica dei ricavi e dei costi del Gestore, essenzialmente connessi all'acquisto ed alla vendita dell'energia elettrica derivante da fonti rinnovabili ed assimilate e dei certificati verdi, e il gettito della componente A3 fatturato da GRTN.

La Cassa Conguaglio, a tal fine, ai sensi dell'art. 59.4 del Testo Integrato, può utilizzare anche le giacenze esistenti sugli altri conti da essa detenuti per far fronte ad eventuali carenze momentanee di disponibilità del cosiddetto Conto A3, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo viene effettuato.

Le determinazioni dell'AEEG connesse all'attuazione dell'art. 1 del DPCM 11 maggio 2004 con particolare riferimento alla copertura dei costi di funzionamento del GRTN per le attività non oggetto di trasferimento a TERNA sono state assunte con la Delibera 15/05 del 31 gennaio 2005.

Nelle premesse di tale delibera viene precisato che per la copertura, tra l'altro, dei costi di funzionamento riconosciuti per le funzioni di cui all'art. 3, commi 12 e 13, e di cui all'art.11, comma 3, del D. Lgs. 79/99 è destinata la componente tariffaria di cui all'art. 2, comma 2.5, della deliberazione n. 135/04 pari, per l'anno 2005, a 0,0336 centesimi di euro/kWh.

Tale Delibera stabilisce, tra le altre cose, che per le determinazioni tariffarie connesse al processo di unificazione della proprietà e gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione si applicano i criteri di riconoscimento e copertura dei costi già vigenti.

Peraltro, è disposto che con separato provvedimento della medesima AEEG saranno

adottate le disposizioni necessarie alla regolazione dei flussi finanziari conseguenti all'applicazione di componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi derivanti dagli obblighi attribuiti ai soggetti che risulteranno dal processo di unificazione di cui all'articolo 1 del DPCM 11 maggio 2004.

**Cap. IV° LA PERSISTENZA DELLA FORMA DI SOCIETA' DI DIRITTO
PRIVATO DEL GRTN DOPO IL DPCM 11 MAGGIO 2004**

L'“excursus” relativo all'evoluzione nell'ambito delle competenze, così come delineatasi dopo il DPCM 11 maggio 2004, accentua ulteriormente due osservazioni già formulate da questa Corte in precedenti relazioni, l'una concernente la intermediazione della CCSE, che rischia di avere incidenza sul Bilancio del Gestore e sui relativi flussi di cassa, l'altra, ancora più pregnante, concernente la forma privatistica societaria mantenuta al Gestore.

Per tale ultima osservazione, va evidenziato che essa, per l'esattezza, si accentua se si consideri il persistere della forma di società per azioni, conservata al nuovo soggetto pur dopo la dismissione delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale (RTN) e la conseguente limitazione della sua sfera gestionale.

In presenza di una tale perdurante forma societaria, non si può omettere di considerare, per un corretto inquadramento della problematica cui si fa cenno, che la produzione e divisione di utili costituisce la causa tipica del contratto di società civilistica, così che la elezione della forma societaria appare coerente se riferita al complesso delle attività aventi una funzione economico-sociale che attiene allo scopo e al metodo utilitari, come tali rapportati al funzionamento del libero mercato.

Di converso, si deve rilevare che ai sensi dell'art. 5 del Decreto MAP 24 dicembre 2004, avente validità per il 2005 (esteso al 2006 in forza dell'art.5 del Decreto MAP 5 dicembre 2005) al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società GRTN, l'AEEG include nel sistema (previsto dall'art. 3, comma 13, del D.Lgs. 79/99) i costi e i ricavi derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP6.

In virtù di tali disposizioni normative, così come in genere per tutte le attività di gestione relative alle fonti rinnovabili, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per il Gestore, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa si rifletterebbero sulla componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.

Il nuovo assetto del GRTN, oltre i poteri conservati ai soggetti pubblici, non appare coerente con le regole del mercato, (vedasi poteri dell'ex MAP e del MEF oltre quelli esercitati dall'AEGG e di cui si riferirà con riguardo alla delibera 79\2005). In particolare l'acquisto di energia avviene ad un prezzo superiore a quello liberamente stabilito dalle regole della concorrenza, assegnando ad un soggetto regolatore (AEEG) la integrazione del differenziale, attraverso prelievi mirati, fissati

autoritativamente .

In proposito, si deve ulteriormente segnalare che, mentre per ogni soggetto economico le diseconomie dovute alle inefficienze organizzative restano a carico del soggetto stesso, nel caso che ne occupa sono sostanzialmente coperte dalla componente tariffaria, come avviene per gli oneri di sbilanciamento di cui meglio si riferirà in sede di disamina delle poste di Bilancio.

A fronte di questa differenza, in rapporto sia alla natura ed alle funzioni delle società private sia ai principi regolanti il funzionamento del libero mercato, vi è l'accollo al bilancio pubblico di scelte gestionali che si sottraggono alle norme sul controllo vigenti per i soggetti pubblici che utilizzano, come l'attuale Gestore, in parte risorse di natura pubblica; risorse qualificate proprio dal loro carattere di prelievi autoritativi decisi dall'AEEG nella determinazione della componente tariffaria A3 accollata agli utenti finali che sono costretti a subirne l'onere.

Per cogliere appieno le implicazioni di una tale duplice diversità (soggetto privato sottratto alle regole di mercato per una funzione pubblica cui non corrispondono le normali limitazioni inerenti la gestione dei soggetti pubblici) basti porre attenzione al confronto della condizione del Gestore con quella dei soggetti pubblici, che in analogia con quanto avviene per il primo, si avvalgono di risorse rivenienti da prelievi forzosi e predeterminati (qual è l'ammontare dei conguagli dovuti al GRTN). Varrà, per cogliere le conseguenze evidenziate da un tale raffronto, porre attenzione segnatamente a quanto si ricava dalla sottoposizione alle rigide regole che disciplinano sia l'accesso alle consulenze che la riduzione degli organici.

In proposito, sarà sufficiente segnalare inoltre che il Gestore pur essendo obbligato astrattamente ad operare "secondo criteri di efficienza economica", percepisce corrispettivi -determinati dall'autorità- finalizzati ad assicurare esclusivamente la copertura dei costi di funzionamento, mentre detta Autorità (AEEG) è disciplinata dalla L. 14 novembre 1995, n. 481, norma che ha provveduto altresì ad individuare gli indirizzi generali validi per tutte le autorità di regolazione dei servizi pubblici.

Com'è noto, il legislatore ha ritenuto di sottoporre a regolazione il settore energetico, anche nella fase successiva alla c.d. liberalizzazione, al fine di garantire la continuità, l'efficienza e la non discriminazione nell'approvvigionamento energetico, in generale, e nei diversi servizi relativi al settore energetico in particolare.

Se non bastassero le considerazioni attinenti il rapporto del Gestore con il mercato dell'energia e con l'AEEG, si deve aggiungere che, come più volte confermato dalla giurisprudenza, in tale settore il servizio pubblico riveste un carattere oggettivo in

base al quale questo viene definito in ragione non della sua riserva a favore di un soggetto pubblico, bensì delle finalità connesse al suo svolgimento che ne giustificano la sottoposizione a regole per garantirne l'espletamento in modo continuativo, efficiente ed imparziale.

Cap.V° GLI ORGANI SOCIALI

Lo Statuto del Gestore attualmente vigente, sotto il Titolo V°, dall'art. 11 all'art. 14, prevede tra gli organi sociali l'Assemblea nelle due forme dell'Assemblea ordinaria e straordinaria.

Tra le competenze dell'Assemblea, secondo quanto disposto dall'art 15, vi è la nomina degli amministratori per un periodo non superiore a tre esercizi; detta nomina è subordinata a norma dell'art 15.3 al possesso di specifici requisiti.

Detti amministratori vanno, quindi, a comporre il Consiglio di Amministrazione che, secondo la disciplina del Titolo VI°, ne regola la vigenza ordinaria, limitata al periodo di tre esercizi, rinnovabile a norma dell'art. 2383 del codice civile, nonché ne disciplina la composizione.

La stessa norma, infatti, nel disciplinare la composizione di detto CdA, fissa un numero di membri non inferiore a tre e non superiore a sette..

In attuazione di quanto previsto dalla citata norma statutaria, l'Assemblea Ordinaria del 3 luglio 2003 ha deliberato la "nomina del Presidente e dei componenti il Consiglio di Amministrazione previa determinazione del loro numero e del periodo di durata in carica".

Dal verbale di detta seduta dell'Assemblea Ordinaria, di cui alla data del 3 luglio 2003, risulta così che "il rappresentante dell'Azionista Unico Ministero dell'Economia e delle Finanze" ha provveduto ad illustrare la proposta di deliberazione elaborata di intesa con il Ministero delle Attività Produttive ai sensi e per gli effetti dell'art 3, comma 4, del D.Lvo 79\99 e dell'art.8.1 dello Statuto Sociale all'epoca vigente.

Sulla scorta di detta proposta, l'Assemblea così come costituitasi alla data del 3 luglio 2003 ha deliberato che il numero dei componenti del CdA sia elevato da cinque a sette, per la durata degli esercizi 2003,2004,2005 " e fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2005", rinnovandone integralmente i singoli componenti rispetto a quelli in carica al momento di detta delibera.

Dei sette nuovi componenti il CdA, uno ha assunto le funzioni di Presidente, affiancato da un consigliere con funzioni di vice Presidente.

Il CdA del 4 luglio 2003 ha quindi approvato un ordine del giorno in cui si è previsto, tra l'altro:

- la nomina dell' Amministratore delegato;
- l'assetto dei poteri in ambito aziendale;
- compensi degli amministratori con particolari incarichi ex art.2389 c secondo c.c..

Alla stregua di quanto deliberato, è risultata una retribuzione dei nuovi componenti il CdA composta come segue:

Tabella 1 - Compensi vertice GRTN per l'anno 2005 (importi in euro)

	Compenso ex art. 2389 comma 1	Compenso ex art. 2389 comma 3	Compenso variabile	Oneri a carico Azienda (1)	Retribuzione da dirigente	TOTALE	
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE							
1	Presidente	40.000,00	75.000,00	25.000,00	6.124,57	146.124,57	
2	Vice Presidente	20.000,00	67.000,00		6.046,53	93.046,53	
3	Amministratore Delegato	20.000,00	170.000,00	120.000,00	66.773,30	150.000,00	526.773,30
4	Consigliere	20.000,00			1.474,72	21.474,72	
5	Consigliere	20.000,00			1.474,72	21.474,72	
6	Consigliere	20.000,00				20.000,00	
7	Consigliere (2)	20.000,00				20.000,00	
COLLEGIO SINDACALE							
1	Presidente (2)	26.000,00				26.000,00	
2	Componente	21.000,00				21.000,00	
3	Componente	21.000,00				21.000,00	
ORGANISMO DI VIGILANZA EX. D. LGS. 231/2001							
1	Monocratico		15.000,00		65,04	15.065,04	

(1) qualora i redditi percepiti siano configurati come redditi di lavoro dipendente o assimilati

(2) compenso corrisposto al Ministero dell'Economia e delle Finanze

Nel corso del 2005, si è tenuta l'Assemblea Straordinaria del 20 maggio 2005, che ha deliberato le seguenti modifiche, in attuazione del disposto del DPCM 11 maggio 2004: art.1 (riguardante la denominazione); art. 4 (riguardante l'oggetto sociale); 11.3(per emendare un errore materiale); oltre ad inserire un nuovo art. 15.3 (riguardante i requisiti richiesti per assumere la carica di amministratore).

Conforme alla proposta del Presidente è stato deliberato:

- art.1 la Società per azioni ha la denominazione " Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A;
- art.4.1 la Società ha per oggetto l'esercizio delle funzioni di natura pubblicistica del settore elettrico e in particolare delle attività di carattere regolamentare, di

verifica e certificazione relative al settore dell'energia elettrica di cui all'art. 3, commi 12 e 13 e di cui all'art 11, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e successive modifiche ed integrazioni, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo 19 dicembre 2003 n. 387 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, comprese le attività di carattere regolamentare e le altre competenze, diritti e poteri ad esse inerenti".

Segue quindi, nel testo del verbale della suddetta Assemblea straordinaria del 20 maggio 2005, una elencazione dei compiti cui deve attendere la società " nello svolgimento della propria attività".

Nel corso della stessa seduta, peraltro, si è proceduto al rinnovo del Collegio sindacale e del suo Presidente, determinandone il compenso ai sensi dell'art. 26 dello Statuto sociale, che ne fissa anche la composizione in tre membri effettivi e due supplenti.

Lo stesso art. 26.2 dispone, al riguardo, che i sindaci restano in carica per tre esercizi e scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio della carica, prevedendone la rieleggibilità.

Cap.VI° LE VARIAZIONI NELLA CONSISTENZA DELLE RISORSE UMANE

Va segnalato che tra il 31 dicembre 2004 ed il 31 dicembre 2005 si è registrato nell'ambito del GRTN un incremento della dotazione complessiva di personale da 771 unità a 783 unità, dovuta ad un saldo tra 33 nuovi ingressi e 21 esodi.

Il tutto, mentre in data 15 luglio 2004 è stata costituita una task force "Progetto separazione attività CIP 6" che ha avuto, tra gli altri, i compiti di censire le attività e le risorse umane impegnate nei processi operativi riconducibili nel perimetro delle responsabilità del soggetto giuridico che cederà il ramo di azienda e, contemporaneamente, di individuare una composizione ottimale delle strutture di staff necessarie per il suo funzionamento.

In seguito alle analisi della task force, il numero delle risorse necessarie per il funzionamento del GRTN-CIP 6 ad ottobre 2004 è risultato essere pari a 126 unità. Il tutto, mentre nell'ipotesi presentata nella riunione del Consiglio di amministrazione del 26 gennaio 2005 si è pervenuti ad un totale di 130 unità, a fronte di 583 dipendenti entrati a far parte di TERNA.

La seguente tabella confronta nel dettaglio le variazioni intervenute tra le due date:

Tabella 2: Personale GRTN – CIP 6 (escluso il Personale distaccato)

Elenco risorse GRTN/CIP 6						
Aree	Ipotesi di split presentata al CDA del 26/1/2005 (a)				Documento elaborato dalla Task force (b)	Differenza (a)-(b)
	Quadri	Impiegati	Dirigenti	Totale	Totale	
Amministrazione, Finanza e Controllo	7	22	3	32	30	2
Commerciale e Ingegneria	15	21	2	38	35	3
Audit	4	2	1	7	8	-1
Legale	5	9	1	15	16	-1
Relazioni Istituzionali, Immagine e Comunicazione	2	1		3	2	1
Personale	5	9	1	15	13	2
Sistemi e Infrastrutture	7	9	3	19	22	-3
Staff AD			1	1		1
TOTALE	45	73	12	130	126	4

Rispetto alla previsione di 126 unità, il dato finale di 168 unità di cui 17 dirigenti, senza considerare i distaccati che meritano un discorso a parte, presenta degli scostamenti, che si motivano con il fatto che nel procedere al trasferimento a

TERNA si è ritenuto di dover privilegiare, pur in presenza della identica garanzia del posto di lavoro, il consenso degli interessati in relazione alla sede di lavoro ed alla tipologia dello stesso.

La conseguenza di un tale incremento delle risorse umane (da 126 a 168) rimaste in servizio presso il GRTN, si riflette sui diversi oneri accollati al Gestore rispetto a Terna e appare ingiustificata rispetto al numero ritenuto strettamente necessario per il funzionamento del nuovo soggetto derivante dal trasferimento della gestione della RTN, segnatamente sotto il profilo delle qualifiche dirigenziali dei dipendenti rimasti in carico al gestore.

In aggiunta a questo dato, attinente le qualifiche, si deve considerare anche il profilo organizzativo delle risorse umane rimaste al nuovo soggetto, successivamente alla cessione del ramo d'azienda.

Infatti, si è ritenuto di mantenere sostanzialmente inalterata la struttura organizzativa nonostante il passaggio da una missione bivalente (trasmissione e fonti rinnovabili) ad una nuova missione concentrata sulle fonti rinnovabili la cui caratterizzazione richiede, in ragione della complessità del nuovo perimetro che comporta impegnative funzioni di controllo, una articolazione che se anche più complessa si atteggia profondamente diversa rispetto a quella precedente.

Ritornando sul piano delle qualifiche del personale rimasto in dotazione al Gestore, occorre considerare che la distribuzione degli addetti per qualifica evidenzia un'incidenza superiore al 10% dei dirigenti sull'organico complessivo.

La rivisitazione dell'assetto definitivo, cui già sta doverosamente provvedendo la nuova gestione, successivamente al 1 novembre 2005, non può prescindere dal considerare che esso dovrà, nel prossimo futuro, soggiacere all'evoluzione dei compiti che accompagneranno la nuova missione del GRTN, nel cui ambito si dovrà tenere conto di una specifica valutazione a valle di una definizione dello scenario evolutivo del fotovoltaico, con l'incremento dell'attività accollata alla struttura organizzativa.

Del pari l'esperienza maturata, con l'evidenziarsi di situazioni anomale (costi dovuti alla insufficienza dei controlli sulle quantità reali di energia da fonte rinnovabile prodotta rispetto a quella offerta sul mercato ovvero l'alienazione acritica e totale del servizio informatico con accollo di rilevanti costi per la prosecuzione del servizio), dimostra che tra le direzioni di staff da conservarsi va privilegiata quella Audit che consente una penetrante azione di vigilanza tale da garantire una costante verifica della coerenza delle scelte organizzative ed operative rispetto ai risultati di gestione prefissati e conseguiti.

Al riguardo si deve riferire come detta Direzione Audit in un apposito rapporto precedente il passaggio definitivo osservava che nella struttura informatica che rimarrà al GRTN – CIP 6 non risulta la presenza di un nucleo di risorse dedicato alla gestione della sicurezza del sistema informativo (coordinamento business continuity plan e disaster recovery, redazione di politiche di sicurezza, controllo in linea della sicurezza, ecc.). Del pari la stessa Direzione evidenziava, in proposito, che essendosi deciso di conferire per intero l'Unità Sistemi e Telecomunicazioni (risorse e attività) al TSO, per la garanzia della continuità dello svolgimento delle attività istituzionali rimanenti in capo al GRTN – CIP 6 vi era la necessità di stipulare all'uopo, in tempi brevi, un contratto di servizio con il TSO.

Il tutto, sino a rilevare che in seguito si sarebbe imposta (come di fatto si sta constatando) una valutazione circa l'opportunità di proseguire sulla strada dell'outsourcing (rivelatasi inopportuna e costosa) oppure dotarsi internamente (come ora si sta provvedendo in presenza degli oneri evidenziati dal bilancio) di una struttura idonea allo scopo, procurandosi le professionalità e l'hardware/software necessari.

L'osservazione non è di poco conto se si consideri che la nuova gestione, succedutasi a quella che ha contrattato la cessione, molto più oculatamente è dovuta ritornare sulla questione, dopo aver preso atto del costo (900.000,00 Euro l'anno) del servizio informatico fornito in "outsourcing", di cui meglio si dirà di seguito allorché si scenderà nel dettaglio di analisi del Bilancio.

La rivisitazione dell'assetto organizzativo, tuttavia, non potrà prescindere, nel prossimo futuro, dal processo di industrializzazione di nuovi servizi; processo che comporterà la definizione logica delle modalità operative di presa in carico, oltre che di gestione tecnica e commerciale, di nuove forme di incentivazione di futura introduzione.

Tutto ciò, salvo le discrasie evidenti, che vanno corrette come eredità non razionale della cessione, induce a ritenere che solo allorché sarà definitivamente chiaro lo scenario di riferimento per la missione del GRTN, sarà anche possibile intervenire sul modello organizzativo da adottare per quanto attiene le modalità operative della società.

Una attenta valutazione della dotazione organica cui si è pervenuti successivamente agli accordi di cessione intervenuti tra Terna ed il GRTN deve prendere le mosse da quanto dispone, sia pure a carattere generale, il citato DPCM 11 maggio 2004.

In tale ottica, acquistano una assoluta rilevanza le disposizioni di cui all'art. 1 del citato testo, a tenore del quale sono esclusi dal trasferimento a Terna i "beni,

rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di cui all'art. 3, commi 12 e 13, e di cui all'art. 11, comma 3, del *decreto legislativo n. 79 del 1999*, nonché le attività correlate di cui al *decreto legislativo n. 387 del 2003*"

Alla stregua di questa disposizione il personale trasferito a TERNA avrebbe dovuto escludere quello strettamente connesso con la missione che residua dalla cessione del ramo di azienda e che inerisce direttamente la nuova missione istituzionale.

Nella realtà, dal raffronto tra la situazione precedente la cessione e quella successiva si ricavano alcuni dati che, oltre a variare con il mutare delle date di rilevazione, disegnano uno scenario non armonico che mentre ha definito l'onere finale accollato a TERNA sulla base di un contenimento dell'impatto finanziario, ha gravato il GRTN di uno squilibrio che si registra innanzi tutto nel rapporto numerico tra dirigenti ed addetti sino a toccare alti livelli di professionalità degli addetti rimasti nella sfera del GRTN.

Nello stesso ambito delle incoerenze delle scelte operate, in sede di cessione del ramo d'azienda, per la determinazione delle risorse umane rimaste in carico al gestore, un discorso a parte merita la considerazione del carico derivante dalla definizione del personale distaccato, su cui già nelle relazioni di precedenti esercizi questa Corte ha formulato specifiche osservazioni.

Nella seguente tabella si evidenzia la variazione del personale distaccato tra il 30\09\2005 ed il 31\12\2005, cioè tra prima e dopo la cessione di ramo d'azienda.

Tabella 3: Personale GRTN distaccato presso altri enti

PERSONALE DISTACCATO		
UNITA' DI DISTACCO	30\09\2005	31\12\2005
Ministero Attività Produttive (MAP)	23	22
Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE)	30	31
Acquirente Unico (AU)	1	2
Totale	54	55

Al riguardo, si osserva che il GRTN, all'atto della cessione del ramo di azienda a Terna aveva in essere due convenzioni rispettivamente:

- con il MAP valida fino al 31 dicembre 2007, ovvero sino al termine dei distacchi nella stessa regolamentati o ad altra successiva determinazione o pattuizione che ne revochi l'efficacia o comunque ne modifichi la concreta attuazione;

- con la CCSE – convenzione valida "...fino al 31 dicembre 2005, ovvero sino al termine dei distacchi nella stessa regolamentati o ad altra successiva determinazione o pattuizione che ne revochi l'efficacia o comunque ne modifichi la concreta attuazione.

Di contro, le risorse GRTN presso le controllate, invece, vengono distaccate sulla base di accordi tra le parti, senza che siano sottoscritte convenzioni.

In presenza di un tale scenario, occorre considerare infine che, per quanto riguarda la convenzione con il MAP, all'art. 8 si legge che "qualora intervengano modifiche degli assetti societari o proprietari di GRTN, o nel caso in cui il quadro normativo e regolamentare di riferimento venga mutato, la presente convenzione si intende automaticamente decaduta e con essa i distacchi di personale GRTN presso il Ministero".

Del pari, occorre considerare che il personale distaccato presso il MAP- ai sensi dell'art.3 punto 3.2 della Convenzione stipulata in data 28 novembre 2003, rispondente al fine di " *fornire all'Amministrazione un adeguato supporto tecnico per il rispetto degli adempimenti relativi all'attuazione del decreto legislativo n.79\99*"- era chiamato a svolgere sia attività di attuazione del D.Lgs 79\99, sia attività più specificamente tecniche (istruttorie, amministrative, di monitoraggio e salvaguardia della sicurezza e continuità del sistema) di cui gran parte trasferite al TSO, per effetto di quanto previsto dal DPCM 11 maggio 2004.

Nonostante queste chiare premesse, i dipendenti distaccati presso il MAP sono rimasti tutti a carico del GRTN-CIP6.

Per quanto concerne i distaccati presso la CCSE, la convenzione, stipulata in data 31 luglio 2003 per regolamentare la gestione e l'amministrazione del personale distaccato, non indica in maniera sistematica quali siano i ruoli, le competenze e le attività che i distaccati sono chiamati a svolgere presso CCSE.

In precedenza sono state già formulate osservazioni contenute nelle relazioni di questa Corte, per l'esercizio 2003, circa la correttezza dei distacchi.

Rimanendo, sullo stesso piano, si è pure evidenziato che il diverso trattamento economico, di cui si giovano i dipendenti distaccati presso il MAP e la CCSE rispetto ai dipendenti pubblici, per i quali trova applicazione la contrattazione collettiva del pubblico impiego, finisce per amplificare gli oneri compensati con la tariffa A3 dal momento che i distaccati, che per inciso costituiscono interamente l'attuale organico della CCSE, si giovano del più costoso contratto in vigore per la categoria degli elettrici.

Ferme queste considerazioni, già valide al momento della cessione del ramo di

azienda, viene in rilievo una ulteriore osservazione che attiene la quantificazione degli oneri rimasti in capo al nuovo GRTN che risulta aver ereditato l'intero complesso di personale distaccato sia presso il MAP che presso la CCSE, con una incidenza percentuale del 30% della sua dotazione organica, mentre al momento della cessione la percentuale era nettamente inferiore (pari al 7%) se si consideri che, a fronte dello stesso numero di distaccati, l'organico complessivo era costituito da 783 dipendenti.

Si tratta, come è agevole rilevare, alla luce anche di altre evidenze non certo positive per la vita futura del Gestore, di un ennesimo onere scaricato sulla sua gestione, che, mentre ha comportato indubbi vantaggi per TERNA, sta impegnando il nuovo "management" in un'opera di razionalizzazione non agevole.

Nel complesso, tornando alla incidenza percentuale, mentre dopo la cessione si viene a determinare una consistenza di 53 distaccati su di una dotazione di 168 dipendenti, assegnati esclusivamente alle attività del GRTN, pari ad una percentuale del 30%, precedentemente il rapporto percentuale risultava meno invasivo, in quanto, a fronte della stessa quantità di personale distaccato, non solo l'organico complessivo del GRTN era di 783 unità con una incidenza percentuale di poco superiore al 7%, ma si registrava un ambito di competenze e di apporti (rispetto al MAP ed alla stessa CCSE) ben più ampio, in parallelo con quelle che erano le più ampie attribuzioni del Gestore precedentemente la cessione del ramo di azienda.

Infatti, al di là di un ingiustificato aumento percentuale del personale distaccato, si deve considerare che vi è stato contemporaneamente un ridimensionamento della missione istituzionale del GRTN, così che le professionalità che collaborano all'interno del Gestore, pur subendo un ampio e drastico ridimensionamento, conseguente alla sola gestione delle fonti rinnovabili, vede un apporto collaborativo più ampio del personale comandato anche per settori che non sono più di pertinenza del datore di lavoro.

Cap.VII° LE PROCEDURE ATTUATIVE DELLA NUOVA MISSIONE E LE PRINCIPALI PROBLEMATICHE

In sintesi, il meccanismo complessivo per l'incentivazione delle fonti rinnovabili definito dalla normativa in vigore, prevede per il Gestore le seguenti attività:

- 1) Ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (CIP 6);
- 2) Gestisce in qualità di soggetto attuatore il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- 3) Emette certificati verdi (CV) e verifica il rispetto dei relativi obblighi da parte dei produttori e importatori;
- 4) Qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- 5) Rilascia la Garanzia di Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- 6) Effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione;
- 7) Partecipa , in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili (Renewable Energy Certificate System -RECS).

Di seguito si analizzano le più rilevanti funzioni rimaste nel perimetro di competenza del Gestore:

A) Energia CIP6

Per quanto concerne il CIP6 occorre osservare che il relativo provvedimento (Comitato Interministeriale) nasce nel 1992 per incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Tra il 1992 ed il 1995 i produttori hanno presentato all'Enel i progetti per la costruzione degli impianti aventi le caratteristiche richieste e stipulato con quest'ultima le convenzioni preliminari, rimandando la stipula delle convenzioni definitive alla data della effettiva entrata in esercizio degli impianti.

Come si evince dal rapporto inviato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) in data 18/03/2005, alla fine del 2004 erano attive 567 convenzioni, corrispondenti a una potenza contrattualizzata complessiva di 9370 MW.

Questo tipo di energia viene remunerata secondo quattro componenti:

- a. costo "evitato" di impianto;

- b. costo evitato di esercizio e manutenzione;
- c. costo evitato di combustibile;
- d. incentivo per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate.

Il GRTN acquista l'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata e la offre sul mercato dell'energia elettrica. La differenza tra i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia e i ricavi derivanti dalla vendita della stessa e dei certificati verdi di titolarità del GRTN viene coperta con la componente tariffaria A3 a carico dei consumatori finali.

Nel 2004 il GRTN ha ritirato una quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate pari a 56,7 TWh, corrispondenti ad un onere complessivo di 5.423 milioni di euro, di cui:

Tipologia di remunerazione	TWh	Milioni di euro
CIP 6 (delibera 81/99)	52,4	5.142
Eccedenze di energia elettrica (delibera 108/97)	1,2	86,3
Energia elettrica prodotta da impianti cc.dd. mini-idro (delibera 62/02)	3,1	194,7
Totale	56,7	5.423

Le informazioni circa la quantità di energia CIP/6 prodotta mensilmente pervengono al GRTN con due modalità distinte a seconda che si tratti di impianti connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) o alle reti di altri Distributori.

Nel primo caso l'Unità Metering rileva le misure tramite il sistema SAPR (sistema di acquisizione principale del metering) e le fornisce agli operatori su una apposita pagina web. Una volta acquisite, le misure vengono elaborate attraverso l'applicazione di opportuni algoritmi che permettono di determinare l'energia effettivamente ceduta al GRTN.

Si evidenzia che, a valle della cessione del ramo d'azienda a TERNA, le misure degli impianti connessi alla RTN dovranno essere fornite dalla società cessionaria. A tal fine, infatti, è stata predisposta una bozza di contratto per regolare il servizio offerto.

La bozza contiene una clausola di manleva a favore del Gestore che recita come segue: *"TERNA si impegna a risarcire, manlevare e tenere indenne il Gestore da qualsiasi perdita, danno, costo, spesa (ivi inclusi onorari e spese legali), responsabilità e/o pretese derivanti da o connessi con la tardiva, inesatta o mancata comunicazione dei Dati di Misura da parte di TERNA"*.

Tra gli inconvenienti di una tale soluzione, sussiste quello per cui, in mancanza di un controllo diretto da parte del GRTN in merito alla esattezza delle misure, possa verificarsi il rischio che in caso di errori a favore dei produttori il GRTN paghi cifre superiori a quelle effettivamente dovute.

Come viene proposto dalla Direzione Audit del GRTN con una relazione del settembre 2005, nell'ottica di sviluppo delle attività istituzionali del GRTN si configura l'esigenza di valutare, per il futuro, l'ipotesi di dotare l'azienda di un sistema di metering autonomo, così come è stato avviato, nel corso del 2006 dal nuovo "management" del Gestore.

A tal riguardo, risulta che si sta approntando, con l'inizio del 2006, una soluzione idonea a restituire un controllo diretto al GRTN.

Per quanto concerne la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti non rilevanti, nella maggior parte dei casi essa è fornita da ENEL Distribuzione.

Dal mese di luglio 2003 quest'ultima trasmette le misure riguardanti l'energia attiva suddivisa in fasce orarie tralasciando quelle relative all'energia "reattiva". Peraltro, l'immissione in rete di energia reattiva con fattore di potenza diverso da quello stabilito nelle convenzioni (o nei documenti successivi che rettificano le convenzioni) può comportare l'applicazione di penali a carico dei produttori. La conseguenza di tutto ciò è che allo stato attuale gli operatori determinano i valori dell'energia reattiva in modo da evitare l'applicazione di penali (a meno che non sia lo stesso produttore che riconosce e quindi inserisce nelle fatture importi a titolo di penali).

Nel rispetto delle convenzioni vigenti apparirebbe opportuno, al fine di ridurre il rischio di mancati incassi per il GRTN, che le quantità dell'energia elettrica ceduta siano sempre comprensive dell'energia reattiva. A tale scopo sarebbe auspicabile sollecitare Enel Distribuzione a dar seguito a quanto concordato in merito, così come sollecitato dalla Direzione audit del GRTN (relazione del settembre 2005).

Per la vendita sul mercato dell'energia CIP6, il GRTN ha stipulato dei contratti differenziali (ai sensi di apposito Decreto MAP del 24 dicembre 2005, relativamente al 2005, e del 5 dicembre 2005 per il 2006).

Tali contratti differenziali, stipulati dal GRTN con controparte non finanziarie, operanti nel settore elettrico (tra cui la stessa società AU, controllata dal GRTN) prevedono principalmente l'obbligo del differenziale tra il prezzo di mercato e il prezzo definito nel contratto (prezzo di assegnazione posto a carico dell'una o dell'altra; c.d. "contratti differenziali a due vie") a seconda che il prezzo di mercato risulti superiore o inferiore al prezzo di assegnazione.

Gli assegnatari dei diritti associati all'energia CIP6 (di cui il 40% all'AU ed il 60% ai clienti vincolati) hanno ricevuto mensilmente dal GRTN il differenziale tra il Prezzo Unico Nazionale (PUN) e il prezzo di assegnazione per un ammontare complessivo di 436 milioni di euro, relativamente al 2005.

B) Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR).

Per quanto concerne la qualificazione degli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR) il relativo processo è istituito in attuazione dei decreti MAP (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) dell'11/11/1999 e 21/1/2000, che individuano tempi, modalità e responsabilità affidate al GRTN per qualificazione IAFR ed eventuale successiva emissione Certificati Verdi. Tali decreti sono stati emessi per dare seguito alle disposizioni di cui all'art. 11 del d.lgs 79/99 in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Oltre alle modalità procedurali e tecniche adottate dal GRTN per il riconoscimento della qualifica IAFR, sono state stabilite anche le modalità tecniche per individuare la producibilità "ECV" (Emissione Certificati Verdi), l'energia espressa in GWh che ha diritto al rilascio di CV (per gli otto anni successivi alla qualifica) e le altre indicazioni per la verifica di specifici interventi progettuali.

La qualificazione IAFR è il punto terminale del processo che conduce alla emissione di Certificati Verdi.

Dall'anno 2000 alla data del 31 dicembre 2005 gli impianti che complessivamente hanno richiesto la qualifica IAFR sono stati 1.607.

L'esito delle domande ha evidenziato l'andamento riportato nelle seguenti tabelle.

Esito Domande presentate	N°	%
Impianti qualificati	1.147	71,4%
Impianti sospesi	18	1,1%
Impianti annullati	53	3,3%
Impianti incompleti	159	9,9%
Impianti respinti	66	4,1%
Garanzia d'origine	164	10,2%
Totale (al 31\12\2005)	1.607	100,0%

IMPIANTI qualificati per tipologia di fonti primarie	N°	%
Idrica	646	56,3%
Solare	33	2,9%
Eolica	230	20,1%
Geotermica	12	1,0%
Prod. Veg o rifiuti	226	19,7%
Totale (al 31\12\2005)	1.147	100,0%

C) Certificati Verdi

Relativamente alla emissione dei Certificati Verdi (CV) il Gestore, attraverso la sua Direzione Operativa, procede alla loro emissione dopo aver ricevuto la richiesta da parte del Produttore e dopo aver ricevuto comunicazione del benestare alla domanda dalla Commissione di qualificazione.

Il Decreto legislativo 387 del 29/12/2003 ha reso operativa in Italia la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno ed in particolare per l'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili con il sistema dei certificati verdi, ha previsto :

- L'incremento ogni anno dello 0,35%, (articolo 4 del D. lgs 387 del 29/12/2003) del valore della quota di energia generata da impianti IAFR, a decorrere dall'anno 2004 e fino al 2006, inizialmente fissato nel 2% dell'energia generata nell'anno precedente dagli impianti alimentati da combustibili convenzionali (D. lgs. 16 marzo 1999, n. 79);
- l'inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili con indicazione di alcune categorie e/o fattispecie di rifiuti non ammessi al rilascio dei certificati verdi (articolo 17 del D. lgs 387 del 29/12/2003);
- la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione degli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili (articolo 12 del D. lgs 387 del 29/12/2003);
- l'introduzione delle centrali ibride, che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, come impianti a cui riconoscere l'incentivazione con i certificati verdi esclusivamente all'energia imputabile alla fonte rinnovabile;

- l'adozione da parte del GRTN di specifiche misure (segnalazione ad Autorità per l'energia elettrica ed il gas) relativamente ai soggetti che omettono di produrre una autocertificazione (Art. 4, commi 2 e 3 del D. lgs 387 del 29/12/2003);
- l'utilizzo della Garanzia di origine (GO) (introdotta all'art. 11 del D. lgs 387) quale titolo per ottenere l'esenzione dell'obbligo per gli importatori (Art. 20 del D. lgs 387);
- la regolazione delle partite monetarie con la CCSE al fine di annullare le differenze tra costi e ricavi⁶.

Va anche evidenziato che il Gestore predispone in tempo utile le "Istruzioni operative per l'autocertificazione delle importazioni e delle produzioni di energia elettrica da fonte non rinnovabile" e ne cura la pubblicazione sul sito internet aziendale. Il termine di presentazione è il 31 marzo di ciascun anno.

Ai fini dell'esenzione dall'obbligo dei certificati verdi, le autocertificazioni devono riportare le quantità di energia acquistate dall'estero prodotte con fonti rinnovabili. Al riguardo, il decreto legislativo 387/03 (art. 20, comma 3) ha introdotto nuove modalità per il riconoscimento dell'esenzione. In particolare, i soggetti che importano energia elettrica da Stati membri dell'Unione europea possono richiedere al GRTN, relativamente alla quota di elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili, l'esenzione dal medesimo obbligo presentando almeno la copia conforme della garanzia di origine rilasciata ai sensi dell'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE nel Paese ove è ubicato l'impianto di produzione.

In caso di importazione di elettricità da Paesi terzi l'esenzione dal medesimo obbligo, relativamente alla quota di elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili, è subordinata alla stipula di un accordo tra il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e i competenti

⁶ Per gli impianti FOTOVOLTAICI, si deve rilevare che il MAP, in attuazione dell'art 7 del D.Lgs.387\03, di concerto con il Ministero dell'Ambiente ha emanato il D.M. 28\7\2005 con il quale sono stati definiti i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti "fotovoltaici" di potenza da 1 a 1.000 KW collegati alla rete elettrica, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamenti (per impianti esistenti da almeno 2 anni) o rifacimento totale (per impianti esistenti da almeno 20 anni), successivamente al 30\12\2005.

Dal suo canto l'AEEG ha adottato la delibera 188\05 del 14\09\2005, con la quale ha stabilito le modalità di presentazione delle richieste di incentivazione ed ha individuato il GRTN quale soggetto attuatore per la valutazione delle richieste di incentivazione e la concessione delle tariffe incentivanti, con avvio del sistema dal 30 settembre 2005.

Detto sistema consiste nell'erogazione di un corrispettivo commisurato all'elettricità prodotta dagli impianti, sulla base di tariffe che variano a seconda della taglia di potenza degli impianti. Per le domande accettate nel 2005 e nel 2006, le tariffe riconosciute per un periodo di 20 anni sono fisse durante il periodo di incentivazione, mentre sono previste riduzioni di tariffa per le domande accettate a partire dal 2007.

Le risorse per il riconoscimento delle tariffe incentivanti trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3.

Ministeri dello Stato estero da cui l'elettricità viene importata, che prevede che l'elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili è garantita come tale.

Si evidenzia che allo stato, fra i Paesi frontalieri solo l'Austria può emettere la garanzia di origine, mentre la Francia, la Slovenia e la Grecia non hanno ancora disciplinato la materia. Per quanto riguarda invece i Paese extra UE, e in particolare la Svizzera, non risulta stipulato l'accordo fra Ministero delle Attività Produttive e Ministero dell'Ambiente con i corrispondenti Uffici Svizzeri.

Tale situazione è stata opportunamente evidenziata in una lettera dell'Amministratore delegato del GRTN del 21 marzo 2005 indirizzata alla Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico (ex Ministero Attività Produttive), in cui si afferma , che " *in assenza di indicazioni contrarie fornite al GRTN da codesto Ministero in merito ad accordi con Paese extra-UE o eventuali procedure transitorie da applicarsi verso Paesi UE che hanno in corso processi di recepimento della direttiva, il GRTN non potrà accettare come valide, per l'anno 2004, attestazioni di garanzia di origine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili da Paesi che al 31 marzo non hanno adottato nel loro ordinamento la direttiva, se dell'Unione Europea, o sottoscritto accordi con il nostro Paese se extra-UE*"

Al mese di dicembre 2006 non vi erano ancora, in materia di impianti fotovoltaici, indicazioni da parte del Ministero e pertanto il GRTN sta seguendo la strada tracciata nella citata lettera.

Infine, si evidenzia che ai fini della quantificazione dell'energia elettrica soggetta all'obbligo, come rilevato da una apposita relazione del 2005 predisposta dall'AUDIT, sono effettuati controlli sulle autocertificazioni presentate dagli importatori e dai produttori titolari di impianti di cogenerazione, ma non è prevista una verifica sistematica sulle autocertificazioni presentate dagli altri produttori nazionali, né una verifica sulla completezza delle dichiarazioni pervenute (finalizzata quest'ultima ad accertare la presenza di produttori che omettono di presentare la prevista autocertificazione).

**Cap.VIII° LO SCENARIO DELINEATOSI NEL SETTORE FOTOVOLTAICO
SUCCESSIVAMENTE AL D.M. 28 LUGLIO 2005**

Con detto decreto 28 luglio 2005 sono stati fissati i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare. Peraltro, in base alla delibera 188\05 dell'AEEG, il GRTN è stato individuato come soggetto attuatore per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In particolare, il GRTN è stato incaricato di promuovere azioni finalizzate a diffondere la corretta conoscenza del meccanismo di incentivazione del solare fotovoltaico e le relative modalità di accesso alle tariffe incentivanti fissate dal Ministero con il citato DM 28\7\2005.

Nello specifico, per sviluppare l'attività di verifica delle domande di incentivazione presentate al GRTN, con determinazione dell'A.D. del GRTN n. 4 dell'8\11\2005 è stata costituita una apposita Commissione Fotovoltaico (FTV) composta di 20 membri.

Da detta Commissione sono derivate quattro sottocommissioni, costituite a loro volta da componenti della Commissione (FTV), cui sono state demandate le attività preparatorie, istruttorie o strumentali relativi a gruppi di domande.

Dal complesso di dette attività nel 1° trimestre di applicazione di detto regime di incentivi, a fronte di un numero complessivo di domande pari a 3668 per una potenza complessiva di 121 MW, sono state accettate n. 2.872 per una potenza di MW 86,3, costituenti una percentuale pari al 78% delle richieste pervenute.

Va segnalato che le regioni caratterizzate da una potenza più elevata ammessa all'incentivazione risultano la Puglia, la Sicilia e la Campania.

In base alla potenza massima complessiva di 100 MW, così come individuata dal D.M. 28\07\2005 sono restare disponibili 13,9 MW per impianti di potenza superiore ai 50 kW, mentre sono stati assegnati 60,68 MW per impianti di potenza inferiore ai 50 kW, a fronte dei 60 incentivabili previsti nello stesso decreto.

Alla data del 16\12\2005 è stata rilevata la situazione relativa al secondo trimestre (ottobre-dicembre 2005), nel quale sono pervenute 8.247 domande per una potenza complessiva di circa 224 MW.

In attuazione di una direttiva ministeriale volta a promuovere la realizzazione degli impianti FTV si è programmata la realizzazione di uno spot televisivo che invita, tra l'altro, a rivolgersi ad un apposito numero verde gestito dallo stesso GRTN.

Nella seduta del 15 dicembre 2005 del C.d.A. del GRTN è stata approvata la proposta del Presidente che prevede una spesa per la gestione del numero verde

per un ammontare di € 150.000, facendo riserva di affidare alla struttura l'individuazione di alcuni parametri relativi rispettivamente alle specifiche tecniche da fornire alla società specialistica incaricata di gestire il numero verde FTV, e all'integrazione del sito GRTN con le informazioni fornite dal CALL-Center con riferimento alla campagna televisiva.

L'attività divulgativa appena citata ha un indubbia valenza sociale in quanto diretta a rendere edotti i cittadini delle opportunità offerte, nel contesto dei consumi energetici, dalla particolare fonte rappresentata dal Fotovoltaico.

Tuttavia, questa iniziativa andrebbe meglio correlata alle effettive possibilità di accesso ad una tale fonte rinnovabile, considerato che, già in sede di prima applicazione dell'incentivo nel 2006, su 15.077 domande per una potenza complessiva di 1.266,04 MW, ne sono state accettate 1.806 per un totale di 84,78 MW (esattamente pari al limite complessivo di potenza incentivabile nel 2006 in base a quanto previsto dal DM 6/02/2006), ne sono state respinte 1.420 pari ad una potenza complessiva di 98,02 MW e sono risultate fuori graduatoria (cioè ammesse, ma senza la possibilità di accedere agli incentivi) 11.851 domande per una potenza complessiva pari a 1.083,24 MW.

Appare evidente che, in una situazione quale risulta dalle cifre appena esposte, sussistendo una piena consapevolezza dei consumatori circa la convenienza ad accedere al fotovoltaico, una attività di incentivazione che non sia in grado di giovare di sufficienti spazi di utenze attivabili nel settore, spazi determinati di volta in volta dal livello ministeriale, non appare coerente con una corretta gestione delle risorse.

Infatti, in un spazio di accesso reso piuttosto ristretto dall'evidente sbilancio tra le domande ammesse e quelle effettivamente inoltrate, superiori di oltre il 1350 %, una campagna promozionale, quale quella che si intende affidare ad uno spot televisivo ed al numero verde, finirebbe per creare attese ulteriori destituite di ogni possibilità di soddisfazione, con l'effetto di impiegare risorse, sia pure contenute nel limite attuale di euro 150.000,00, in grado solo di diffondere un senso di insoddisfazione tra i consumatori.

Dai dati raccolti, invece, con il delinearsi di una situazione di diversa sensibilità tra gli utenti delle regioni italiane, potrebbe essere conveniente avviare un piano di collaborazione tra il GRTN e le Regioni e i vari enti territoriali, in grado di assicurare a queste di giovare della preziosa esperienza sinora maturata dal GRTN nel campo delle fonti rinnovabili, garantendo effetti positivi di natura ambientale e finanziaria.

Cap. IX° IL BILANCIO

Nel dare conto dei principali dati del Bilancio consolidato al 31\12\2005, occorre considerare che il confronto fra l'esercizio 2005 e l'esercizio 2004 non si può collocare in un contesto omogeneo, in quanto si ha riguardo, relativamente al 2005, ad alcune transazioni concernenti esclusivamente i primi dieci mesi del 2005. La mancanza di omogeneità, peraltro, tra i dati relativi ai due esercizi (2004\2005), oltre la limitazione temporale, deve scontare anche la diversa ampiezza del periodo di operatività del Mercato Elettrico (ME), che risulta avviato solo dopo il primo trimestre del 2004.

Infatti, le attività del "mercato elettrico" sono state avviate a partire dal 1 aprile 2004, così che vi è, a parte la vischiosità propria di ogni avvio, un diverso spazio temporale in cui, per ciascuno dei due esercizi, si sono prodotti gli effetti del nuovo sistema di confronto tra domanda ed offerta nel settore dell'energia elettrica.

Risulta così che mentre nel 2004 gli effetti del nuovo sistema di determinazione dei prezzi è risultato attivo per soli nove mesi, di contro nel 2005 lo stesso ha potuto operare per l'intero esercizio, con ovvi riflessi sui risultati di Bilancio.

Cap X ° I PRINCIPALI RIFLESSI DEL CONTRATTO DI CESSIONE SUL BILANCIO

Le attività cedute con il ramo d'azienda hanno riguardato :

- il dispacciamento, ovvero la gestione dei flussi di energia elettrica immessi e prelevati sulla RTN per bilanciare la domanda e l'offerta di energia elettrica;
- la programmazione e lo sviluppo della rete, ovvero i programmi di investimento per il suo potenziamento.
- le attività, le funzioni, i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al GRTN.

In concreto, il ramo di azienda ceduto è stato costituito dal Centro Nazionale di Controllo (CNC) sito in Roma, oltre che dalle otto sedi territoriali e da 583 dipendenti.

Sono risultati, invece, esclusi da detta cessione le seguenti componenti del cespite societario intestato al GRTN:

- beni, rapporti giuridici e personale afferente le funzioni di cui all'art.3 c 12 e 13 e di cui all'art 11, comma 3, del Decreto Legislativo 79\99 nonché le attività correlate di cui al D.Lgs 387\03;
- le partecipazioni detenute dal GRTN nel GME e nell'AU;
- gli eventuali oneri e gli eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere - fino alla data di efficacia del trasferimento - dal GRTN. In tal modo TERNA sarà tenuta indenne dagli oneri conseguenti, impegnandola unicamente ad attivarsi eventualmente per la minimizzazione del loro ammontare.

Il valore complessivo della transazione, così come più specificamente si riferirà nella apposita sede ammonta a circa 186,8 milioni di Euro.

Tale valore, è costituito dal prezzo di vendita, pari ad euro 68,3 , decurtato di 2,0 milioni di euro, per tener conto della differenza intervenuta tra il 31\12\2004 e la data di efficacia del contratto, e dall'importo di circa 120,5 milioni di euro costituenti debiti commerciali del GRTN verso TERNA.

Tra le due parti si è anche convenuto di stipulare una serie di contratti per l'esecuzione di prestazioni di servizi al fine di poter consentire il minor impatto, negativo sulle rispettive organizzazioni , di diseconomie derivanti dalla cessione del ramo d'azienda.

Questi contratti di servizio concernono, in maniera prevalente le seguenti voci:

- messa a disposizione da parte del GRTN, a favore di TERNA, di alcune

- postazioni di lavoro presso la sede centrale del GRTN in via Pilsudsky;
- messa a disposizione a favore del GRTN di postazioni di lavori esistenti presso la sede di TERNA in via Palliano;
 - prestazioni di servizi informatici da parte di TERNA per un ammontare di 900 mila euro per anno, per un periodo complessivo di tre anni (rinnovabile);
 - fornitura di dati di misura delle unità di produzione CP6 per un corrispettivo mensile per ciascuna unità di produzione pari a euro 1.197,33 (al dicembre 2006 è entrato in esercizio un sistema di misure telematiche che consentirà al GRTN di acquisire direttamente le misure delle Unità di produzione CIP 6);
 - supporto tecnico e gestionale da parte di TERNA per la fatturazione, l'incasso ed il pagamento delle partite economiche di competenza del GRTN relative alle attività e dispacciamento proprie del ramo di azienda ceduto.

Nel complesso della situazione patrimoniale derivante dal trasferimento, così come accertata alla data del 31 ottobre 2005, si segnalano alcune voci che per la loro natura hanno inciso anche sugli aspetti gestionali del GRTN successivamente alla data del trasferimento del 31 ottobre 2005.

La prima voce attiene alla plusvalenza di Euro 135,4 milioni che nell'attivo di bilancio corrisponde all'avviamento.

Per questa voce si è dovuto registrare un effetto maggiormente incisivo sulla gestione futura del GRTN, a seguito della delibera n. 79/06 dell'AEEG, citata a proposito dei poteri sinora esercitati dall'AEEG.

Detta delibera dell'AEEG (79\06) pone in essere, come si avrà modo di riferire, un innegabile depauperamento patrimoniale per il GRTN.

Tale effetto è conseguenza dell'annullamento dell'importo della partita straordinaria, consistente nel valore di avviamento riconosciuto al GRTN ad esito del processo di unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale.

Il depauperamento, concerne, infatti, le disponibilità finanziarie del Gestore, che subisce una riduzione, per complessivi 135 mln. di euro (l'intero importo dell'avviamento riconosciuto al Gestore da TERNA), dei "contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico" afferenti il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 dell'allegato A alla delibera 5/04 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (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).

Facendo riserva di esaminare partitamente di seguito gli effetti indotti dalla citata delibera 79\06 dell'AEEG, si deve segnalare che l'altra voce avente riflessi sugli esercizi successivi al trasferimento del ramo di azienda concerne la voce debiti verso il cessionario che ammontano a 120,5 milioni di euro e che hanno riguardo agli effetti dei contratti per servizi informatici da parte di TERNA a favore del GRTN nonché il contratto per la fornitura, sempre a favore del GRTN, da parte della società cessionaria del ramo di azienda dei dati di misura afferenti la unità di produzione CIP6.

Cap. XI° I VALORI PATRIMONIALI OGGETTO DI CESSIONE

Come viene annotato nella relazione allegata al Bilancio, il valore della transazione (GRTN-TERNA) comunicato a TERNA il 27 gennaio 2006 è di circa 186,8 milioni, costituito da Euro 68,3 milioni, decurtato dal conguaglio di Euro 2,0 milioni rappresentativi della variazione patrimoniale intervenuta tra il 31\12\2004 e la data di efficacia del contratto, cui vanno ad aggiungersi 120,5 milioni per debiti commerciali del GRTN verso Terna.

La transazione ha generato, come si è anticipato, una plusvalenza di E 135,4 milioni, cui concorre, con il prezzo di cessione netto pari a 66,3 milioni di euro, il valore patrimoniale netto del ramo di azienda pari a 69,1 milioni di euro.

**SITUAZIONE PATRIMONIALE DI TRASFERIMENTO
AL 31 OTTOBRE 2005
RAMO DI AZIENDA TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO
(dati in migliaia di euro)**

ATTIVO		PASSIVO	
IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	22.847	FONDI PER RISCHI ED ONERI	811
IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	62.148	FONDO TFR	15.868
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	2.535	DEBITI VERSO CESSIONARIO	120.515
CREDITI	736	ALTRI DEBITI	4.898
RATEI E RISCONTI ATTIVI	988	RATEI E RISCONTI PASSIVI	16.259
TOTALE	89.254	TOTALE	158.351
AVVIAMENTO	135.399	PREZZO DI VENDITA AL 31 DICEMBRE 2004	68.300
		CONGUAGLIO	-1.998
TOTALE ATTIVO	224.653	TOTALE A PAREGGIO	224.653

Per quanto concerne la voce avviamento, riportato nella situazione patrimoniale sopra esposta, l'AEEG ha ritenuto che lo stesso (pari a circa 135,4 milioni di euro) andasse a ridurre per l'anno 2005 i contributi della Cassa Conguaglio afferenti il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui alla delibera 05/04 , in misura appunto pari a detto avviamento.

Cap.XII° IL GRUPPO SOCIETARIO (HOLDING) E LE IMPLICAZIONI GESTIONALI

Per la prima volta nel 2004 si è avuto un Bilancio consolidato del Gruppo societario che comprende il GRTN, come capofila, e le due società controllate AU e GME, come controllate.

Nella redazione di questo Bilancio consolidato si è tenuto conto, già nel 2004, di quanto previsto dal capo III del D. Lgs 127\1991, approntando uno stato patrimoniale consolidato, un conto economico consolidato e la nota integrativa.

Nel 2005 le società controllate evidenziano nelle rispettive relazioni di bilancio, così come previsto dalla normativa, la posizione di capogruppo del GRTN, come tale svolgente le attività tipiche di un tale ruolo, ossia esercitando il potere di controllo e coordinamento.

Pertanto, pur dopo la cessione di cui al DPCM 11\5\2004, rimane valida la configurazione del gruppo societario di cui è capofila il GRTN, che in forza del D. Lgs n.79\99 aveva provveduto a costituire rispettivamente una società per azioni denominata Acquirente Unico (AU) ed una denominata Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Al riguardo, infatti, si deve evidenziare che il codice civile (art 2497 sexies) non definisce il gruppo bensì il soggetto (holding) che esercita attività di "direzione e di coordinamento", sancendo che "salvo prova contraria, che l'attività di direzione ed il coordinamento di società sia esercitata dalla società o enti tenuti al consolidamento dei loro bilanci o che comunque le controllano ai sensi dell'art 2359" in quanto titolare della totalità dei voti esercitabili nella assemblea ordinaria di ciascuna controllata.

Tale situazione comporta, innanzitutto, che oltre il consolidamento del bilancio della capofila GRTN, una eventuale azione di responsabilità da parte di terzi, e in particolare da parte dei creditori sociali di una delle controllate, potrebbe essere promossa direttamente contro la società (GRTN) che esercita tale controllo, rimanendo a carico di quest'ultima solo la facoltà di provare l'inesistenza di una gestione unitaria del gruppo.

Al riguardo, va rilevato che, in tutti gli atti a rilevanza esterna delle controllate e nella loro corrispondenza, è evidenziata la proprietà dell'azionariato da parte del GRTN in qualità di socio unico

Nello stesso tempo occorre sottolineare che la funzione di indirizzo e di

coordinamento della capofila (GRTN) si esercita specificamente al momento della nomina dei relativi amministratori .

Inoltre, gli amministratori delle controllate risultano legati all'azionista di controllo da un rapporto fiduciario, pur assumendo una piena autonomia di azione per l'amministrazione e la gestione delle rispettive società, non essendo vincolati da eventuali istruzioni provenienti dall'azionista.

In particolare i rapporti all'interno della holding registrano una notevole evoluzione indotta sia dall'entrata in vigore, nel corso del presente esercizio, del Mercato Elettrico, che dal mutamento del quadro normativo.

Vengono, in tale ambito, in evidenza i rapporti di gruppo come ricostruiti dalla normativa che ha introdotto la c.d. "responsabilità amministrativa" delle persone giuridiche, società ed associazioni, così come disciplinata dal D. Lgs 231\2001.

Secondo quanto sancito da detta normativa, la responsabilità amministrativa degli amministratori può conseguire da un reato commesso nell'interesse dell'ente ovvero da un reato dal quale la società tragga un qualche vantaggio (di natura economica e non) di tipo indiretto, pur avendo l'autore del reato agito senza il fine esclusivo di recare un beneficio all'ente.

Il decreto in questione prevede espressamente l'esenzione dalla responsabilità amministrativa qualora l'ente si sia dotato di effettivi ed efficaci modelli di organizzazione e di gestione idonei a prevenire reati della specie di quello verificatisi in concreto.

Nel caso di specie, il modello adottato dal GRTN è stato definito, per la prima volta giusta delibera del CdA del 30 settembre 2004, che ha individuato i principi generali per l'elaborazione delle linee guida di organizzazione e di gestione che potessero essere utilizzate dalle società del gruppo, al fine di assicurare elevati livelli di standardizzazione dei protocolli a livello di gruppo societario, favorendo politiche e strategie comuni.

Un tale modello è stato quindi trasmesso alle controllate, cui è stata riconosciuta la facoltà di aderirvi in piena libertà ed autonomia.

Nel senso di un ovvio coordinamento e di un efficace controllo quali riconosciuti dalla normativa alla capofila (GRTN), è stato previsto che i singoli CdA delle società controllate (AU e GME) producano una reportistica periodica verso la capofila, dando atto dell'osservanza dei presidi organizzativi e di controllo introdotti in ciascun ente, nonché del loro stato di attuazione.

Inoltre su è previsto che l'Organo di Vigilanza (O.V.) del GRTN sia informato dai rispettivi Organi di Vigilanza di ciascun ente facente parte del gruppo societario, di

ogni notizia ed evento che abbia un qualche rilievo ai fini di eventuali determinazioni della responsabilità.

Nello stesso tempo, l'O.V. del GRTN ha il potere di dare impulso e coordinare la corretta ed omogenea attuazione del modello adottato nell'ambito del "gruppo", nonché di effettuare, in casi particolari, specifiche azioni di controllo sulle singole società.

Al fine di rendere efficace tale modello, è stato anche previsto che l'O.V. del GRTN sia tenuto, con cadenza annuale a trasmettere al CdA della stessa capofila, un rapporto scritto sull'attuazione del modello così come disegnato, ponendo in evidenza eventuali mancanze o azioni correttive.

I rapporti tra GRTN e controllate si deve rilevare che essi, in mancanza di un documento di governance, sono regolati esclusivamente da convenzioni relative allo svolgimento di attività di "core business" delle controllate (come avviene per il GME in rapporto alla gestione delle offerte di energia CIP6) e dai contratti di servizio.

Tra questi contratti si segnalano quelli relativi alla locazione degli uffici e la gestione delle questioni legate ai servizi generali (vigilanza; pulizia ecc); quelli relativi alla fornitura dei servizi informatici così come quelli specifici dei servizi/attività di assistenza a carattere continuativo resi dalle varie Direzioni di staff (Amministrazione-Finanza e Controllo - Personale - Sistemi ecc).

A prescindere dalla considerazione che le controllate sono solo facultizzate a giovare di detti servizi/attività in via prioritaria, sussistono, sul piano della loro utilizzazione e dei relativi costi, margini di incertezza derivati dalla mancata proceduralizzazione in modo puntuale delle modalità di accesso e di impiego.

Infatti, per il periodo di attività delle controllate che va dal 2002 al 2005, si è registrata una graduale diminuzione di attività richieste al GRTN dalle controllate, che tendono a rimarcare una loro sfera di autonomia.

Tale orientamento trova conferma sul versante della reale incidenza del potere di direzione e coordinamento del GRTN.

Infatti, già a fine 2004 gli organi societari del GRTN, anche su segnalazione del MEF, avevano evidenziato alle controllate (AU-GME) la necessità di una politica gestionale di gruppo orientata al miglioramento dell'efficienza e del coordinamento dei costi.

Nel dettaglio, a quella data (fine 2004) il GRTN appuntava l'attenzione su alcune problematiche rilevanti quali:

- la programmazione dei servizi che le controllate ricevono dalla controllante;

- definizione delle linee guida per la redazione del budget a livello di gruppo;
- condivisione dei principi generali a livello delle politiche del personale;
- applicazione del regolamento acquisti ed appalti;
- condivisione delle modalità e dei contenuti di comunicazioni di gruppo.

Per questi aspetti, in una apposita relazione sottoposta il 19/9/2006 dall'Amministratore Delegato al CdA del GRTN, per la prima volta viene rilevato che *" malgrado tali indicazioni non si è ancora concretamente avviato il percorso volto alla creazione di politiche gestionali del Gruppo, né di un sistema di controllo tipico di una corporate governance intesa come un insieme di processi, politiche, abitudini, leggi, istituzioni che influenzano le modalità in cui una società è amministrata e controllata."*

La razionalizzazione che è il connotato di un tale intervento di coordinamento volto a realizzare la "corporate governance" assicurerebbe, come si ricava dal citato documento dell'A.D. del GRTN "sicuri vantaggi in termini di riduzione di costi, di raggiungimento di risultati aziendali ed operativi, di semplificazione delle interazioni tra le varie Direzioni, di rispetto dei tempi e delle scadenze nonché di garanzia di standard qualitativi".

Il tutto con evidenti riflessi sul contenimento degli oneri finanziari che gravano su di un settore strategico qual è quello della fornitura di energia, già penalizzato da una serie di fattori distorsivi che incidono pesantemente sul sistema produttivo nazionale.

Cap.XIII° IL BILANCIO CONSOLIDATO

Le Società interessate al consolidamento del Bilancio hanno tutte l'anno solare come riferimento dell'esercizio sociale. I bilanci utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato sono quelli predisposti dai CdA per le singole Assemblee degli azionisti, rettificati per uniformarli ai principi contabili omogenei del gruppo.

Va evidenziato che sono stati utilizzati i seguenti principi di consolidamento:

- il valore contabile delle partecipazioni nelle società controllate consolidate è eliminato a fronte del relativo patrimonio netto delle società controllate secondo il metodo integrale;
- le partite di debito e di credito, nonché di costi e ricavi imputate ad operazioni fra società del Gruppo sono state eliminate. Eventuali utili e perdite emergenti da operazioni tra consolidate, che non siano con operazioni con terzi, vengono eliminati;
- il Patrimonio netto consolidato è di euro 113.569 mila, a fronte del quale vi è un utile del gruppo pari a euro 20.799 mila.

Si riportano di seguito i prospetti relativi al bilancio consolidato:

BILANCIO CONSOLIDATO 2005**PROSPETTI ECONOMICI**

- 1) Stato patrimoniale consolidato – attivo**
- 2) Stato patrimoniale consolidato – passivo**
- 3) Conto economico consolidato**
- 4) Stato patrimoniale consolidato riclassificato**
- 5) Conto economico consolidato riclassificato**

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

ATTIVO

Euro mila	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totale	Parziali	Totale	
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI					
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriale					
1) Costi di impianto e di ampliamento		18		22	(6)
2) Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità				45	(45)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		2.845		18.844	(7.999)
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		71		25	46
5) Immobilizzazioni in corso e acquisite		581		8.290	(5.709)
7) Altre		1.010		5.385	(4.375)
				4.523	(12.908)
II. Materiali					
1) Terreni e fabbricati		29.467		58.443	(28.976)
2) Impianti e macchinari		3.490		12.812	(9.322)
3) Attrezzature industriali e commerciali		42		214	(172)
4) Altri beni		4.193		11.847	(7.654)
5) Immobilizzazioni in corso e acquisite		27		13.487	(13.460)
				37.219	(51.584)
III. Finanziarie					
1) Partecipazioni in:					
a) altre imprese				1.704	(1.704)
2) Crediti:					
a) verso altri	84	729	234	1.257	(528)
				729	(2.232)
				2.951	(2.232)
Totale immobilizzazioni		42.471		114.375	(71.904)
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Rimanenze					
II. Crediti					
1) Verso clienti		3.868.303	1.239	3.897.300	771.013
4 bis) crediti tributari		8.045		80.883	(42.838)
4-ter) imposte anticipate	720	970		2.420	(1.430)
5) Verso altri		7.881		6.346	1.535
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		859.585		415.399	444.186
				4.744.884	1.172.256
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
6) altri titoli		150.879			150.879
				150.879	150.879
IV. Disponibilità liquide					
1) Depositi bancari e postali		583.811		352.949	230.862
3) Conto e valori in cassa		13		23	(10)
				352.972	230.852
Totale attivo circolante		5.479.387		3.925.400	1.553.987
D) RATEI E RISCONTI					
- Ratei attivi		441		427	14
Totale ratei e risconti		441		427	14
TOTALE ATTIVO		5.522.299		4.840.292	1.482.097

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

PASSIVO

Euro mila	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totale	Parziali	Totale	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale		26.000		26.000	-
IV. Riserva legale		3.836		2.609	1.136
VII. Altre riserve:					
Riserva da conferimento		291		291	-
Riserva disponibile		61.061		51.279	9.788
VIII. Utili portati a nuovo		1.583		1.583	-
IX. Utile del Gruppo		20.799		21.136	(336)
Patrimonio Netto Consolidato del Gruppo		113.569		102.981	10.588
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		486		1.146	(680)
2) Per imposte, anche differite		213		940	(727)
3) Altri		71.047		40.505	33.542
Totale fondi per rischi ed oneri		74.726		42.591	32.135
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO					
		6.015		20.398	(14.384)
D) DEBITI					
4) Debiti verso banche	Esigibili oltre 12 mesi	12.911	Esigibili oltre 12 mesi	12.911	-
7) Debiti verso fornitori		4.928.166		3.496.808	1.431.358
12) Debiti tributari		85.188		3.708	81.449
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		1.129		2.757	(1.628)
14) Altri debiti		160.327		8.265	152.072
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		17.041		208.808	(191.765)
Totale debiti		5.204.732		3.733.246	1.471.486
E) RATEI E RISCOINTI					
- Ratei passivi		149		186	(37)
- Riscconti passivi		123.108		140.788	(17.691)
Totale ratei e risconti		123.257		140.985	(17.728)
TOTALE PASSIVO		5.408.730		3.937.221	1.471.509
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		5.522.299		4.040.202	1.482.097
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		2.956.031		502.644	2.454.287
Altri Conti d'ordine		40.817.036		41.587.905	(770.870)
Totale conti d'ordine		43.773.066		42.090.549	1.683.417

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Euro mila	2005		2004		Variazioni
	Parziali	Totale	Parziali	Totale	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi della vendita e delle prestazioni	23.850.049		16.313.870		7.336.179
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119		4.718		403
5) Altri ricavi e proventi	261.671		55.104		206.567
Totale valore della produzione		23.916.839		16.373.690	7.543.149
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		22.083.454		14.483.245	7.620.218
7) Per servizi		776.215		670.060	106.155
8) Per godimento di beni di terzi		766.733		958.447	(191.714)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	42.746		44.966		(2.220)
b) Oneri sociali	11.772		11.861		(89)
c) Trattamento di fine rapporto	3.438		3.459		(21)
d) Trattamento di quiescenza e simili	194		153		41
e) Altri costi	1.585		1.481		124
		59.735		61.900	(2.165)
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	9.391		9.932		(541)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	6.371		8.326		(1.955)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni			28		(28)
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibili liquide	3.852		18.604		(14.752)
		19.614		36.888	(17.274)
12) Accantonamenti per rischi		17.749		8.971	8.778
13) Altri accantonamenti		19.388		9.488	10.900
14) Oneri diversi di gestione		281.001		132.221	148.780
Totale costi della produzione		24.025.899		16.359.221	7.675.678
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(109.060)		23.469	(132.529)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	29		30		(1)
d) proventi diversi dai precedenti:					
- altri	19.046		10.416		8.631
		19.075		10.445	8.630
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	7.003		606		6.397
		7.003		606	6.397
Totale Proventi e oneri finanziari		12.072		9.839	2.233
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- vari	3.324		84		3.240
- plusvalenza da cessione	135.399				135.399
21) Oneri:					
- vari	6.033		2.947		3.086
		6.033		2.947	3.086
Totale delle partite straordinarie		132.690		(2.863)	135.553
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		35.702		30.445	5.257
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipata					
		(14.903)		(9.310)	(5.593)
23) Utile del Gruppo		20.799		21.135	(336)

Euro mila

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO	al 31 dicembre 2005	al 31 dicembre 2004	Variazioni
IMMOBILIZZAZIONI NETTE			
- immobilizzazioni immateriali	4.523	22.611	(18.088)
- immobilizzazioni materiali	37.219	88.803	(51.584)
- immobilizzazioni finanziarie:			
* partecipazioni in altre imprese	-	1.704	(1.704)
* altri crediti	729	1.257	(528)
Totale	42.471	114.375	(71.904)
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
- crediti verso clienti	3.868.393	3.097.380	771.013
- credito verso CCSE	842.554	338.966	503.588
- ratei, risconti attivi e altri crediti	8.122	6.773	1.349
- debiti verso fornitori	(4.928.166)	(3.496.808)	(1.431.358)
- ratei, risconti passivi e altri debiti	(284.713)	(151.997)	(132.716)
- crediti/(debiti) tributari per IVA e altre imposte	(76.143)	49.594	(125.737)
- debito verso CCSE per anticipazione IVA	-	(132.373)	132.373
Totale	(569.953)	(288.465)	(281.488)
FONDI DIVERSI	(80.741)	(62.990)	(17.751)
CAPITALE INVESTITO NETTO	(608.223)	(237.080)	(371.143)
PATRIMONIO NETTO	113.569	102.981	10.588
INDEBITAMENTO/(DISPONIBILITA') FINANZIARIE NETTE			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- disponibilità liquide	(734.703)	(352.972)	(381.731)
Totale	(721.792)	(340.061)	(381.731)
COPERTURA	(608.223)	(237.080)	(371.143)

Euro mila

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	2005	2004	Variazioni
Valore della produzione:			
- Vendite e prestazioni	23.650.049	16.313.870	7.336.179
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119	4.716	403
- Altri ricavi e proventi	261.671	55.104	206.567
Totale valore della produzione	23.916.839	16.373.690	7.543.149
Costi operativi :			
- Acquisti	22.083.464	14.463.246	7.620.218
- Servizi	776.215	670.060	106.155
- Canoni proprietari RTN e altri canoni	768.733	965.408	(196.675)
- Costo del lavoro	59.735	61.900	(2.165)
- Altri costi operativi	281.001	135.260	145.741
Totale costi operativi	23.969.148	16.295.874	7.673.274
Margine operativo lordo	(52.309)	77.816	(130.125)
- Ammortamenti e svalutazioni	19.614	36.888	(17.274)
- Accantonamento per rischi	37.137	17.459	19.678
Risultato operativo	(109.060)	23.469	(132.529)
- Proventi finanziari netti	12.072	9.839	2.233
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	(96.988)	33.308	(130.296)
- Proventi (Oneri) straordinari netti	132.690	(2.863)	135.553
Risultato ante imposte	35.702	30.445	5.257
- Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(14.903)	(9.310)	(5.593)
Utile del Gruppo	20.799	21.135	(336)

Cap. XIV° IL BILANCIO D'ESERCIZIO

BILANCIO D'ESERCIZIO

PROSPETTI

- 1) Stato patrimoniale – attivo
- 2) Stato patrimoniale -passivo
- 3) Conto economico
- 4) Rendiconto finanziario
- 5) Stato patrimoniale riclassificato
- 6) Conto economico riclassificato

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

Euro	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totale	Parziali	Totale	
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI					
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immobilizzazioni materiali					
1) Costi di impianto e di ampliamento					
2) Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità			45.040		(45.040)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	850.721		6.987.060		(5.986.359)
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	12.569		15.032		(2.963)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	114.961		6.289.442		(6.174.481)
7) Altre	649.599		4.922.772		(4.273.263)
		1.487.226		11.856.306	(16.192.106)
II. Immobilizzazioni finanziarie					
1) Terze e fidejussioni	20.987.236		50.443.187		(20.975.931)
2) Impieghi a macchina	3.489.269		12.911.625		(9.322.356)
3) Altre immobilizzazioni industriali e commerciali	43.785		213.360		(172.575)
4) Altri beni	1.850.910		10.010.882		(8.121.952)
5) Immobilizzazioni in corso e acconti		34.887.319	13.392.787	86.032.231	(13.352.787)
					(51.945.021)
III. Finanziario					
1) Partecipazioni in:					
a) imprese controllate	16.090.000		16.090.000		
b) altre imprese			1.704.308		(1.704.308)
	16.090.000		16.794.308		(1.704.308)
	Esigibili entro 12 mesi		Esigibili entro 12 mesi		
2) Crediti:					
d) verso altri	62.058	591.132	220.218	1.109.426	(808.294)
		591.132		1.109.426	(808.294)
		16.501.132		17.813.734	(2.312.602)
Totale immobilizzazioni		51.855.792		121.305.431	(70.449.729)
	Esigibili oltre 12 mesi		Esigibili oltre 12 mesi		
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Ritenenze					
II. Crediti					
1) Verso clienti	393.675.775		1.230.969	1.295.063.815	(662.193.549)
2) Verso imprese controllate	725.686.917			1.222.478.071	(496.596.154)
4 bis) crediti tributari	6.827.894			50.882.929	(44.055.035)
4 ter) imposte anticipate				2.428.000	(2.428.000)
5) Verso altri	6.057.911			3.101.088	933.623
6) Verso Cassa Conquaglio Settore Elettrico	859.564.797			415.399.320	444.195.387
		1.932.911.304		2.982.145.223	(1.066.133.919)
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
6) altri titoli	150.679.142				150.679.142
		150.679.142			150.679.142
IV. Disponibili liquide					
1) Depositi bancari e postali	494.025.528			273.520.324	220.504.704
3) Clamato o valori in cassa	8.750			19.682	(13.083)
		494.032.227		273.546.706	220.491.921
Totale attivo circolante		2.576.922.773		3.265.895.929	(688.763.156)
D) RATEI E RISCONTI					
Risconti attivi	93.507			371.449	(277.942)
Totale ratei e risconti		93.507		371.449	(277.942)
TOTALE ATTIVO		2.628.871.982		3.388.362.809	(759.490.827)

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

PASSIVO

Euro	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) PATRIMONIO NETTO					
I Capitale		26.000.000		26.000.000	
IV Riserva legale		3.427.960		2.608.577	729.413
VII Altre riserve					
Riserva da conferimento		291.393		291.393	
Riserva disponibile		64.920.933		51.272.972	3.647.061
Riserva da arrotondamento		1		3	(2)
IX Utile dell'esercizio		4.794.908		14.588.244	(9.793.338)
Totale Patrimonio Netto		69.434.323		94.661.189	(5.418.865)
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per insufficienza di quietanza o obblighi simili	442.633		1.145.630		(702.997)
2) Per imposte, anche differite	212.793		939.511		(726.718)
3) Altri	43.634.859		32.706.644		16.128.215
Totale fondi per rischi ed oneri		48.490.285		34.791.185	14.699.100
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO					
		4.787.196		19.911.114	(14.743.918)
D) DEBITI					
4) Debiti verso banche	Esigibili oltre 12 mesi	12.011.422	Esigibili oltre 12 mesi	12.011.422	
7) Debiti verso fornitori		1.943.364.480		2.055.999.645	(112.605.165)
9) Debiti verso imprese controllate		240.435.847		828.260.648	(577.824.801)
12) Debiti tributari		93.714.232		2.412.318	81.391.914
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		755.252		2.456.937	(1.701.685)
14) Altri debiti		58.119.802		0.184.147	51.935.025
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settor Elettrico		15.899.793		394.077.098	(178.276.905)
Totale debiti		2.363.161.828		3.408.311.815	(737.209.967)
E) RATEI E RISCONTI					
Ratei passivi		142.252		475.467	(33.215)
Risconti passivi		121.936.098		138.722.039	(16.785.941)
Totale ratei e risconti		122.078.350		139.197.506	(16.819.156)
TOTALE PASSIVO		2.539.437.859		3.293.511.820	(754.073.961)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		2.826.071.982		3.366.362.809	(749.490.827)
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		45.930.847		502.843.821	(456.712.974)
Altri Conti d'ordine		40.213.284.849		39.634.218.245	1.179.046.604
Totale conti d'ordine		40.259.195.696		40.136.862.066	722.333.630

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO

Euro	2005		2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	9.916.283.677		13.261.158.837		(3.364.875.160)
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119.174		4.718.218		402.956
5) Altri ricavi e proventi	190.257.557		68.045.452		130.212.115
Totale valore della produzione		10.111.660.418		13.348.920.507	(3.234.260.089)
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		8.527.608.653		11.463.542.991	(2.935.934.338)
7) Per servizi		637.069.519		709.336.149	(71.577.630)
8) Per godimento di beni di terzi		768.855.049		908.416.843	(139.761.094)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	36.631.249		40.767.616		(4.136.366)
b) Oneri sociali	10.082.571		10.720.656		(638.085)
c) Trattamento di fine rapporto	2.998.507		3.162.336		(163.829)
d) Trattamento di quiescenza e simili	170.087		153.208		16.879
e) Altri costi	1.330.898		1.347.693		(16.795)
10) Ammortamenti e svalutazioni:		51.213.342		56.151.513	(4.938.169)
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.766.530		7.078.736		(1.312.148)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	5.794.736		7.903.449		(2.118.713)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni					
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e disponibilità liquide	3.851.824		18.053.528		(14.751.702)
11) Accantonamenti per rischi		15.403.148		33.566.711	(18.177.563)
12) Altri accantonamenti		17.749.297		8.971.398	8.777.899
13) Crediti diversi di gestione		215.282.371		87.512.504	127.769.867
Totale costi della produzione		19.233.721.290		13.328.209.093	(3.084.478.503)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(122.060.782)		17.720.534	(139.781.286)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	25.320		26.821		(1.501)
b) proventi diversi dai precedenti:					
- da imprese controllate			438		(438)
- altri	14.564.344		8.976.405		7.557.939
17) Interessi e altri oneri finanziari		14.589.654		7.093.664	7.285.990
- altri	8.992.646		597.460		8.395.186
Totale Proventi e oneri finanziari		7.997.018		8.406.204	1.190.814
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- plusvalenze da cessione	135.398.020				135.398.020
- vari	3.256.071		1.687.075		1.568.996
21) Oneri:					
- vari	8.603.039		2.945.539		3.057.500
Totale delle partite straordinarie		132.051.052		(1.278.464)	133.329.416
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		18.188.198		22.848.244	(4.660.046)
22) imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(13.383.282)		(8.260.000)	(5.133.282)
23) Utile dell'esercizio		4.794.916		14.588.244	(9.793.328)

Euro mila

RENDICONTO FINANZIARIO	2005	2004
Disponibilità finanziarie nette iniziali	273.540	(115.777)
Flusso finanziario da (per) attività operativa		
Utile netto dell'esercizio	4.795	14.588
Ammortamenti	11.552	14.977
Incrementi/(decrementi) fondi	(45)	(6.194)
Altre variazioni	-	(36)
Totale	16.302	23.335
Variazione del capitale circolante netto	306.383	393.111
Flusso finanziario operativo	322.685	416.446
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
- Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(13.008)	(13.866)
- Investimenti in immobilizzazioni materiali	(15.867)	(12.828)
- Disinvestimenti/(Investimenti) in immobilizzazioni finanziarie	2.313	(239)
- Disinvestimenti	85.057	319
- Altre variazioni	403	(515)
Totale	58.898	(27.129)
Flusso finanziario da (per) attività di finanziamento		
- Pagamenti dividendi	(10.212)	-
Totale	(10.212)	-
Flusso finanziario del periodo	371.371	389.317
Disponibilità finanziarie nette finali	644.911	273.540

Euro mila

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO	al 31 dicembre 2005	al 31 dicembre 2004	Variazioni
IMMOBILIZZAZIONI NETTE			
- immobilizzazioni immateriali	1.467	17.659	(16.192)
- immobilizzazioni materiali	34.887	86.832	(51.945)
- immobilizzazioni finanziarie:			
* partecipazioni	15.000	16.704	(1.704)
* altri crediti	501	1.110	(609)
Totale	51.855	122.305	(70.450)
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
- crediti verso clienti	333.671	1.295.864	(962.193)
- credito netto verso CCSE	843.794	353.695	490.099
- credito/(debito) verso controllate	477.445	396.206	81.239
- ratei, risconti attivi e altri crediti	6.131	5.475	656
- debiti verso fornitori	(1.943.364)	(2.056.000)	112.636
- ratei, risconti passivi e altri debiti	(180.955)	(147.539)	(33.416)
- crediti/(debiti) tributari per IVA e altre imposte	(76.886)	50.891	(127.777)
- debito verso CCSE per anticipazione IVA	-	(132.373)	132.373
Totale	(540.164)	(233.781)	(306.383)
CAPITALE INVESTITO LORDO	(488.309)	(111.476)	(376.833)
FONDI DIVERSI			
	(54.257)	(54.302)	45
- fondo imposte differite	(213)	(940)	727
- fondi altri	(49.277)	(33.852)	(15.425)
- TER	(4.767)	(19.510)	14.743
CAPITALE INVESTITO NETTO	(542.566)	(165.778)	(376.788)
PATRIMONIO NETTO			
	89.434	94.851	(5.417)
Capitale Sociale	26.000	26.000	-
Riserva Legale	3.428	2.699	729
Altre riserve	55.211	51.564	3.647
Utile d'esercizio	4.795	14.588	(9.793)
INDEBITAMENTO/(DISPONIBILITA') FINANZIARIE NETTE			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- disponibilità liquide e altri investimenti	(644.911)	(273.540)	(371.371)
Totale	(632.000)	(260.629)	(371.371)
TOTALE	(542.566)	(165.778)	(376.788)

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO

Euro	2005		2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.910.283.677		13.291.158.837		(3.380.875.160)
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119.174		4.718.218		402.956
5) Altri ricavi e proventi	190.257.557		60.045.452		130.212.115
Totale valore della produzione		10.111.660.418		13.345.920.507	(3.234.260.089)
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		8.527.609.653		11.483.542.591	(2.955.934.308)
7) Per servizi		637.809.510		709.336.149	(71.527.639)
8) Per godimento di beni di base		768.655.849		969.416.943	(198.761.094)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	36.831.249		40.757.618		(4.126.369)
b) Oneri sociali	16.082.571		16.720.656		(638.085)
c) Trattamento di fine rapporto	2.906.507		3.162.316		(163.829)
d) Trattamento di quiescenza e simili	170.067		153.208		16.859
e) Altri costi	1.330.948		1.347.693		(16.745)
10) Ammortamenti e svalutazioni:		51.213.342		56.151.511	(4.938.169)
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.766.508		7.676.736		(1.910.148)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	5.794.736		7.909.449		(2.115.713)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni					
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibili a liquidazione	3.851.624		18.603.526		(14.751.702)
		16.403.148		33.560.211	(18.177.563)
12) Accantonamenti per rischi		12.749.297		8.971.396	8.777.909
13) Altri accantonamenti				687.796	(687.796)
14) Oneri diversi di gestione		216.282.371		87.512.504	127.769.867
Totale costi della produzione		18.233.721.260		13.328.209.000	(3.094.478.809)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(122.060.782)		17.720.504	(139.781.286)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	25.310		26.821		(1.511)
b) proventi diversi dai precedenti:					
- da imprese controllate			436		(436)
- altri	14.564.344		6.976.405		7.587.939
17) Interessi e altri oneri finanziari:		14.589.504		7.003.864	7.585.640
- altri	6.992.646		597.460		6.395.186
		6.592.856		597.460	6.395.186
Totale Proventi e oneri finanziari		7.597.018		6.465.264	1.131.814
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- plusvalenza da cessione	135.398.520				135.398.520
- vari	3.756.071		1.667.075		1.589.996
21) Oneri:		138.654.593		1.667.075	136.987.518
- vari	6.603.039		2.645.539		3.057.500
		5.603.639		2.645.539	3.057.500
Totale delle partite straordinarie		132.851.352		(1.278.484)	133.930.416
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		18.186.188		22.848.244	(4.662.056)
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(13.393.282)		(9.260.000)	(5.133.282)
23) Utile dell'esercizio		4.792.906		14.588.244	(9.795.338)

Cap. XV° IL CONTO ECONOMICO E I COSTI DEI SERVIZI

Ribadendo quanto già evidenziato nelle premesse di questa seconda parte dedicata all'analisi delle principali voci di Bilancio, si deve rilevare che le uniche voci di costi e di ricavi comparabili con l'esercizio precedente, coprendo lo stesso arco temporale, sono quelle che si riferiscono alle attività di compravendita CIP6. In particolare, analizzando i ricavi, si evidenzia l'incremento dei contributi da parte della Cassa Conguaglio del Settore Elettrico pari a 634.766 mila euro.

La variazione si connette alla previsione di aumento previsto nell'esercizio corrente dei costi per acquisto di energia CIP6 a seguito della variazione positiva dei prezzi di acquisto, legata all'andamento del costo dei combustibili pari a 812 mila euro.

Va, per questo aspetto, rilevato che l'importo dei contributi dovuti al GRTN ha subito un taglio di 135.399 mila euro per effetto della delibera AEEG 79\2005, di cui si è ampiamente riferito.

La seguente tabella evidenzia il confronto tra gli utili netti conseguiti negli ultimi cinque anni. Come già evidenziato, tuttavia, occorre considerare che il confronto tra l'esercizio 2005 e l'esercizio 2004 non si può collocare in un contesto omogeneo, in quanto si ha riguardo, relativamente al 2005, ad alcune transazioni concernenti esclusivamente i primi dieci mesi del 2005.

ESERCIZIO	2001	2002	2003	2004	2005
UTILE NETTO D'ESERCIZIO (mil. di euro)	7,4	11,2	12,4	14,5	4,8

Il rapporto tra "utile netto e patrimonio netto" registra il seguente andamento.

ESERCIZIO	2001	2002	2003	2004	2005
RAPPORTO %	13,1	16,5	15,4	15,4	5,3

La voce salari e stipendi dopo aver registrato una crescita continua nel periodo 2002 - 2004, nel 2005, in conseguenza degli effetti della cessione di ramo d'azienda, registra una riduzione.

ESERCIZIO	2002	2003	2004	2005
SALARI E STIPENDI (migliaia di euro)	32.469	34.468	40.767	36.631

Al fine di cogliere le dinamiche principali di bilancio, si riportano nella seguente tabella alcuni dati riassuntivi relativi agli esercizi 2000-2005.

ESERCIZIO (importi in milioni di euro)	2000	2001	2002	2003	2004	2005
UTILE D'ESERCIZIO	23	7,4	11,2	12,4	14,5	4,8
MOL	63	69,9	89,9	61,7	60,9	-88,9

Passando, invece, a considerare i ricavi si deve evidenziare che il valore della voce "contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico"(CCSE), pari ad euro 3.021,123 mila si incrementa rispetto all'esercizio precedente di E. 634.766 mila.

Per quanto riguarda i costi per servizi, una apposita commissione all'uopo costituita ha stabilito di conferire a Terna, tra gli altri beni, i sistemi di elaborazione, di storage e di rete già nella titolarità del GRTN, applicando il principio della prevalenza su di essi delle applicazioni da trasferire con la gestione della rete, mentre veniva previsto l'impegno, nei confronti del GRTN, della società subentrante (Terna) a fornire i servizi informatici per la gestione operativa delle applicazioni rimaste nella sfera del nuovo gestore, così come presenti nei sistemi conferiti.

L'impegno alla prestazione dei servizi informatici ha costituito l'oggetto di un apposito contratto in data 11 novembre 2005, a tenore del quale si sanciva la prestazione da parte di TERNA per la durata di tre anni, tacitamente rinnovabile per un ulteriore triennio, con la riserva in testa al GRTN della facoltà di disdire il contratto in un qualsiasi momento, previo il preavviso di sei mesi.

In proposito, si deve rilevare che le prestazioni per attività informatiche al 31 dicembre 2005 erano pari a 2.967 mila euro, includendo tutte le attività informatiche di manutenzione, assistenza e gestione dei server e delle applicazioni anche per le attività di dispacciamento e trasmissione svolta sino al 31 ottobre 2005. Tale voce include l'importo di 150 mila euro relativi, per i soli mesi di novembre e dicembre, al contratto con Terna per la gestione dei sistemi informatici centrali, della rete di trasmissione dati, delle applicazioni e dell'infrastruttura di sicurezza.

L'onere accollato al bilancio del GRTN, per effetto di questa prestazione di servizi informatici forniti dal sistema convenzionalmente trasferito, prevede un esborso annuo di Euro 900.000, con adeguamento annuo in base agli indici ISTAT.

La soluzione adottata, incongrua soprattutto sotto il profilo dell'onere finanziario accollato al GRTN titolare del sistema informatico trasferito, è stata avvertita come gravosa dalla nuova gestione.

Infatti, risulta che all'atto della assunzione della sua funzione il nuovo "management", prima ancora della scadenza del contratto, ha colto l'incongruenza della soluzione a suo tempo adottata, avviando tempestivamente sondaggi con società del settore informatico per verificare la convenienza tecnico-economica a spostare le applicazioni essenziali al GRTN dai sistemi di elaborazione e di storage di Terna a sistemi di diretta elaborazione e di storage proprietari, affidandosi a società informatiche per quanto attiene alla loro gestione.

Quasi a rimarcare la opportunità di una tale scelta, quale introdotta successivamente all'11 novembre 2005, il GRTN, nell'attesa della soluzione allo studio, ha dovuto nel frattempo dotarsi di sistemi di elaborazione e di storage per le attività da svolgere in qualità di "soggetto attuatore", così come individuato dall'AEEG in base al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 luglio 2005 relativamente alla produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici.

La soluzione prescelta alla data del contratto di cessione, 31 ottobre 2005, ha costretto il nuovo management a recedere dal contratto e a dotarsi di un proprio sistema informatico.

Infatti, alla luce degli approfondimenti così come promossi dal nuovo vertice, in sede di riconsiderazione degli effetti del contratto di cessione, si renderanno necessari alcuni precisi passaggi riguardanti rispettivamente:

- la esatta determinazione dei costi di investimento da sostenere nel 2007 per trasferire da Terna al GRTN le applicazioni e per acquisire ulteriore hardware ed un sistema avanzato di gestione della rete e dei sistemi;
- la quantificazione della riduzione dal 2008 dei costi di esercizio, rispetto al canone riconosciuto a Terna;
- il raggiungimento a metà 2009 del punto economico di pareggio (break even point) tra la soluzione adottata con il contratto in vigore con Terna e quella della di "insourcing" delle infrastrutture ITC e delle applicazioni.

Al di là dei riflessi economici, imputabili alla conduzione diretta dei costi di esercizio, conseguibile entro la metà del 2009, lo spostamento delle applicazioni informatiche da Terna al GRTN rileva anche sul piano di una migliore efficienza garantendo un più elevato livello del servizio ed un migliore governo e controllo dell'infrastruttura ICT e delle sue applicazioni, anche in ragione della motivazione data dal nuovo

vertice GRTN all'iniziativa, che rileva, peraltro, come "la fornitura di servizi informatici non rientra tra le attività proprie di Terna".

Allo stato risulta che, dopo averne data opportuna informativa all'AEEG, mediante espletamento di gara pubblica europea, è stata individuata la società informatica in grado di provvedere al trasferimento da Terna delle applicazioni, nonché di fornire un sistema avanzato di gestione della rete e dei sistemi, gestendo i servizi informatici del GRTN.

La gestione dei servizi informatici assume rilievo anche con riferimento alle attività del GRTN svolte nell'ambito della disciplina CIP6 e, in particolare, alla programmazione della produzione degli impianti CIP6.

Infatti, a partire dal 1° gennaio 2005, con l'avvio completo del mercato elettrico (comprensivo della domanda attiva), l'energia CIP6 non è più venduta con contratti bilaterali a prezzi regolati dal Ministero, ma è collocata mediante transazioni effettuate nella borsa elettrica.

La differenza tra l'energia effettivamente prodotta e quella offerta a programma genera un onere di sbilanciamento regolato, a partire dal 1° novembre 2005, con Terna nella sua funzione di titolare delle attività di dispacciamento.

Tale onere, che sulla base di contabilizzazioni successive all'attivazione del mercato elettrico, ammonta a circa 100 milioni di euro annui, è compensato a valere sul conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

Ne consegue, pertanto, che ogni intervento del GRTN volto a ridurre gli oneri di sbilanciamento, anche attraverso la necessaria dotazione di adeguati sistemi informatici di controllo, avrebbe quale effetto una riduzione della incidenza su tale componente tariffaria.

Al riguardo si deve evidenziare che la voce del bilancio di esercizio 2005 relativa agli acquisti di energia pari a 8.527.609 mila euro è comprensiva per 471.851 mila euro degli oneri relativi a quella acquistata per far fronte agli sbilanciamenti. Relativamente agli sbilanciamenti riconducibili alle unità di produzione CIP6 si segnala che l'onere del 2005 rilevato in bilancio è stato pari a 72.178 mila euro.

Si dà il caso che siano frequenti le evenienze nelle quali il GRTN, per insufficiente informazione dovuta alla mancanza di un obbligo corrispondente da parte dei proprietari delle unità CIP6, offra sul mercato MGP la produzione di impianti inattivi magari da diverso lasso di tempo, con conseguente impatto sull'entità degli sbilanci dell'offerta.

Si sarebbe dovuto agevolmente percepire, da parte dell'azionista di riferimento così come dal soggetto regolatore del settore, la fondamentale importanza di conoscere in tempo utile, per la presentazione delle offerte, i dati della produzione e soprattutto di disponibilità degli impianti.

Solo di recente, proseguendo nello sforzo di razionalizzazione e di riequilibrio, il nuovo vertice gestionale del GRTN, dopo averne data adeguata informativa all'AEEG, ha attivato le procedure necessarie per l'acquisizione delle quantità di energia degli impianti CIP6, al fine di garantire un monitoraggio più adeguato delle stesse.

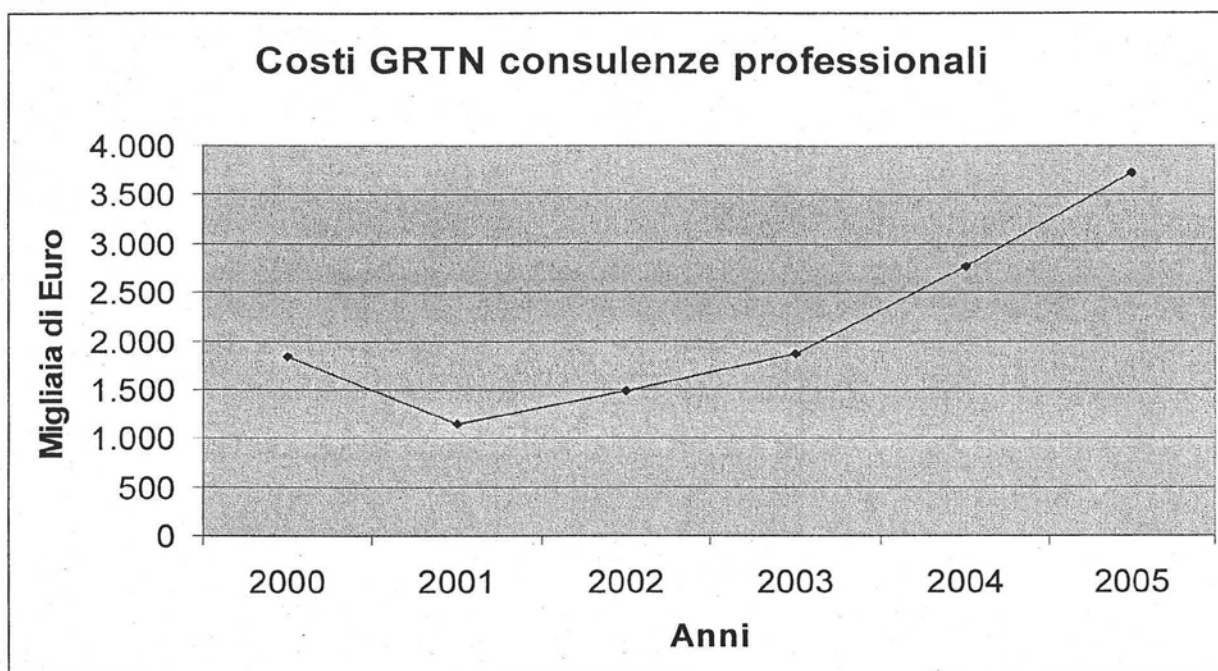
Mentre, per ovviare ad una tale inefficienza si dovrà attendere la fine del 2006, con la conseguenza di continuare a trasferire agli utenti i costi connessi, l'onere di un diverso sistema, idoneo ad ovviare all'inefficienza segnalata, è stato valutato pari al 2,5 per mille, in rapporto al costo indotto dello sbilanciamento valutato sinora in 100 milioni annui.

Ancora in materia di costi per servizi si riporta di seguito l'aggiornamento dell'analisi, già riportata nella relazione sull'esercizio 2004, sui costi per prestazioni professionali esterne sostenute dal GRTN.

La tabella seguente riporta il trend dei costi del GRTN analizzati nel periodo 2000-2005:

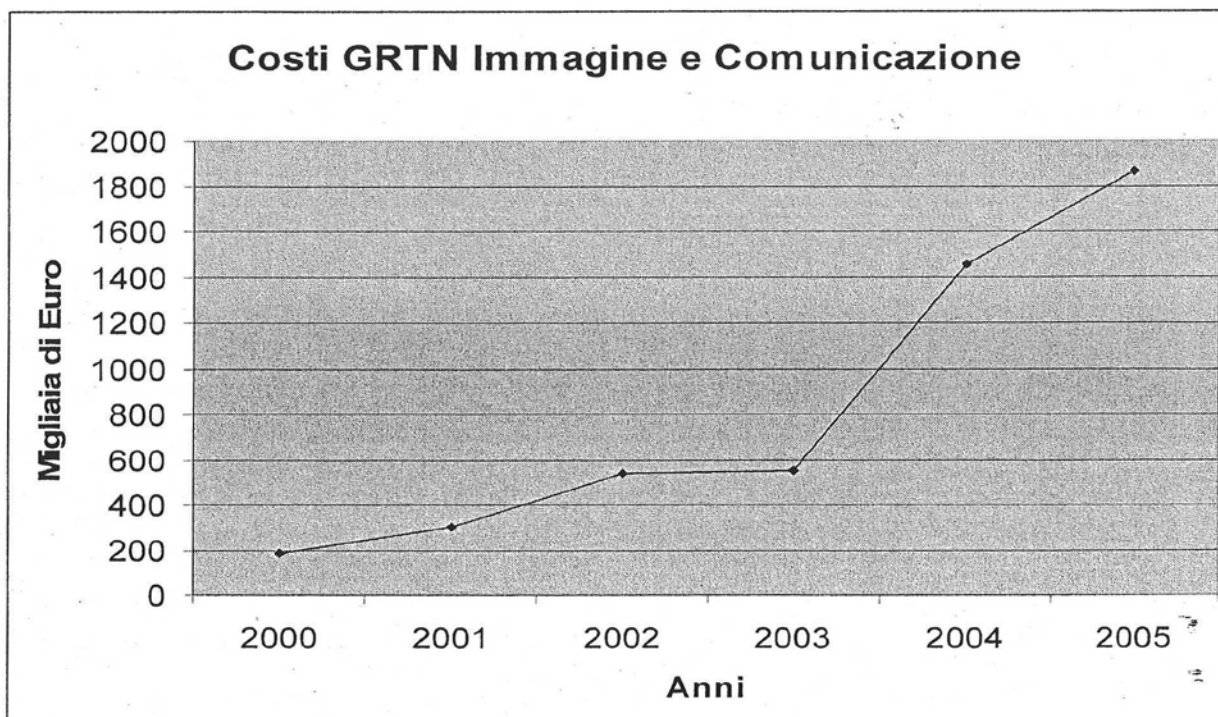
COSTI GRTN (Importi in euro/000)	2000		2001		2002		2003		2004		2005				
	2000	2001	2001 vs 2000	2001	2002	2002 vs 2001	2002	2003	2003 vs 2002	2003	2004	2004 vs 2003	2004	2005	2005 vs 2004
Prestazioni e consulenze professionali	1.839	1.140	-38%	1.140	1.483	30%	1.483	1.868	26%	1.868	2.773	48%	3.541 (*)	3.732	5,3%
Immagine e comunicazione	184	302	64%	302	537	78%	537	552	3%	552	1.454	163%	1.454	1.869	28,5%

(*) valore riportato nel bilancio 2005 ai fini del confronto con il corrispondente valore del 2004. Si noti che tale valore differisce da quello riportato nel bilancio chiuso al 31/12/2004 (euro 2.773 mila) per euro 768 mila. La differenza è dovuta alla voce "Prestazioni coordinate e continuative" che nel bilancio 2005 è stata conglobata nella voce "Prestazioni e consulenze professionali".



Nel grafico qui sopra riportato è illustrato l'andamento dei costi sostenuti dal GRTN per le consulenze professionali

Di seguito, invece, si riporta l'andamento dei costi sostenuti dal GRTN per Immagine e Comunicazione:



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

(IMPORTI IN EURO MILA)	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Prestazioni e consulenze professionali	1.839	1.140	1.483	1.868	2.773	3.732
Totale costi per servizi diversi dall'energia	22.421	21.027	18.684	18.778	21.917	22.735
Peso "Prestazioni e consulenze professionali" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	8%	5%	8%	10%	13%	16,4%
Immagine e Comunicazione	184	302	537	552	1.454	1.869
Totale costi per servizi diversi dall'energia	22.421	21.027	18.684	18.778	21.917	22.735
Peso "Immagine e Comunicazione" rispetto al totale "Costi per servizi diversi dall'energia"	1%	1%	3%	3%	7%	8,2%

Si rileva un "trend" in progressiva crescita per gli oneri di consulenza, con una crescita che raggiunga il suo picco nel 2005, pur dovendo scontare in detto esercizio le prestazioni straordinarie connesse alla cessione del ramo d'azienda.

Nell'esposizione delle varie voci di Bilancio, una particolare considerazione merita il caso di un credito che si riconnette a servizi resi senza introitare il corrispettivo dovuto per la trasmissione, mentre si è provveduto a definire i rapporti con l'ENEL, per la quantità di energia fornita, e con TERNA per il corrispettivo di utilizzo della rete.

Questo caso si collega all'apertura di un'istruttoria conoscitiva avviata dall'AEEG con deliberazione 27 ottobre 2004 n.187\04, come tale intesa ad accertare le modalità di erogazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica ad una acciaieria negli anni 2002\2004, verificando l'eventuale difformità rispetto alle disposizioni di cui alla deliberazione della stessa Autorità 30 gennaio 2004 n. 5\04 nonché le ragioni "in forza delle quali si è dato luogo ad una così consistente anomalia applicativa per durata e dimensione delle sofferenze maturate sul pagamento dei corrispettivi".

Dal resoconto allegato alla delibera 83\05 del 2 maggio 2005 si ricava che tra il "fruitore del servizio" ed il Gestore è stato stipulato un contratto di erogazione del servizio di trasporto in deroga alle disposizioni "pro tempore" vigenti in materia.

La conseguenza di tale premessa conduce l'Autorità a sancire che "risulta, pertanto, che il Gestore della rete ed ENEL Distribuzione potrebbero aver violato, nel caso di specie, le richiamate disposizioni in ordine alle modalità di erogazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica", ritenendo la sussistenza del presupposto per l'avvio di istruttorie formali volte all'applicazione di misure sanzionatorie.

Dal resoconto di cui è questione, si ricava altresì che in forza della richiesta avanzata dal Gestore nei confronti di ENEL Distribuzione "di regolare direttamente il servizio di trasporto al cliente finale ... proponendo la stipula di un apposito contratto" si è prodotta una situazione "che ha indotto la maturazione di importanti sofferenze in relazione alle quali può essere esaminata l'opportunità di un intervento prescrittivo in via d'urgenza che garantisca al cliente che si è giovato della deroga alla regolamentazione vigente, "in ragione della significatività degli importi ancora dovuti, un percorso di rientro tale da non alterare l'equilibrio economico finanziario".

Di contro ad una tale preoccupazione, nella considerazione delle esposizioni di Bilancio del Gestore, relativamente al 2005, resta accertato che mentre il Gestore ha interamente saldato l'Enel-produttore del suo avere, relativamente all'anomalo contratto di fornitura, resta una consistente voce di credito del Gestore nei rapporti del cliente che di quella fornitura si è giovato.

In particolare, si osserva che al 31\12\2005 sono presenti crediti per 5.196 mila euro prudenzialmente accantonati al 100% nel fondo svalutazione crediti.

Cap.XVI° CONCLUSIONI

Evento significativo della gestione del GRTN per il 2005 è rappresentato dalla cessione a Terna del ramo di azienda con passaggio a quest'ultima delle competenze in materia di gestione della rete di trasmissione nazionale e concentrazione dell'attività sulle fonti rinnovabili.

In tale contesto, sono venuti in evidenza fattori che hanno comportato un aggravio di costi in particolare per effetto del trasferimento dei servizi informatici.

Dal ridimensionamento della missione istituzionale del GRTN sono anche derivate, sul piano contabile, situazioni di disequilibrio indotto dalla differenza tra le quantità di energia rinnovabile offerte sul mercato e quelle realmente disponibili. Tale discrasia riconducibile ad un inefficiente controllo sulle fonti di produzione ha comportato a carico del bilancio un impegno finanziario notevole di circa 72 milioni di euro.

Allo stato, tuttavia, risulta che la nuova gestione si è fatta carico di interventi volti ad attenuare gli effetti di tali discrasie.

Su di un diverso piano si collocano le anomalie connesse al distacco di personale sia presso il MAP che presso la CCSE, che hanno già formato oggetto di osservazioni nei precedenti referti di questa Corte, in cui sono state formulate delle riserve circa la correttezza dei distacchi, osservando, in primo luogo, che detti distacchi rilevano per un trattamento economico più vantaggioso, rispetto ai due enti (MAP e CCSE) sottoposti alla disciplina economica dei Contratti Collettivi del Settore Pubblico, giovandosi detto personale distaccato del Contratto dei dipendenti del Settore Elettrico Privato..

In proposito per rilevare la singolarità del fenomeno sarà sufficiente confrontare la percentuale di personale comandato ante cessione, con quello comandato dopo di essa. Infatti successivamente alla cessione del ramo di azienda ed alla diminuzione del personale in organico, l'incidenza percentuale del personale distaccato (presso MAP e CCSE) è passato dal 7% al 30%.

Nella sostanza, a fronte del ridimensionamento della missione istituzionale del GRTN si rileva un apporto collaborativo più ampio del personale distaccato anche per settori che non sono più di pertinenza del loro datore di lavoro .

Sotto altro profilo occorre rilevare che la forma privatistica societaria conferita originariamente al Gestore persiste pur dopo la cessione del ramo di azienda.

La persistenza della configurazione in SpA conservata al nuovo soggetto - pur dopo la dismissione delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale (RTN) e la conseguente limitazione della sua sfera gestionale - pone in evidenza così che mentre la produzione e divisione di utili costituiscono la causa tipica del contratto di società, dopo la cessione sembrano mutate queste condizioni.

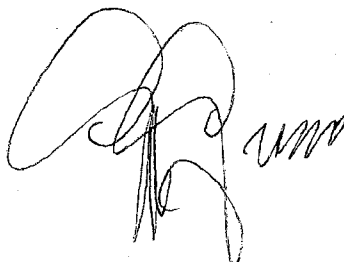
Infatti, si deve rilevare che al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società GRTN, l'AEEG include negli oneri di sistema (previsti dall'art 3, co. 13, del DM 79/99) i costi e i ricavi derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP6, così che come in genere per tutte le attività di gestione relative alle fonti rinnovabili, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per il Gestore, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa si rifletteranno sulla componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.

Passando sul piano strettamente finanziario, si deve segnalare il valore della transazione (GRTN-TERNA) che è di circa 186,8 milioni di euro, costituito da euro 66,3 milioni di euro, cui vanno ad aggiungersi 120,5 milioni di euro per debiti commerciali del GRTN verso Terna.

La transazione ha generato, in tal modo, una plusvalenza di euro 135,4 milioni di euro, cui concorrono, con il prezzo di cessione netto pari a 66,3 milioni di euro, il valore patrimoniale netto del ramo di azienda pari a 69,1 milioni di euro.

Per quanto concerne la voce avviamento, riportato nella situazione patrimoniale come esposta, l'AEEG ha ritenuto che lo stesso (pari a circa 135,4 milioni di euro) andasse a ridurre per l'anno 2005 i contributi della Cassa Conguaglio afferenti il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, in misura appunto pari a detto avviamento.

A parte le argomentazioni di carattere giuridico che hanno condotto all'attivazione di un contenzioso innanzi al Giudice Amministrativo, sul piano contabile questa operazione, come disposta dall'AEEG, si riflette sulla redditività operativa che per la prima volta risulta negativa, in quanto al mancato conseguimento del ricavo imputato all'avviamento corrispondono costi per lo stesso importo, con l'effetto del venir meno della neutralità economica della gestione delle partite energetiche intermedie dal GRTN.

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

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

ESERCIZIO 2005

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

ORGANI SOCIETARI

Consiglio di Amministrazione (*)

Presidente

Prof. Carlo Andrea Bollino

Vice Presidente

Dott. Massimo Masini

Amministratore Delegato

Dott. Nando Pasquali

Consiglieri

Avv. Stefano Bertollini

Avv. Vittorio Corsini

Ing. Luca Di Carlo

Dott. Francesco Parlato

Collegio Sindacale ()**

Presidente

Dott. Francesco Massicci

Sindaci effettivi

Dott. Silvano Montaldo

Rag. Nicandro Mancini

Segretario del Consiglio

Avv. Marco Bonacina

Corte dei Conti

Magistrato Delegato

Dott. Giuseppe Grasso

Società di Revisione

Deloitte & Touche S.p.A.

(*) nominato il 9 febbraio 2006, in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2008.

(**) nominato il 20 maggio 2005, in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.

POTERI DEGLI ORGANI SOCIETARI

Consiglio di Amministrazione

La gestione dell'impresa spetta esclusivamente agli amministratori i quali compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione, fissandone l'ordine del giorno e provvedendo per l'adeguatezza delle relative informative; verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Il Consiglio di Amministrazione, con deliberazione consiliare 14 febbraio 2006 ha confermato l'attribuzione al Presidente dei compiti, già conferiti con la delibera consiliare del 21 ottobre 2003, mantenendo gli opportuni contatti con l'Amministratore Delegato, in ordine alle seguenti materie: comunicazione e immagine, relazioni internazionali e studi per il settore energetico.

Il Presidente riferisce, almeno trimestralmente, al Consiglio di Amministrazione sulle materie a lui riservate in ordine alle attività svolta a tale riguardo e sui relativi atti di spesa.

Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Vice Presidente, in caso di assenza o impedimento del Presidente, ha per statuto la rappresentanza legale della Società e la firma sociale. La firma del Vice Presidente fa fede di fronte ai terzi dell'assenza e/o dell'impedimento del Presidente.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato, oltre ad avere anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, è investito, in base alla deliberazione consiliare del 14 febbraio 2006 che ha confermato quanto già deliberato il 4 luglio 2003 e 21 ottobre 2003, di tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi delle medesime deliberazioni. L'Amministratore Delegato cura che l'assetto organizzativo e contabile sia adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa e riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, almeno ogni tre mesi, sul generale andamento della gestione, sulla sua prevedibile evoluzione nonché, sulle operazioni di maggior rilievo della Società e delle controllate.

STRUTTURA ORGANIZZATIVA

**Direzione
Acquisti e Servizi**

Giuseppe Torquati

**Direzione
Amministrazione, Finanza e Controllo**

Giorgio Anserini

**Direzione
Audit**

Antonio Tomassi

**Direzione
Legale**

Marco Bonacina

**Direzione
Operativa**

Gerardo Montanino

**Direzione
Personale**

Vinicio Mosè Vigilante

**Direzione
Relazioni Istituzionali e Comunicazione**

Fabrizio Tomada

**Direzione
Sistemi**

Erasmus Bitetti

SINTESI DELIBERAZIONI ASSEMBLEA

L'assemblea degli Azionisti

- esaminato il bilancio d'esercizio ed il bilancio consolidato al 31 dicembre 2005 nonché la relazione degli Amministratori sulla gestione;
- viste le relazioni del Collegio Sindacale;
- viste le relazioni della Società di Revisione;

delibera di

- approvare la relazione degli Amministratori sull'andamento della gestione;
- approvare il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2005 nel suo insieme e nelle singole appostazioni;
- destinare l'utile dell'esercizio pari a Euro 4.794.905,74 come segue:
 - Euro 239.745,29 a riserva legale;
 - Euro 4.555.160,45 a dividendo all'Unico azionista.

All'assemblea inoltre è stato presentato il bilancio consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2005.

Roma, 13 giugno 2006

DATI DI SINTESI – GRTN SPA

Euro milioni

	2005	2004	2003	2002	2001
Valore della produzione	10.111,7	13.345,9	6.513,3	6.215,0	6.094,6
Margine operativo lordo (1)	(88,9)	61,0	61,7	90,0	70,0
Risultato operativo (1)	(122,1)	17,7	25,5	41,3	45,0
Utile netto	4,8	14,6	12,4	11,2	7,4
Immobilizzazioni nette (2)	51,9	122,3	110,1	111,5	109,9
Capitale circolante - Crediti commerciali netti/(Debiti commerciali netti)	(540,2)	(233,8)	159,0	(243,0)	(198,4)
Fondi diversi	54,3	54,3	60,5	64,9	46,0
Patrimonio netto	89,4	94,8	80,3	67,8	56,6
Debiti finanziari netti/(Disponibilità finanziarie nette)	(632,0)	(260,6)	128,7	(264,7)	(191,1)
Investimenti	28,9	26,7	15,4	15,3	13,6
Consistenza media del personale	682	771	717	698	684
Consistenza del personale al 31 dicembre (2)	202	771	745	702	698

(1) Il valore negativo relativo all'anno 2005 sconta gli effetti dell'applicazione della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 illustrata a pag 15.

(2) I valori relativi all'anno 2005 sono significativamente inferiori rispetto agli anni precedenti a causa della cessione del ramo di azienda relativo all'attività di trasmissione e dispacciamento alla società TERNA SpA avvenuta in data 31 ottobre 2005, composto principalmente da cespiti e personale.

MISSIONE

Il 1° Novembre 2005 il Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. in seguito alla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento e trasmissione alla società TERNA S.p.A ("TERNA") pur mantenendo lo stesso acronimo GRTN, ha mutato la propria denominazione in Gestore del Sistema Elettrico – GRTN S.p.A. ("GRTN") e la propria missione, focalizzandosi nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché sulla gestione di numerose attività di natura pubblicistica del settore elettrico.

A rafforzare la caratterizzazione delle attività svolte da GRTN, è altresì intervenuta l'assegnazione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG") del ruolo di soggetto attuatore previsto dal Decreto del Ministero delle Attività produttive ("MAP") del 28 luglio 2005, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Il GRTN diventa, quindi, un importante punto di riferimento per l'attuazione delle scelte di politica energetica del Paese indirizzate alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso un maggior utilizzo di quelle rinnovabili.

In tale contesto, il GRTN:

- ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate ("CIP 6");
- gestisce, in qualità di soggetto attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- emette i Certificati Verdi ("CV") e verifica il rispetto dei relativi obblighi da parte di produttori e importatori;
- qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili ("IAFR");
- rilascia la Garanzia d'Origine ("GO") dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione;
- partecipa, in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili, Renewable Energy Certificate System ("RECS").

SCENARIO ENERGETICO DI RIFERIMENTO

La richiesta di energia elettrica in Italia, secondo i primi dati provvisori, nel 2005, è stata di 329.441 GWh con un aumento dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione nazionale netta pari a 289.655 GWh (sostanzialmente in linea con l'anno precedente) e dalle importazioni (50.264 GWh) che hanno fatto registrare un incremento rispetto all'anno precedente dell'8,3%, dovuto sostanzialmente al venir meno delle misure temporanee decise nel 2004 da GRTN per esigenze di sicurezza del sistema elettrico. Le esportazioni, invece, sono passate da 791 GWh a 1.109 GWh con una crescita pari al 40,2%.

BILANCIO ENERGETICO ITALIA

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione netta	289.655	290.022	-367	-0,1%
Import	50.264	46.426	3.838	8,3%
Totale	339.919	336.448	3.471	1,0%
Pompaggi	-9.369	-10.300	931	-9,0%
Export	-1.109	-791	-318	40,2%
Richiesta Italia totale	329.441	325.357	4.084	1,3%
Consumi	308.000	304.490	3.510	1,2%
Perdite	21.441	20.867	574	2,8%
Richiesta Italia totale	329.441	325.357	4.084	1,3%

Fonte TERNA - Valori provvisori (*)

L'incremento della richiesta di energia elettrica in Italia dell'1,3 % è dovuto sia all'aumento delle perdite di 574 GWh (+2,8%) che dei consumi (+ 3.510 GWh) che hanno registrato una crescita dell'1,2% rispetto al 2004, trainata principalmente dal settore terziario. La distribuzione dei consumi per settore economico è illustrata nella tabella seguente:

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER SETTORE ECONOMICO

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Industria	153.300	153.155	145	0,1%
Terziario	82.300	79.558	2.742	3,4%
Usi domestici	67.170	66.592	578	0,9%
Agricoltura	5.230	5.185	45	0,9%
Consumi totali	308.000	304.490	3.510	1,2%

Fonte TERNA - Valori provvisori (*)

Nel 2005 la produzione nazionale, al netto dei servizi ausiliari, è rimasta in media sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente (-0,1%) come evidenziato nella successiva tabella. Nel corso dell'anno, si è registrato un aumento della produzione termoelettrica di 6.824 GWh pari al +2,9% rispetto al 2004. A questo aumento si è contrapposta una riduzione della produzione idroelettrica di 7.374 GWh (-15,0%), dovuta sostanzialmente alla minore disponibilità da apporti naturali nel periodo estivo rispetto al 2004. La produzione da altre fonti rinnovabili è aumentata, nonostante il calo della produzione geotermoelettrica, grazie alla crescita del 15,6% della produzione eolica e fotovoltaica.

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione termica netta	240.588	233.764	6.824	2,9%
Produzione idrica netta	41.909	49.283	-7.374	-15,0%
Produzione geotermica netta	5.021	5.127	-106	-2,1%
Produzione eolica e fotovoltaica netta	2.137	1.848	289	15,6%
Produzione netta totale	289.655	290.022	-367	-0,1%

Fonte TERNA - Valori provvisori (*)

CESSIONE DEL RAMO D'AZIENDA TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO

In data 28 febbraio 2005 GRTN e TERNA hanno sottoscritto il contratto di cessione del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento di GRTN, in applicazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 ("DPCM"). La transazione ha avuto quale obiettivo, indicato dallo stesso DPCM, l'integrazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale ("RTN") e ha riguardato tutte le attività, le funzioni, i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo a GRTN ad eccezione:

- a) dei beni, rapporti giuridici e personale afferenti le funzioni di cui all'art. 3 commi 12 e 13 e di cui all'art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo 79/99 ("D.Lgs. 79/99"), nonché le attività correlate di cui al Decreto Legislativo 387/2003 ("D.Lgs. 387/03");
- b) delle partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ("GME") e Acquirente Unico S.p.A. ("AU");
- c) degli eventuali oneri e dei relativi eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere – fino alla data di efficacia del trasferimento – da GRTN stesso. In tal senso GRTN tiene indenne TERNA da eventuali oneri di natura risarcitoria e sanzionatoria che potranno derivare alla stessa TERNA per le attività poste in essere da GRTN fino alla data di efficacia del trasferimento, fermo restando l'impegno di TERNA di fare tutto quanto in suo potere affinché l'ammontare di tali oneri risulti minimizzato.

Il GRTN e TERNA hanno inoltre convenuto che le componenti economiche relative alle partite energetiche del mercato, inerenti l'attività svolta fino alla data di efficacia del trasferimento del ramo di azienda, siano di esclusiva pertinenza del cedente GRTN. Ciò in considerazione delle particolari regolazioni economiche che disciplinano tali partite.

Il contratto di cessione è divenuto efficace il 1° novembre 2005, una volta verificatesi le tre condizioni sospensive seguenti:

- il rilascio, da parte del MAP, di una nuova concessione 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 Garante della Concorrenza e del Mercato dell'autorizzazione all'operazione.

Le principali attività cedute con il ramo d'azienda sono state quelle di:

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

Il ramo d'azienda ceduto è costituito essenzialmente dal Centro nazionale di controllo ("CNC") sito a Roma, dalle Sedi Territoriali e da circa 580 persone.

Nel prospetto seguente sono riportati in sintesi i valori patrimoniali oggetto di cessione, comunicati a TERNA il 27 gennaio 2006:

Situazione patrimoniale di trasferimento al 31 ottobre 2005

Ramo di azienda Trasmissione e Dispacciamento

(dati in migliaia di euro)

ATTIVO		PASSIVO	
Immobilizzazioni immateriali	22.847	Fondi per rischi ed oneri	811
Immobilizzazioni materiali	62.148	Fondo trattamento di Fine Rapporto	15.868
Immobilizzazioni finanziarie	2.535	Debiti verso il cessionario	120.515
Crediti	736	Altri debiti	4.898
Ratei e risconti attivi	988	Ratei e risconti passivi	16.259
Totale	89.254	Totale Passivo	158.351
		PREZZO DI VENDITA al 31 dicembre 2004	68.300
AVVIAMENTO	135.399	CONGUAGLIO	(1.998)
Totale Attivo	224.653	Totale a pareggio	224.653

Il valore della transazione è di circa Euro 186,8 milioni. Tale valore è costituito dal prezzo di vendita concordato tra le parti pari a Euro 68,3 milioni, decurtato del conguaglio di circa Euro 2,0 milioni per la variazione patrimoniale intervenuta tra il 31 dicembre 2004 e la data di efficacia del contratto a cui si deve aggiungere l'importo di circa Euro 120,5 milioni per debiti commerciali di GRTN verso TERNA. Si segnala che ai sensi del contratto di cessione TERNA potrà fare eventuali contestazioni circa la consistenza delle voci ricomprese in tale situazione entro 75 giorni lavorativi dal 27 gennaio 2006, data di ricezione della situazione patrimoniale di trasferimento. La transazione ha generato una plusvalenza di Euro 135,4 milioni determinata dal prezzo di vendita al netto del conguaglio (Euro 66,3 milioni) a cui si somma, essendo negativo, il valore patrimoniale netto del ramo di azienda (Euro 69,1 milioni). La Delibera 15/05 dell'AEEG in attuazione dell'articolo 1 del DPCM ha fissato in 0,0095 centesimi di Euro/kWh la quota parte della componente del corrispettivo di trasporto ("CTR") destinata a copertura dei costi connessi alle attività rimaste in carico a GRTN, a partire dalla data di efficacia. La successiva Delibera 27/06 conferma quanto stabilito dalla Delibera 15/05 precisando che tale corrispettivo è da considerarsi a titolo di acconto e salvo conguaglio.

Contestualmente all'operazione di cessione del ramo d'azienda, GRTN e TERNA hanno stipulato una serie di contratti per l'esecuzione di prestazioni di servizi, con il fine di minimizzare, sull'organizzazione delle rispettive aziende, le eventuali diseconomie generate dall'operazione di cessione del ramo d'azienda, potendo così fruire di un congruo lasso di tempo per la riorganizzazione dei processi aziendali coinvolti.

I principali contratti di servizio stipulati sono:

- contratto per la messa a disposizione, da parte del GRTN a favore di TERNA, di postazioni di lavoro nell'immobile di viale Pilsudski;
- contratto per la messa a disposizione, da parte di TERNA a favore del GRTN, di postazioni di lavoro nell'immobile di via Palmiano;
- contratto per la fornitura di servizi informatici da parte di TERNA a favore del GRTN;
- contratto per la fornitura, da parte di TERNA a favore del GRTN, dei dati di misura afferenti le unità di produzione CIP 6;
- contratto per la fornitura di servizi di supporto tecnico e gestionale da parte di TERNA a favore del GRTN per la fatturazione, l'incasso e il pagamento delle partite economiche di competenza del GRTN ma relative alle attività di trasmissione e dispacciamento proprie del ramo d'azienda ceduto.

DELIBERA AEEG N.79 DEL 12 APRILE 2006

La delibera riguarda *“Disposizioni relative alla destinazione di alcune partite economiche rinvenienti dal miglioramento dell'efficienza e dell'economicità nella gestione del sistema elettrico in seguito all'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, nonché dal saldo dei versamenti operati in applicazione dei corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT) nell'anno 2004”*.

Con tale atto la AEEG ha disposto:

- 1) la riduzione per l'anno 2005 dei contributi dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 della Delibera 05/04 (Testo integrato) in misura pari al valore dell'avviamento realizzato da GRTN per la vendita a TERNA del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento;
- 2) la destinazione parziale dei corrispettivi di capacità di trasporto (CCT) relativi all'anno 2004.

Relativamente a tale ultimo punto facendo seguito a quanto già chiaramente delineato con la Delibera 15/05, la AEEG ha destinato una parte dei corrispettivi per CCT alla copertura di oneri relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica che GRTN ha sostenuto fino alla data di trasferimento delle attività di trasmissione e dispacciamento a TERNA; nello specifico tali oneri si riferiscono alla adesione ad accordi internazionali per transiti transfrontalieri e accordi con proprietari di rete.

Sul primo punto con la Delibera la AEEG ha:

- considerato che *“il controvalore dell'avviamento”* conseguito dal GRTN *“rappresenti il beneficio derivante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, previsto dall'obiettivo di cui all'art. 1-ter, comma 1, del Decreto Legge 239/03 di assicurare una maggiore efficienza, sicurezza, affidabilità ed economicità al sistema elettrico nazionale”*;
- ritenuto di *“mantenere il beneficio”* suddetto *“all'interno del sistema elettrico nazionale, prevedendo una diminuzione degli oneri gravanti sugli utenti del sistema elettrico”*;
- reputato quindi opportuno *“destinare il controvalore dell'avviamento determinatosi in seguito alla cessione a TERNA da parte del GRTN del Ramo di Azienda trasferito ai sensi dell'art.1, comma 1, del D.P.C.M 11 maggio 2004 a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico”*;

conseguentemente, ha disposto che *“i contributi da CCSE afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 del Testo integrato spettanti al GRTN per l'anno 2005 sono ridotti di un importo pari a 135.398.920 Euro”*.

In merito alla rappresentazione contabile del punto 1) che si è data nel presente bilancio si evidenzia che:

- a) sulla base dei principi contabili di riferimento, delle norme del codice civile in materia di chiarezza (art. 2423), e del contenuto stesso della delibera che interviene solo sulla riduzione del contributo, si è proceduto alla rilevazione contabile della plusvalenza nell'ambito della voce "proventi straordinari" (voce E20 del conto economico). Ciò in quanto tale componente ha origine dalla realizzazione di una operazione straordinaria, cioè dalla cessione di un ramo di azienda, non connessa all'attività tipica del GRTN;
- b) sulla base del disposto specifico della Delibera si è proceduto a ridurre dell'importo, di Euro 135.398.920, l'ammontare dei contributi da CCSE di competenza dell'anno 2005;

Il mancato conseguimento di ricavi per Euro 135.398.920, a fronte di costi di pari importo, determina il venir meno della neutralità economica della gestione delle partite energetiche intermedie da GRTN: ciò si riflette sulla redditività operativa della società che, per la prima volta, risulta negativa .

Il Consiglio di Amministrazione del GRTN in data 26 Aprile 2006, contestualmente all'approvazione del bilancio, ha deliberato di ricorrere al TAR avverso la citata Delibera 79/06 art.1 al fine di verificarne la legittimità.

ATTIVITA' SVOLTE NELL'ESERCIZIO 2005

Allo svolgimento, per i primi dieci mesi, delle attività relative alle funzioni di trasmissione e dispacciamento poi trasferite a TERNA – per le quali si prevede proseguirà per tutto l'anno 2006 la gestione dei conguagli degli anni precedenti – si sono affiancate le attività necessarie per la realizzazione della stessa cessione, nonché le attività relative alla nuova missione aziendale.

Nell'ultima parte dell'anno, infine, si è profuso un rilevante sforzo organizzativo per l'avvio delle attività legate alla incentivazione del fotovoltaico, caratterizzate dall'esigenza di tempi rapidi di risposta da parte dell'azienda e dall'elevata numerosità delle controparti che hanno richiesto di accedere alle procedure di incentivazione.

FONTI RINNOVABILI

Compravendita energia CIP 6

Con riferimento alle attività commerciali di gestione delle partite economiche connesse all'energia, l'anno 2005 è stato caratterizzato dall'avvio, a partire dal 1° gennaio, del mercato dell'energia con domanda attiva (formulazione di offerte di acquisto da parte degli operatori ammessi alle contrattazioni).

Tale nuovo contesto ha inciso in modo significativo non solo sulle attività commerciali connesse alle attività di trasmissione e dispacciamento successivamente trasferite a TERNA, ma anche sulle modalità di vendita dell'energia CIP 6 ritirata dal GRTN ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99.

Nel 2005 il GRTN ha ritirato dai produttori CIP 6 un volume di energia pari a circa 51,3 TWh di cui l'81% da impianti alimentati a fonti assimilate e 19% da impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Il prezzo medio unitario di ritiro dell'energia è stato pari a 96,63 Euro/MWh per un costo complessivo pari a Euro 4.954 milioni; a tale costo vanno aggiunti gli effetti derivanti dall'aggiornamento dei corrispettivi 2005 per il quale si attendono oneri per ulteriori Euro 812 milioni principalmente legati all'incremento del costo evitato di combustibile.

Si riporta nella tabella che segue il riepilogo per l'anno 2005 dell'energia acquistata per tipologia di acquisti e di fonte.

ENERGIA ACQUISTATA

TWh

Tipologia acquisto	2005	2004	Differenza
CIP 6	50,3	52,4	-2,1
108/97	1,0	1,2	-0,2
Mini-idro	-	3,1	-3,1
TOTALE	51,3	56,7	-5,4

TWh

Tipologia di fonte	2005	2004	Differenza
Fonti Assimilate	41,4	43,3	-1,9
Fonti Rinnovabili	9,9	13,4	-3,5
TOTALE	51,3	56,7	-5,4

Nel 2005 il GRTN ha complessivamente ritirato circa 5,4 TWh in meno rispetto al 2004, di cui circa 3,1 TWh dovuti alla disdetta dei rapporti contrattuali con gli impianti mini-idro per effetto della regolamentazione introdotta dal D.Lgs. 387/03 che ha riportato in capo ai gestori di rete locali l'obbligo di ritiro di tali produzioni.

In accordo alle modalità previste dal D.M. del 24.12.2004 GRTN ha provveduto a collocare l'energia ritirata dai produttori CIP 6 presentando giornalmente nel Mercato del Giorno Prima ("MGP") offerte di vendita determinate sulla base del programma orario di produzione degli impianti.

Per l'esercizio 2005 il GRTN ha collocato sul mercato elettrico un volume di energia CIP 6 pari a 50,5 TWh per un controvalore di Euro 3.046 milioni.

La differenza tra l'energia acquistata da GRTN e quella collocata sul mercato a programma viene valorizzata nell'ambito della partita dei corrispettivi di sbilanciamento. Nel 2005 GRTN ha complessivamente sostenuto oneri di sbilanciamento per un totale di Euro 72 milioni.

Il disavanzo economico risultante dalla differenza tra i costi sostenuti dal GRTN per l'acquisto dell'energia dai produttori incentivati e i ricavi netti derivanti sia dalla vendita dell'energia nel mercato (MGP, contratti per differenza, sbilanciamenti) sia dalla vendita dei CV di titolarità del GRTN, viene coperto ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del D.Lgs.79/99 dal gettito derivante dalla componente tariffaria A3. Per l'anno 2005 il disavanzo totale da coprire attraverso la componente A3 ammonta a Euro 3.021 milioni, al netto del valore dei CV venduti e tenendo in considerazione l'aggiornamento dei corrispettivi 2005. Tale importo sconta ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 una riduzione di Euro 135,4 milioni pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento.

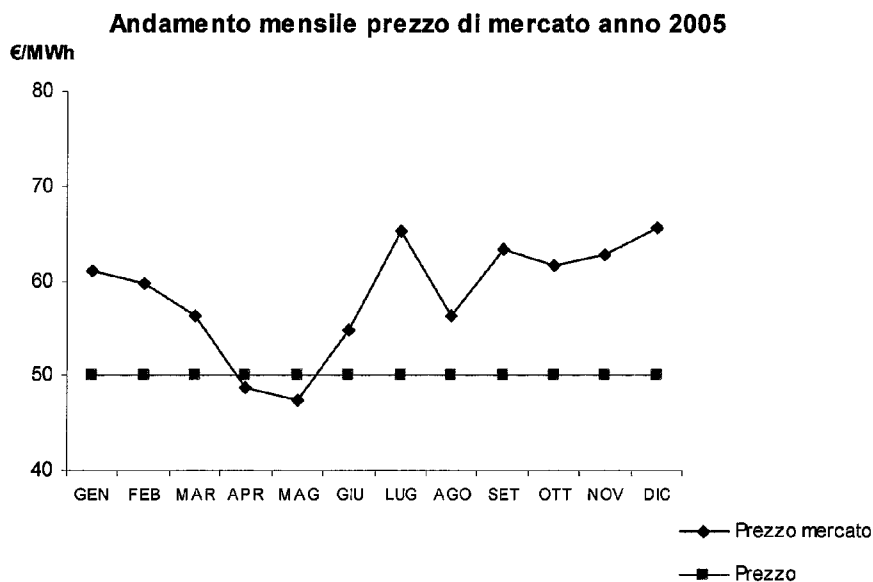
Contratti differenziali e gestione dei rischi finanziari

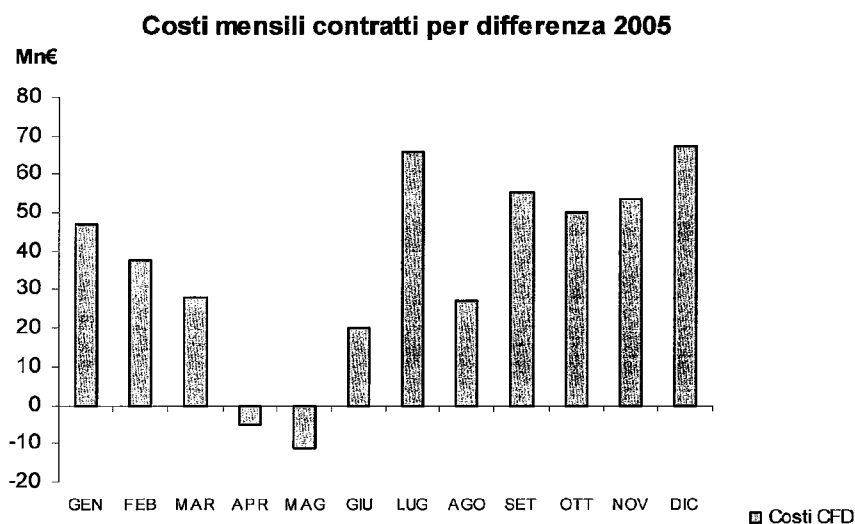
GRTN ha stipulato dei contratti differenziali per la vendita sul mercato dell'energia CIP 6 (ai sensi del decreto del MAP del 24 dicembre 2004 per l'anno 2005 ed ai sensi del decreto del MAP del 5 dicembre 2005 per l'anno 2006). Tali contratti, stipulati dalla società con controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico (tra cui la società controllata AU), prevedono principalmente l'obbligo di pagamento del differenziale tra il prezzo di mercato ed il prezzo definito nel contratto (prezzo di assegnazione) posto a carico dell'una o dell'altra parte (cd "contratti differenziali a due vie") a seconda che il prezzo di mercato risulti superiore o inferiore al prezzo di assegnazione.

L'assegnazione dei diritti per l'anno 2005, come da DM, è avvenuta per una quota pari al 40% dell'energia CIP 6, pari a 2.320 MW (2.240 MW per il 2006), ad AU (per la fornitura al mercato dei clienti vincolati) e per il restante 60%, pari a 3.480 MW (3.360 MW per il 2006), ai clienti idonei del mercato libero, così come risultante dall'assegnazione pubblicata sul sito del GRTN in data 30 dicembre 2004 (23 dicembre 2005 per il 2006). Il contratto, successivamente stipulato con gli assegnatari si intende perfezionato e vincolante fra le parti dalla stessa data di comunicazione della assegnazione dei diritti CIP 6. Il prezzo di assegnazione costante per tutte le ore del 2005 era pari a 50 Euro/MWh (mentre per il 2006 il prezzo di assegnazione è pari a 55,5 Euro/MWh).

Gli assegnatari dei diritti associati all'energia CIP 6 hanno ricevuto mensilmente dal GRTN il differenziale tra il prezzo unico nazionale ("PUN") e il prezzo di assegnazione per un ammontare complessivo netto, nel 2005, pari a Euro 436 milioni.

Si riporta di seguito l'andamento mensile del prezzo di mercato e i corrispondenti importi associati alla regolazione del contratto per differenza:





La politica perseguita da GRTN tramite la stipula di tali contratti consiste nella stabilizzazione del rischio di prezzo all'interno del sistema elettrico, cioè nella copertura del rischio di oscillazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica in borsa.

Ai sensi dell'articolo 5 del decreto del MAP del 24 dicembre 2004 con validità per l'anno 2005 (confermato per l'esercizio 2006 dall'articolo 5 del decreto del MAP del 5 dicembre 2005), al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società, l'AEEG include negli oneri di sistema (previsti dall'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99) i costi e i ricavi del GRTN derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP 6. In virtù di tali disposizioni normative, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per GRTN, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa dell'energia CIP 6 si rifletterebbero sulla componente tariffaria A3 che alimenta il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Certificati Verdi

La produzione di energia da fonti rinnovabili, oltre al meccanismo CIP 6, viene promossa anche con il sistema dei CV che si basa sull'obbligo per i produttori e importatori di energia di immettere ogni anno, nel sistema elettrico nazionale, energia prodotta da fonti rinnovabili per una quota prefissata dell'energia non rinnovabile prodotta (al netto della cogenerazione) o importata nell'anno precedente. In particolare, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, i soggetti obbligati devono presentare a GRTN un numero di CV determinato in proporzione al volume di energia rinnovabile corrispondente all'obbligo.

Con riferimento alla disciplina dei CV, GRTN svolge le seguenti attività:

- valutazione dell'energia prodotta da fonte non rinnovabile (soggetta all'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico) mediante autocertificazione dei produttori e degli importatori;

- valutazione della quota di energia elettrica prodotta con cogenerazione, ovvero produzione combinata di energia elettrica e calore sulla base dei criteri definiti nella delibera AEEG 42/02, esclusa dall'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico;
- qualifica degli impianti alimentati a fonti rinnovabili ed entrati in servizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione in data successiva al 1° aprile 1999;
- emissione dei CV a favore degli impianti qualificati per ogni 50 MWh di produzione annuale netta avente diritto al rilascio di CV;
- validazione delle transazioni di compravendita di CV tra operatori e validazione dell'annullamento dei CV ai fini della verifica dell'adempimento all'obbligo.

Nel primo trimestre dell'anno, a seguito dell'invio da parte dei produttori qualificati della certificazione inerente l'energia prodotta nel 2004, il GRTN ha provveduto ad emettere 60.000 CV corrispondenti a 3 TWh di nuova energia prodotta da fonti rinnovabili.

I 60.000 CV offerti sul mercato dai produttori qualificati sono stati acquistati e quindi utilizzati dai soggetti obbligati per la copertura dell'obbligo 2003. Tuttavia, essendo tale obbligo pari a circa 4 TWh, il suo adempimento ha richiesto anche l'offerta da parte del GRTN di 20.000 CV associati agli impianti CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999.

Nel mese di novembre 2005 GRTN ha determinato il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2005 (108,92 €/MWh) quale differenza tra il costo medio di ritiro dell'energia CIP 6 prodotta da impianti a fonti rinnovabili incentivate (calcolato ai prezzi di acconto 2005) e il ricavo medio di vendita della stessa energia.

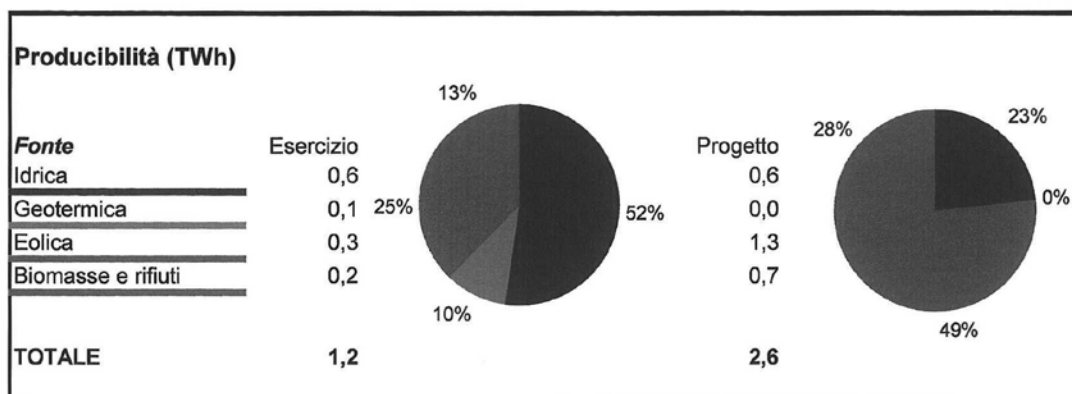
Qualificazione Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR)

Nell'anno 2005 l'attività di qualifica operata da GRTN ha comportato l'analisi di 323 domande di riconoscimento, di cui 264 (pari al 82%) sono state qualificate IAFR. Tali domande si riferiscono a:

- 148 impianti in esercizio per una producibilità annua pari a 1,2 TWh;
- 116 impianti in progetto per una producibilità annua pari a 2,6 TWh.

Nella tabella di seguito riportata si evidenzia la producibilità annua degli impianti qualificati IAFR suddivisi per fonte:

IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI QUALIFICATI NEL 2005

**Fotovoltaico**

In attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 387/03, il MAP di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio ("MATT"), ha emanato il D.M. 28/07/2005 con il quale sono stati definiti i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 1.000 kW collegati alla rete elettrica, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento (impianti esistenti da almeno 2 anni), o rifacimento totale (impianti esistenti da almeno 20 anni) successivamente al 30 settembre 2005.

Il 14 settembre 2005, l'AEEG ha adottato la Delibera 188/05 con la quale ha stabilito le modalità di presentazione delle richieste di incentivazione e ha individuato GRTN quale soggetto attuatore per la valutazione delle richieste di incentivazione e la concessione delle tariffe incentivanti. Il meccanismo di incentivazione ha quindi avuto avvio il 19 settembre 2005.

Tale meccanismo è in conto energia e consiste nell'erogazione di un corrispettivo commisurato all'elettricità prodotta dagli impianti, sulla base di tariffe che variano a seconda della taglia di potenza degli impianti. Per le domande accettate nel 2005 e nel 2006, le tariffe - riconosciute per un periodo di 20 anni - sono fisse nel corso del periodo di incentivazione, mentre sono previste riduzioni di tariffa per le domande accettate a partire dal 2007. Le risorse per il riconoscimento delle tariffe incentivanti trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3. Per gli anni 2005 e 2006 i valori delle tariffe sono i seguenti:

Taglia di potenza degli impianti (kW)	Tariffe incentivanti (€ / kWh)
$1 \leq P \leq 20$	0,445 (se si sceglie lo "scambio sul posto" definito dalla Delibera AEEG n° 28/06)
	0,460 (se non si sceglie lo "scambio sul posto" ovvero se si sceglie la cessione alla rete)
$20 < P \leq 50$	0,460
$50 < P \leq 1.000$	Valore soggetto a gara con un tetto massimo di 0,490

Anche in virtù del grande successo registrato, il 6 febbraio 2006 il MAP e il MATT hanno licenziato un secondo decreto che ha individuato in 1.000 MW l'obiettivo di potenza fotovoltaica da installare in Italia entro il 2015 (attualmente è installata una potenza di circa 30 MW), definendo al contempo dei limiti alla potenza che può essere incentivata annualmente fino al 2012 (in totale 500 MW):

Taglia di potenza degli impianti (kW)	Limite annuale (2006-2012)	Limite totale (2006-2012)
$1 \leq P \leq 50$	60 MW	360 MW
$50 < P \leq 1.000$	25 MW	140 MW
Totale	85 MW	500 MW

Le domande di incentivazione possono essere inoltrate a GRTN solo nell'ultimo mese di ognuno dei 4 trimestri in cui è diviso l'anno solare, e solo se GRTN non abbia precedentemente comunicato l'esaurimento di potenza disponibile.

L'attività di GRTN, quale soggetto attuatore, è divisa in 2 fasi:

- Fase Ingegneristica - riconoscimento tecnico degli impianti, che parte dall'istruttoria di ammissione delle domande di incentivazione presentate sino all'entrata in esercizio degli stessi;
- Fase Commerciale e Amministrativa - determinazione ed erogazione dell'incentivazione ai soggetti responsabili dell'impianto.

Fase Ingegneristica

A decorrere dalla fine di ciascun trimestre, GRTN ha 60 giorni di tempo per valutare le domande e redigere due graduatorie degli ammessi: una per gli impianti di potenza non superiore a 50 kW, l'altra per gli impianti di potenza superiore a 50 kW. Entro tale termine il GRTN deve comunicare la potenza ancora disponibile per l'incentivazione: solo se vi è ancora potenza disponibile, possono

essere presentate altre domande. Nei successivi 30 giorni (90 giorni dal termine di ogni trimestre) GRTN deve comunicare a tutti i soggetti l'esito delle richieste di incentivazione.

Ricevuti gli esiti favorevoli, i soggetti responsabili dell'impianto sono tenuti, ad alcuni adempimenti, pena la revoca del diritto acquisito. Essi, in particolare:

- entro 6 mesi dalla ricezione dell'esito (12 mesi per impianti di potenza superiore ai 50 kW) devono iniziare i lavori dandone comunicazione al GRTN;
- entro 12 mesi dalla ricezione dell'esito (24 mesi per impianti di potenza superiore ai 50 kW) devono terminare i lavori inviando al GRTN la documentazione finale di progetto;
- entro 6 mesi dalla conclusione dei lavori l'impianto deve entrare in esercizio dandone comunicazione al GRTN.

Le tabelle che seguono forniscono il quadro delle domande pervenute e accolte dal 19 settembre 2005 sino alla data del 31 dicembre 2005:

DOMANDE PERVENUTE dal 19 settembre al 31 dicembre 2005

Classe di potenza	3 trimestre 2005 (19/09/05-30/09/05)		4 trimestre 2005 (01/10/05-31/12/05)		TOTALE	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 - 20 kW	2.390	18	5.297	36	7.687	54
20 - 50 kW	1.200	55	2.853	130	4.053	185
50 - 1.000 kW	78	49	97	58	175	107
TOTALE progetti	3.668	122	8.247	224	11.915	346

DOMANDE ACCOLTE dal 19 settembre al 31 dicembre 2005

Classe di potenza	3 trimestre 2005 (19/09/05-30/09/05)		4 trimestre 2005 (01/10/05-31/12/05)		TOTALE	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 - 20 kW	1.847	14	3.763	26	5.610	40
20 - 50 kW	1.021	47	2.374	108	3.395	155
50 - 1.000 kW	46	27	70	44	116	71
TOTALE progetti	2.914	88	6.207	178	9.121	266

Il successo del nuovo piano degli incentivi al fotovoltaico, è dunque testimoniato dal numero delle richieste pervenute al GRTN. Infatti nel corso del primo trimestre 2006 sono pervenute al GRTN circa 17.000 nuove domande che sommate a quelle ricevute nel corso del 2005 portano ad un numero complessivo di circa 29.000 domande.

Fase Commerciale e Amministrativa

Una volta comunicata la data di entrata in esercizio dell'impianto avrà inizio la fase commerciale e amministrativa del processo. Essa prevede, come atto iniziale, la stipula di un contratto di durata ventennale tra il GRTN e il soggetto responsabile per ogni impianto incentivato. L'attività si espleta nella periodica acquisizione nei sistemi dei dati fisici ed economici relativi alle produzioni di energia elettrica degli impianti incentivati e nella predisposizione degli ordinativi di pagamento a favore dei soggetti responsabili dell'impianto.

In tale ottica e alla luce dell'elevata numerosità delle controparti che saranno coinvolte si prevedono a regime circa 130.000 transazioni all'anno.

Certificazione Garanzia di Origine, RECS e attività Internazionali

Certificazione Garanzia di Origine

Il D.Lgs. 387/03 di attuazione della Direttiva comunitaria 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, ha assegnato a GRTN il compito di rilasciare la Certificazione Garanzia di Origine ("GO") dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

Scopo di questa certificazione è la promozione dell'energia elettrica verde favorendone gli scambi transfrontalieri. La garanzia di origine, infatti, rilasciata in altri stati membri dell'Unione Europea, e' riconosciuta anche in Italia dove può essere utilizzata dagli importatori per ottenere l'esenzione dall'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs.79/99.

L'Operatore può richiedere al GRTN la GO per l'elettricità prodotta annualmente impiegando una delle fonti rinnovabili indicate dal D.Lgs. 387/03, ad esclusione dei rifiuti.

Similmente a quanto previsto per i CV, propedeutica al rilascio della GO, è la qualificazione dell'impianto quale Impianto alimentato da fonti rinnovabili per la garanzia d'origine (IRGO).

Con riferimento all'anno 2005 il GRTN ha emesso Garanzie di Origine a favore di 12 produttori per una produzione complessiva da fonti rinnovabili pari a 3.065 GWh.

Renewable Energy Certificate System

Il Renewable Energy Certificate System ("RECS") è un sistema europeo di certificazione volontaria che promuove l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. I certificati RECS - emessi a livello nazionale da organismi competenti - sono titoli commercializzabili separatamente dall'energia sottostante, della taglia minima di 1 MWh, e validi fino alla richiesta di annullamento che avviene nel momento in cui il detentore dei titoli li utilizza sul mercato. In Italia possono accedere al circuito RECS tutti gli impianti che producono energia rinnovabile, secondo le disposizioni della direttiva comunitaria 2001/77/CE e che non siano ammessi a beneficiare del regime dei CV istituito con il D.Lgs. 79/99.

Per quanto riguarda il volume di attività sul mercato RECS, nel 2005 sono stati complessivamente emessi in Italia 418.397 certificati di cui 241.048 annullati.

In Italia, così come negli altri paesi aderenti al sistema RECS, i titoli rilasciati sono utilizzati dagli operatori quali strumenti idonei per ottenere l'attribuzione di etichette che consentono al cliente finale di dare prova dell'avvenuto consumo di energia rinnovabile.

GRTN è il soggetto che in Italia rilascia i certificati RECS in qualità di membro dell' Association of Issuing Bodies ("AIB"), associazione nata nel 2001 con lo scopo di rilasciare questi titoli alle società di produzione, di cui sono membri gestori di rete, autorità di regolazione e società di consulenza specializzate in tema di energia.

Attività internazionali

In ragione dell'esperienza maturata nell'ambito della certificazione degli impianti di generazione, GRTN è altresì partner del progetto comunitario European Tracking System for Electricity ("E-Track"), finanziato nell'ambito del programma "Energia Intelligente per l'Europa", cui partecipano altri soggetti internazionali quali gestori di rete, regolatori e società di consulenza specializzate.

Obiettivo del progetto E-Track – iniziato a febbraio 2005 con scadenza giugno 2007 — è quello di definire le modalità necessarie per costituire un sistema europeo che consenta di registrare, in modo quanto più possibile armonizzato, attraverso un database centralizzato, le informazioni legate agli impianti di generazione, a partire dalle certificazioni che dovrebbero essere rilasciate in applicazione della disciplina comunitaria di settore. Si tratta, ad esempio, della GO per le fonti rinnovabili e per gli impianti in cogenerazione e della cd. *disclosure* (etichettatura associata alla fornitura di energia elettrica, mediante la quale viene indicato il mix dei combustibili utilizzati per la produzione).

GRTN, nel corso del 2005, ha coinvolto gli operatori di mercato in un primo *workshop* di consultazione al quale seguiranno ulteriori momenti di condivisione dei risultati intermedi di progetto.

Cogenerazione

Il D.Lgs.79/99 ha dato mandato all'AEEG di definire le condizioni in presenza delle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore può definirsi cogenerazione e godere, quindi, dei relativi benefici di legge. L'AEEG ha emanato, il 19 marzo 2002, la Delibera 42/02, per effetto della quale un impianto è definito di cogenerazione quando alcune grandezze caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) ed il suo Limite Termico (LT), sono superiori a determinate soglie fissate nella medesima delibera.

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla cogenerazione sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di CV;
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;

- diritto al rilascio di CV (per i soli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento);
- qualifica di cliente idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas utilizzata in cogenerazione);
- possibile ottenimento di "titoli di efficienza energetica" commerciabili.

Il 31 marzo 2005 è scaduto il termine per l'invio al GRTN delle richieste di riconoscimento di produzione in cogenerazione relative alla produzione 2004. Sono pervenute richieste per 280 sezioni di impianto.

Rispetto all'anno precedente si è avuto un incremento di dichiarazioni per 65 sezioni di impianto di cui 57 che hanno soddisfatto i requisiti di cogenerazione.

Nel 2004 sono stati prodotti in cogenerazione circa 36 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 110 TWh. Si sono quindi risparmiati, grazie alla cogenerazione, circa 35 TWh. La potenza installata totale ammonta a circa 6.900 MW.

Quanto all'energia prodotta nel 2005, il termine per la presentazione delle richieste di riconoscimento è il 31 marzo 2006. Fanno eccezione le richieste presentate ai soli fini della Delibera AEEG 34/05, le quali possono essere inoltrate nel corso di tutto il 2006 ai sensi della Delibera AEEG 256/05.

Rispetto agli anni precedenti, si può prevedere un incremento generale della potenza installata e delle energie (elettrica e termica) prodotte. E' probabile che l'incremento riguardi, principalmente, gli impianti che operano in teleriscaldamento e quelli di potenza inferiore a 10 MVA.

ATTIVITA' CONNESSE ALLA TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO

Dispacciamento e Commerciale

Fino al 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione a TERNA del ramo d'azienda inerente le attività di trasmissione e dispacciamento, GRTN ha garantito 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. Nel corso del 2005 infatti la gestione del sistema ha consentito di superare le criticità in modo soddisfacente, garantendo la sicurezza e adeguati margini di riserva.

Il 2005, come già evidenziato in precedenza, è stato caratterizzato da una domanda di energia che si è incrementata del 1,3 % rispetto all'anno precedente. In tale contesto il valore massimo del fabbisogno in potenza del periodo estivo è stato di 54.163 MW, registrato durante il 28 giugno 2005, con un incremento dell'1,2% rispetto alla precedente punta estiva del 23 luglio 2004 (53.507 MW). Lo stesso giorno si è registrato anche il massimo storico della richiesta giornaliera di energia elettrica, pari a 1.098 GWh.

Nel corso del periodo estivo del 2005 si è manifestata una crisi delle risorse idriche, che ha messo a rischio la disponibilità degli impianti termoelettrici esistenti lungo il corso del Po, in ragione della carenza d'acqua necessaria per le operazioni di raffreddamento. Per tale motivo l'Autorità di bacino del Po, ha predisposto un protocollo di intesa per la gestione unitaria delle crisi idriche del Po, firmato da tutti i soggetti operanti nell'ambito dello stesso bacino, al fine di predisporre un'attività di rilevazione e di controllo del bilancio idrico volta alla prevenzione degli eventi di magra eccezionale.

La minor utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero, in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti funzionanti a gas, rispetto all'anno precedente, ha determinato inoltre un aumento consistente dei consumi termoelettrici di gas metano.

Tali circostanze, in aggiunta alle note riduzioni di fornitura del gas importato dall'estero, hanno portato ad una situazione di emergenza in relazione ai livelli delle riserve di gas naturale.

Le azioni poste in essere da GRTN nel 2005 per quanto riguarda le programmazioni delle manutenzioni degli impianti di produzione, in linea con quanto già fatto nel corso del 2004, hanno comunque consentito nei periodi di massima punta invernale di conseguire un margine di riserva pari a 9,5%, nonostante che nello stesso periodo si siano manifestati i due eventi sopra citati.

GRTN ha svolto inoltre fino al 31 ottobre 2005 le seguenti attività sui mercati dell'energia elettrica:

- a) *mercati dell'energia elettrica* caratterizzati da MGP, in cui gli operatori acquistano e vendono energia elettrica a programma, e dal mercato di aggiustamento ("MA"), in cui possono essere effettuate le modifiche ai programmi preliminari definiti nel MGP al fine di rendere tecnicamente fattibili i profili di immissione e prelievo dalla rete. Fino al 2004 il GRTN era l'unico soggetto abilitato a presentare offerte di acquisto su MGP. Nel 2005, con l'avvio della domanda attiva, il

GRTN ha continuato a presentare offerte di acquisto e vendita su MGP per integrare le offerte di acquisto presentate dagli operatori della domanda nel caso queste ultime presentassero scostamenti del +/- 5% rispetto alla previsione del fabbisogno formulata dal GRTN. Nel periodo di competenza del GRTN le offerte integrative regolate con il GME hanno fatto registrare una movimentazione di energia pari a circa 4,3 TWh per Euro 293 milioni di costi in conto acquisto e 3,1 TWh di energia per Euro 280 milioni di ricavi in conto vendita;

- b) *mercato dei servizi di dispacciamento* ("MSD") in cui GRTN ha approvvigionato - secondo criteri di ottimo economico - le risorse necessarie a garantire il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, in particolare quelle necessarie per risolvere le congestioni di rete, per acquistare la riserva necessaria alla copertura del fabbisogno e per bilanciare in tempo reale le produzioni con i consumi. Nel periodo 1° gennaio – 31 ottobre 2005 il GRTN ha acquistato e venduto sul mercato dei servizi per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento rispettivamente 17,2 TWh e 17,6 TWh sostenendo complessivamente un onere netto pari a circa Euro 1.100 milioni; alla copertura di tale onere hanno contribuito i Euro 300 milioni di corrispettivi di sbilanciamento pagati dagli utenti del dispacciamento per gli scostamenti rispetto ai programmi di immissione e di prelievo e per la parte residua, pari a circa Euro 800 milioni, il corrispettivo di dispacciamento cosiddetto "uplift" applicato per mezzo degli utenti di dispacciamento in prelievo a tutti i clienti finali.

Rientrano inoltre tra le partite gestite dal GRTN nel periodo di competenza:

- il corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto conosciuto anche come "rendita di congestione" proporzionale al differenziale di prezzo tra zone di mercato adiacenti ed alla capacità di transito tra le zone stesse; il ricavo netto derivante da tale partita ammonta a circa Euro 58 milioni che aumentano fino a Euro 65 milioni se si tiene conto anche del ricavo netto derivante dall'applicazione degli strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone italiane (CCC) e quelle estere (CCCI);
- la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (capacity payment) per la quale il GRTN ha riconosciuto complessivamente ai produttori nazionali circa Euro 93 milioni utilizzando il gettito derivante dalla componente CD versata dagli utenti del dispacciamento in prelievo;
- la remunerazione del servizio di interrompibilità prestato dai clienti disposti all'interruzione del carico. Tale servizio, che rappresenta una risorsa di dispacciamento finalizzata all'alleggerimento del carico in situazioni di emergenza, può essere prestato in due distinte modalità: quella "con preavviso" o quella "senza preavviso". Nel periodo 1° gennaio – 31 ottobre 2005 il GRTN ha contrattualizzato 1.736 MW di interrompibilità senza preavviso e circa 1.100 MW di interrompibilità con preavviso per un onere complessivo di circa Euro 255 milioni. Tale importo è stato coperto attraverso il gettito della componente INT versata dagli utenti del dispacciamento in prelievo.

Sviluppo rete

Nel corso del 2005 GRTN ha siglato con le regioni Umbria, Toscana e Marche un protocollo d'intesa per l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica ("VAS") alla pianificazione elettrica relativa al territorio regionale. Il GRTN ha inoltre siglato con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali un protocollo per l'integrazione della dimensione Paesaggio nella VAS applicata allo sviluppo della RTN.

Il GRTN ha inoltre completato le procedure tecnico-amministrative relative agli iter autorizzativi per i seguenti interventi di sviluppo:

Collegamento SAPEI Fiume Santo (Sardegna) - Latina (Lazio) a 500 kV da 1.000 MW: la richiesta di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio è stata inviata ai sensi del D.Lgs.190 (attuazione legge Obiettivo n. 443) in data 19 Ottobre 2004. Il Progetto del collegamento è stato approvato dal CIPE nella seduta del 2 Dicembre 2005;

Elettrodotto 380 kV Matera - S.Sofia: la variante per il completamento dell'elettrodotto Matera - Santa Sofia della lunghezza di 27 km ha ottenuto la pronuncia di compatibilità ambientale in data 6 Giugno 2005; la richiesta di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio è stata inviata, ai sensi del D.Lgs.190 (attuazione legge Obiettivo n.443) in data 26 Novembre 2004. Il Progetto della variante è stato approvato da parte del CIPE nella seduta del 2 Dicembre 2005.

INVESTIMENTI

Gli investimenti tecnici dell'esercizio ammontano a Euro 28.875 mila ed hanno riguardato principalmente le attività del mercato elettrico, la prosecuzione degli interventi per la realizzazione del Piano di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e quelle funzionali alla cessione del ramo d'azienda. Si segnala che la maggior parte degli investimenti ha riguardato cespiti che sono stati ceduti a TERNA.

Del totale degli investimenti per l'anno 2005 l'ammontare di Euro 3.383 mila è riferito a cespiti non trasferiti.

Investimenti 2005	Euro mila
Dispacciamento, Rete e Settlement	20.600
Immobili e impianti di pertinenza	2.280
Infrastruttura informatica	5.995
Totale	28.875
di cui :	
Piano di difesa	12.092
Capitalizzazione dei costi del personale	5.119

Le azioni di efficientamento sui processi operativi hanno consentito di riutilizzare una parte delle risorse per internalizzare le attività di sviluppo in particolare nell'area informatica, nell'area del dispacciamento ed in quella degli studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione. Pertanto, nel corso del 2005, sono stati capitalizzati Euro 5.119 mila di costi del personale, di cui Euro 2.334 mila relativi al Piano di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Relativamente al miglioramento della capacità di difesa del sistema elettrico nazionale a fronte di eventi accidentali e, più in generale, della continuità del servizio elettrico, sono proseguiti gli interventi riguardanti 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 quanto riguarda 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 in primo luogo di migliorare la capacità di trasmissione elettrica ed in secondo luogo di ridurre le criticità dovute a fenomeni di instabilità.

Inoltre si sono proseguite le attività per lo sviluppo del nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato ("SCTI") che dovrà sostituire l'attuale sistema denominato Sistema di Controllo Produzione e Trasmissione ("SCPT") e le attività riguardanti il progetto di rafforzamento strutturale dell'esercizio dei sistemi informatici (*Disaster Recovery*) volto ad aumentare la disponibilità e la velocità di risoluzione dei problemi rilevanti per la sicurezza del sistema elettrico.

Relativamente alla borsa elettrica, con l'attivazione della domanda attiva sin dall'inizio 2005 si sono rese necessarie delle modifiche ai sistemi informatici Forecast e Settlement, alla previsione del Fabbisogno e all'avvio del registro delle unità di consumo ("RUC").

Per il sistema Forecast, GRTN si è fatto carico di generare in proprio i Programmi Vincolanti per le unità partecipanti al mercato dei servizi di dispacciamento, effettuando un recupero di efficienza del processo di scambio dati con gli utenti del dispacciamento. E' stata inoltre riprogettata e avviata la nuova procedura Eneforbil per il calcolo degli sbilanci delle unità abilitate ai servizi di dispacciamento.

E' stato inoltre avviato il Datawarehouse per far fronte all'esigenza di reportistica indotta dalla Delibera 50/05 dell'AEEG. Sono stati completati i collaudi dell'applicativo UPN6 che ha valenza sia per TERNA che per GRTN in quanto gestisce le unità di produzione non rilevanti CIP 6.

Relativamente alle attività di Dispacciamento è stata messa in esercizio l'applicazione per la gestione delle indisponibilità, volta ad effettuare la programmazione e consuntivazione delle indisponibilità dell'intero sistema elettrico anche tramite un'interfaccia web dedicata per gli operatori.

Si è inoltre proceduto a realizzare la nuova procedura per il calcolo del CTR a fronte della modifica della corrispondente Delibera da parte dell'AEEG.

Per la gestione delle fonti rinnovabili è stato avviato il progetto Rinnova, che verrà messo in esercizio nel corso del 2006 dal GRTN, con l'obiettivo di gestire in modo controllato il processo di qualifica degli impianti alimentati da fonte rinnovabile ai fini, rispettivamente, delle attività di qualifica IAFR, del rilascio dei CV e dell'identificazione IRGO.

Per l'attività di offerta dell'energia CIP 6 sul mercato del giorno prima, che dal 1° novembre 2005 è sotto la responsabilità del GRTN, è stato avviato il 20 ottobre 2005 il sistema Energy Bid della Società Elsag. In precedenza l'attività era svolta mediante il sistema Forecast.

E' stato realizzato nel mese di marzo 2005 il progetto di separazione dell'infrastruttura informatica, definito fin dal dicembre 2004 e che ha di fatto separato i servizi informatici di base (servizi di rete Microsoft, file system, posta elettronica, fax system) fra gli utenti destinati a TERNA e quelli destinati a restare al GRTN. La soluzione adottata ha comportato interventi di riconfigurazione nei sistemi di TERNA e nei sistemi del GRTN, affinché le due infrastrutture tecnologiche potessero coesistere e comunicare fra di loro in modo integrato e trasparente per gli utilizzatori. E' stato così possibile migrare gli utenti ed i relativi servizi di office prima ancora che la cessione del ramo di azienda fosse efficace. Tale progetto ha riguardato anche la parziale replica del sistema amministrativo-contabile, realizzato al fine di garantire sin dal giorno successivo alla data di

efficacia della cessione (1° novembre 2005) la piena operatività sia del ramo d'azienda ceduto che delle restanti attività rimaste in capo al GRTN.

In seguito alla cessione del ramo d'azienda si è reso inoltre necessario rivedere i portali web internet e intranet, per adeguarli agli assetti e alle missioni delle due nuove Società, e conseguentemente per rinnovare e ridisegnare i contenuti e per adottare una grafica nuova e più moderna.

Sono stati inoltre portati a termine gli interventi di ristrutturazione dell'edificio di proprietà del GRTN che ospita le sedi delle società del gruppo.

RICERCA E SVILUPPO

Nel corso del 2005 GRTN ha continuato a svolgere un'attività di ricerca e sviluppo in diverse aree strategiche per 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. Dal 1° novembre 2005 tali attività sono state trasferite a TERNA nell'ambito della cessione del ramo d'azienda.

In ambito europeo, GRTN ha esteso la propria attività di ricerca, anche attraverso il finanziamento di numerosi progetti proposti. Si è concluso il 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 che allo studio di nuove soluzioni tecnologiche per rendere tecnicamente ed economicamente competitiva la tecnologia HVDC nei confronti della trasmissione in corrente alternata.

RISORSE UMANE

Dal 31 dicembre 2004 al 31 ottobre 2005 si è verificato un contenuto incremento dell'organico che è passato da 771 a 783 dipendenti; l'incremento di 12 unità è il saldo di un flusso di 21 persone in uscita e di 33 nuovi ingressi; l'84% dei nuovi ingressi è costituito da laureati.

Al 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo d'azienda, 583 dipendenti sono entrati a far parte dell'organico di TERNA. Alla data del 31 dicembre 2005 i dipendenti del GRTN sono 202 di cui 20 dirigenti, 122 impiegati e 60 quadri.

Al fine di garantire a GRTN un'immediata funzionalità post-cessione del ramo d'azienda, la società si è dotata di un nuovo assetto organizzativo che prevede in particolare una direzione operativa dedicata alla gestione integrata delle attività tecnico-ingegneristiche e commerciali che prima erano allocate in altre direzioni.

Per quanto riguarda le principali attività di interlocuzione sindacale, nel primo trimestre del 2005 si è concluso il negoziato con le organizzazioni sindacali nazionali di categoria in tema di contrattazione aziendale, si è così dotata la società di un complesso di norme coerenti con il nuovo assetto organizzativo (nuovo protocollo di relazioni sindacali, premio di risultato ecc.), ad integrazione della regolamentazione discendente dal contratto collettivo di lavoro di settore.

Inoltre, la cessione del ramo d'azienda a TERNA ha richiesto un'intensa attività di confronto con le organizzazioni sindacali, così come previsto dal contratto e dalla normativa vigente in caso di cessione di ramo d'azienda.

Per ciò che concerne gli aspetti di politiche e gestione delle risorse umane, in relazione ai nuovi scenari (organizzativi ed operativi) previsti per il 2005 e per favorire lo sviluppo delle competenze delle risorse e il miglioramento delle loro performance tecniche e manageriali, è stata in particolare intensificata l'attività di formazione.

Nel 2005 il numero di ore totali erogate, al netto della formazione linguistica, è stato di 10.486, pari a 14 ore pro capite.

In particolare è proseguita l'implementazione delle attività formative relative alle aree tematiche già individuate nello scorso anno (gestione del business, sviluppo dei collaboratori, sviluppo personale, skill pratico – operative e competenze tecniche).

Nell'ambito della gestione del business, alcuni segmenti di popolazione, mediante corsi specifici, hanno avuto la possibilità di approfondire la lettura e la modalità di utilizzo degli indicatori economico-finanziari d'impresa. Sono state inoltre organizzate alcune iniziative legate all'acquisizione di conoscenze sulle principali tecniche di pianificazione, programmazione e controllo dei progetti.

L'attivazione di seminari sul mercato elettrico, tenuti da docenti interni, ha permesso di valorizzare e diffondere il patrimonio di conoscenze tecnico specialistiche dell'azienda.

Le azioni formative relative allo sviluppo dei collaboratori hanno consentito di approfondire le dinamiche proprie del lavoro di squadra. Per lo sviluppo personale, sono stati realizzati corsi sulla Comunicazione in Pubblico, rivolti a coloro che rappresentano GRTN all'esterno.

Nel corso del 2005 sono proseguiti i corsi di formazione linguistica e informatica di base rivolti ad ampie fasce della popolazione aziendale.

Relativamente al sistema premiante è stato nuovamente adottato un sistema MBO per direttori e i responsabili di unità operative; gli obiettivi assegnati sono stati tali da rendere possibile il rendiconto al momento immediatamente precedente alla data di efficacia della cessione del ramo d'azienda.

Nei primi mesi del 2005 si è inoltre concluso il progetto denominato *skill inventory* con l'attribuzione a ciascun ruolo professionale dell'area *core business* di un insieme di competenze tecniche e dei relativi livelli di intensità la cui definizione ha avuto inizio nel 2004.

Infine, in un progetto condiviso con TERNA sono stati selezionati anche una serie di indicatori per tenere sotto controllo il livello di rischio aziendale nell'ambito dell'area risorse umane, secondo la metodologia del *risk management*.

Per il 2006 si prevede in particolare di proseguire nell'analisi del corretto dimensionamento qualitativo e quantitativo degli organici a presidio dei processi aziendali e delle competenze presenti in azienda al fine di aumentare l'efficienza aziendale sia attraverso la ricollocazione, previo adeguato processo di riqualificazione, di risorse da aree con volumi di attività in contrazione a nuove linee di attività che, attraverso l'adozione di una politica di esodo incentivato; si prevede inoltre di intensificare l'attività di reperimento e selezione del personale al fine di assicurare l'inserimento di risorse qualificate e favorire il ricambio generazionale.

CONTROLLO INTERNO

L'attività di controllo interno del 2005 ha prodotto rapporti informativi sia per il vertice aziendale, sia per il Collegio sindacale. Inoltre, l'organismo di vigilanza ha incaricato le specifiche funzioni aziendali di procedere al monitoraggio del modello organizzativo introdotto presso il GRTN ex D.Lgs.231/2001.

A seguito dei mandati ricevuti sono state effettuate:

- analisi dei processi per verificare la loro conformità alle norme, valutazione dell'efficacia/efficienza dei processi, verifica della conformità di natura contabile-amministrativa (emissione di 16 relazioni di audit);
- azioni di follow-up per la verifica della accettazione ed attuazione dei suggerimenti migliorativi indicati in alcune relazioni di audit (emissione di 6 relazioni di follow up);
- monitoraggio dei processi di cui al modello organizzativo ex D.Lgs. 231/2001 (emissione di 19 relazioni sui processi sensibili).

Nel corso del 2005, inoltre, sono state intraprese attività specifiche di supporto presso le controllate GME ed AU, per la predisposizione del modello organizzativo-gestionale ex D.Lgs 231/2001.

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 27 marzo 2006 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 D.Lgs. 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.

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.

Altre informazioni

Ai sensi dell'art. 2497 bis del c.c., si segnala che la società GRTN è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che ne detiene l'intero capitale sociale. Ai sensi del D.Lgs.79/99 i diritti dell'azionista sono esercitati d'intesa tra il Ministro dell'Economia e delle Finanze ed il Ministro delle Attività Produttive; gli indirizzi strategici ed operativi del GRTN sono definiti dal Ministero delle Attività Produttive.

RISULTATI ECONOMICO – FINANZIARI DI GRTN SPA

La *gestione economica* dell'esercizio 2005, raffrontata con l'esercizio 2004, è sintetizzata nel prospetto che segue ottenuto riclassificando il conto economico redatto ai fini civilistici.

Il confronto con l'anno precedente deve essere tuttavia valutato considerando prevalentemente due fenomeni: primo il diverso ruolo avuto da GRTN nell'esercizio in corso rispetto al precedente durante il quale, in considerazione della prima fase dell'avvio del mercato elettrico, ha svolto integralmente la funzione di unico acquirente di energia per il periodo 1° aprile – 31 dicembre 2004; secondo che i valori economici relativi al mercato elettrico alla trasmissione e al dispacciamento relativi all'esercizio 2005 si riferiscono ai soli primi 10 mesi dell'anno. Come segnalato in precedenza difatti tutte le attività inerenti la gestione della trasmissione e del dispacciamento sono state trasferite, a partire dal 1° novembre 2005, a TERNA in veste di nuovo gestore della RTN; conseguentemente le componenti economiche relative a queste attività in precedenza gestite da GRTN terminano come competenza il 31 ottobre 2005. Al riguardo si precisa che l'accordo formalizzato con TERNA ha previsto che tutti i fatti economicamente riconducibili all'energia transitata sulla RTN fino al 31 ottobre 2005 siano di competenza di GRTN per cui si prevede che per tutto l'esercizio 2006 continueranno le attività finalizzate alla definizione dei conguagli per partite economiche riconducibili a tale periodo.

Per una migliore comprensione dell'andamento economico-finanziario della società, nel bilancio si è data separata evidenza alle partite energetiche economicamente passanti rispetto a quelle a margine, costituite queste ultime da tutti quei ricavi destinati sia alla copertura dei costi di gestione che alla remunerazione del capitale investito e per i quali esiste un'eccedenza rispetto ai costi.

Si segnala al riguardo che, per la prima volta, nel presente esercizio non è stato possibile realizzare la neutralità delle cosiddette partite energetiche economicamente passanti in quanto ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 i ricavi per contributi da CCSE sono stati ridotti di Euro 135.399 mila, un importo pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione a TERNA del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento. Il differenziale fra costi e ricavi relativo alle partite energetiche passanti risulta pertanto negativo di Euro 135.399 mila.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Euro mila

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	2005	2004	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
Ricavi delle vendite e prestazioni:	9.766.377	13.155.560	(3.389.183)
- Ricavi Mercato Elettrico	2.319.417	6.024.530	(3.705.113)
- Altre componenti dispacciamento	496.903	751.192	(254.289)
- Corrispettivo di trasporto quota terzi	706.227	904.287	(198.060)
- Accordo ETSO - CBT	59.587	53.500	6.087
- Vendita energia CIP 6, contratti per differenza e altre partite	3.066.245	2.876.425	189.820
- Vendita certificati verdi nazionali	96.875	160.284	(63.409)
- Contributi da CCSE e A3	3.021.123	2.385.342	635.781
Sopravvenienze attive	87.816	17.034	70.782
Totale ricavi	9.854.193	13.172.594	(3.318.401)
Costi Mercato Elettrico	2.319.417	6.040.432	(3.721.015)
Altre componenti dispacciamento	496.903	740.418	(243.515)
Canoni proprietari RTN	706.227	904.287	(198.060)
Accordo ETSO - CBT	59.587	63.159	(3.572)
Costi per acquisto energia CIP 6 e altri oneri relativi	6.292.368	5.409.505	882.863
Sopravvenienze passive	115.090	14.793	100.297
Totale costi	9.989.592	13.172.594	(3.183.002)
TOTALE PARTITE PASSANTI	(135.399)	-	(135.399)
PARTITE A MARGINE			
Ricavi per vendite e prestazioni	113.315	125.550	(12.235)
Altri ricavi e proventi	7.591	14.653	(7.062)
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119	4.716	403
Totale ricavi	126.025	144.919	(18.894)
Costo del lavoro	51.213	56.152	(4.939)
Altri costi operativi	28.886	27.326	1.560
Sopravvenienze (attive)/passive nette	(565)	481	(1.046)
Totale costi	79.534	83.959	(4.425)
MARGINE OPERATIVO LORDO	(88.908)	60.960	(149.868)
Ammortamenti immateriali e materiali	11.552	14.977	(3.425)
Svalutazione crediti	3.852	18.603	(14.751)
Accantonamenti per rischi ed oneri	17.749	9.659	8.090
RISULTATO OPERATIVO	(122.061)	17.721	(139.782)
Proventi finanziari netti	7.597	6.406	1.191
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	(114.464)	24.127	(138.591)
Proventi/(Oneri) straordinari netti	132.652	(1.279)	133.931
Risultato ante imposte	18.188	22.848	(4.660)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(13.393)	(8.260)	(5.133)
UTILE NETTO D'ESERCIZIO	4.795	14.588	(9.793)

Partite passanti

I ricavi delle vendite e prestazioni pari Euro 9.766.377 mila, subiscono una riduzione rispetto allo scorso anno (Euro 3.389.183 mila) per le motivazioni precedentemente richiamate, in particolare si segnala che:

- i ricavi del mercato elettrico (Euro 2.319.417 mila), si riferiscono alle vendite effettuate sul MGP/MSD oltre che ai ricavi per sbilanciamenti; tale ammontare trova specifica contrapposizione nell'ambito dei costi del mercato elettrico per lo stesso totale complessivo;
- le altre componenti dispacciamento si riferiscono ai corrispettivi istituiti con la Delibera 48/04 quali quello per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva e quello per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico. Tali corrispettivi rilevati per un totale di Euro 496.903 mila trovano anch'essi specifico ed integrale bilanciamento nell'ambito dei costi;
- i corrispettivi di trasporto pari a Euro 706.227 mila sono destinati alla remunerazione dei proprietari della RTN;
- i ricavi relativi all'accordo ETSO – CBT, pur riferendosi solo ai primi 10 mesi dell'anno, si incrementano in conseguenza dei maggiori transiti oggetto di valorizzazione economica;

Le attività legate alla compravendita di energia CIP 6 che, a differenza delle precedenti, sono state svolte per l'intero arco temporale dell'esercizio evidenziano un marcato incremento complessivo.

I ricavi globali per tale attività inclusivi della vendita di CV, degli esiti dei contratti differenziali positivi e della quota compresa nelle sopravvenienze attive, ammontano a Euro 3.172.781 mila.

I costi di competenza relativi agli acquisti CIP 6 – inclusivi delle sopravvenienze passive e degli oneri relativi ai contratti per differenziali - ammontano a Euro 6.329.466 mila con un aumento rispetto allo scorso esercizio di Euro 905.329 mila imputabile essenzialmente alla dinamica dei prezzi di acquisto che hanno subito un consistente incremento nella componente relativa al costo evitato di combustibile.

Si segnala che, per la prima volta, nel presente esercizio non è stato possibile realizzare la neutralità economica delle partite energetiche relative all'energia CIP 6 in quanto, ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 i ricavi per contributi da CCSE, che ammontano per l'esercizio 2005 a Euro 3.021.123 mila, sono stati ridotti di Euro 135.399 mila, un importo pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione a TERNA del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento. Il differenziale fra costi e ricavi relativo alle partite energetiche passanti risulta pertanto negativo di Euro 135.399 mila.

Partite a margine

I ricavi delle vendite e prestazioni si decrementano di Euro 12.235 mila per effetto combinato delle seguenti variazioni: il CTR, definito dalla Delibera 05/04 art. 17, posto a remunerazione dei costi di funzionamento per l'attività di trasmissione e il corrispettivo di dispacciamento ("DIS") oltre che quello per la misura ("MIS"), sono stati applicati fino alle competenze economiche di ottobre 2005; ciò ne ha determinato una contrazione di Euro 17.008 mila. Tale contrazione è stata assorbita per Euro 4.773 mila dal nuovo corrispettivo introdotto a partire dal novembre 2005 dalla Delibera 15/05 per la remunerazione delle attività non trasferite con la cessione del ramo di azienda (0,0095 centesimi di Euro/Kwh).

La voce altri ricavi e proventi, costituita principalmente da ricavi nei confronti delle controllate GME e AU per la remunerazione di servizi a loro prestati dal GRTN (Euro 4.805 mila), nonché da ricavi per riaddebito di costi per personale distaccato presso altri organismi (Euro 1.966 mila) si riduce rispetto allo scorso esercizio di Euro 7.062 mila principalmente per la presenza, nello scorso esercizio, di ricavi per un riaddebito di costi ad operatori esteri (Euro 7.285 mila) dovuto da un evento non ricorrente verificatosi solo nell'esercizio 2004 e quindi non più presente nell'anno 2005. La voce incrementi di immobilizzazioni per lavori interni (Euro 5.119 mila) si riferisce alla capitalizzazione di risorse di personale che nel corso dell'anno sono state dedicate direttamente ad attività di sviluppo di progetti che per la quasi totalità sono stati poi trasferiti con il ramo di azienda.

Il *costo del lavoro* pari a Euro 51.213 mila registra una riduzione di Euro 4.939 mila, rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ascrivere alla contrazione della consistenza media, passata da 771 dello scorso anno a 682 unità del 2005, determinata dal trasferimento di circa 580 dipendenti alla società TERNA per effetto della cessione del ramo di azienda, avvenuta a partire dal 1° novembre 2005.

Gli *altri costi operativi* che si riferiscono all'acquisizione di risorse esterne ed altre più specificamente indicate nella nota integrativa si incrementano di Euro 1.560 mila principalmente per effetto della più intensa attività svolta nel corso dell'anno.

Le *sopravvenienze attive nette* pari a Euro 565 mila (Euro 481 mila come passive nette nel 2004) sono costituite dal saldo di componenti attivi riferibili prevalentemente a partite inerenti il CTR di pertinenza del GRTN di anni precedenti.

Il *margine operativo lordo* sconta gli effetti della già citata Delibera 79/06 e, per la prima volta dalla costituzione della società, risulta negativo per Euro 88.908 mila.

Il *risultato operativo* in presenza degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni pari a un totale di Euro 33.153 mila risulta negativo per Euro 122.061 mila.

La *gestione finanziaria* evidenzia complessivamente proventi netti in aumento rispetto all'esercizio precedente di Euro 1.191 mila per effetto di una giacenza media più elevata rispetto all'anno precedente.

La *gestione straordinaria* evidenzia un margine positivo (Euro 132.652 mila) relativo principalmente al valore della plusvalenza di cessione (Euro 135.399 mila) al netto degli oneri relativi agli esodi incentivati accantonati nell'anno pari a Euro 5.000 mila e al saldo di altre partite minori.

Le *imposte* indicate si riferiscono all'IRES (Euro 11.700 mila) e al riversamento di imposte differite nette per Euro 1.693 mila.

L'*utile netto* dell'esercizio è pari ad Euro 4.795 mila.

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

Euro mila

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO	al 31 dicembre 2005	al 31 dicembre 2004	Variazioni
IMMOBILIZZAZIONI NETTE			
- immobilizzazioni immateriali	1.467	17.659	(16.192)
- immobilizzazioni materiali	34.887	86.832	(51.945)
- immobilizzazioni finanziarie:			
* partecipazioni	15.000	16.704	(1.704)
* altri crediti	501	1.110	(609)
Totale	51.855	122.305	(70.450)
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
- crediti verso clienti	333.671	1.295.864	(962.193)
- credito netto verso CCSE	843.794	353.695	490.099
- credito/(debito) verso controllate	477.445	396.206	81.239
- ratei, risconti attivi e altri crediti	6.131	5.475	656
- debiti verso fornitori	(1.943.364)	(2.056.000)	112.636
- ratei, risconti passivi e altri debiti	(180.955)	(147.539)	(33.416)
- crediti/(debiti) tributari per IVA e altre imposte	(76.886)	50.891	(127.777)
- debito verso CCSE per anticipazione IVA	-	(132.373)	132.373
Totale	(540.164)	(233.781)	(306.383)
CAPITALE INVESTITO LORDO	(488.309)	(111.476)	(376.833)
FONDI DIVERSI			
- fondo imposte differite	(54.257)	(54.302)	45
- fondi altri	(213)	(940)	727
- TFR	(49.277)	(33.852)	(15.425)
- TFR	(4.767)	(19.510)	14.743
CAPITALE INVESTITO NETTO	(542.566)	(165.778)	(376.788)
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	89.434	94.851	(5.417)
Riserva Legale	26.000	26.000	-
Altre riserve	3.428	2.699	729
Utile d'esercizio	55.211	51.564	3.647
Utile d'esercizio	4.795	14.588	(9.793)
INDEBITAMENTO/(DISPONIBILITA') FINANZIARIE NETTE			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- disponibilità liquide e altri investimenti	(644.911)	(273.540)	(371.371)
Totale	(632.000)	(260.629)	(371.371)
TOTALE	(542.566)	(165.778)	(376.788)

Relativamente alle voci afferenti le immobilizzazioni e le componenti relative al personale la sintesi patrimoniale da particolare evidenza degli effetti della cessione del ramo d'azienda trasmissione e dispacciamento. Con la cessione del ramo sono state trasferite, al valore contabile, immobilizzazioni immateriali e materiali per un totale di Euro 84.994 mila, inclusivi, principalmente dei fabbricati di proprietà e del Centro Nazionale di Controllo (CNC), delle immobilizzazioni finanziarie per Euro 2.535 mila relative alla partecipazione nel CESI oltre che a finanziamenti concessi al personale dipendente.

Il valore residuo delle immobilizzazioni materiali esistenti a fine 2005 si riferisce quindi principalmente al fabbricato (Euro 29.467 mila) che ospita la sede di tutte le società del Gruppo oltre che ai sistemi e alle infrastrutture informatiche di cui è dotata l'azienda.

L'ammontare delle partite creditorie comprensive dei rapporti con le controllate e la CSSE (Euro 1.661.041 mila) è controbilanciato dai debiti verso fornitori (Euro 1.943.364 mila) con un grado di copertura in linea con lo scorso esercizio.

La voce ratei, risconti passivi e altri debiti (Euro 180.955 mila), in crescita rispetto allo scorso anno, è riferita principalmente alle partite legate all'energia. Infatti per circa Euro 116.139 mila si riferisce a risconti passivi relativi alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004 e 2005 sia a titolo di corrispettivi per la capacità di trasporto CCT – CCC – CCCI (artt. 37 e 42 della Delibera AEEG 48/04) sia quelli realizzati ai sensi della Delibera 162/99 e successive, in attesa venga disposta dalla AEEG la loro destinazione. Il residuo si riferisce per Euro 52.434 mila a depositi cauzionali su contratti differenziali per bande energia CIP 6 che vengono versati a GRTN in prossimità della fine di ciascun mese per essere poi restituiti nel mese successivo.

La posizione debitoria verso l'erario per IVA e altre imposte (Euro 76.886 mila) riflette principalmente i debiti per IVA di gruppo versata nel corso del mese di gennaio 2006 al netto di quanto anticipato nel corso del mese di dicembre 2005 a titolo di acconto.

I fondi diversi rimangono sostanzialmente stabili rispetto all'esercizio precedente, in quanto l'incremento, che riflette l'accantonamento ai fondi rischi e oneri, è controbilanciato dalla riduzione del TFR dovuta al trasferimento del personale ricompreso nel ramo di azienda ceduto.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio pari a Euro 4.795 mila e si decrementa per la distribuzione dei dividendi pari a Euro 10.212 mila, avvenuta nel corso del mese di maggio 2005. L'incremento pari a Euro 371.371 mila delle disponibilità liquide è legato, oltre che alle risorse realizzate a seguito della cessione del ramo d'azienda agli importi incassati nell'esercizio relativamente ai corrispettivi di trasporto e al capacity payment.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2005 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario:

Euro mila

RENDICONTO FINANZIARIO	2005	2004
Disponibilità finanziarie nette iniziali	273.540	(115.777)
Flusso finanziario da (per) attività operativa		
Utile netto dell'esercizio	4.795	14.588
Ammortamenti	11.552	14.977
Incrementi/(decrementi) fondi	(45)	(6.194)
Altre variazioni	-	(36)
Totale	16.302	23.335
Variazione del capitale circolante netto	306.383	393.111
Flusso finanziario operativo	322.685	416.446
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
- Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(13.008)	(13.866)
- Investimenti in immobilizzazioni materiali	(15.867)	(12.828)
- Disinvestimenti/(Investimenti) in immobilizzazioni finanziarie	2.313	(239)
- Disinvestimenti	85.057	319
- Altre variazioni	403	(515)
Totale	58.898	(27.129)
Flusso finanziario da (per) attività di finanziamento		
- Pagamenti dividendi	(10.212)	-
Totale	(10.212)	-
Flusso finanziario del periodo	371.371	389.317
Disponibilità finanziarie nette finali	644.911	273.540

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2005 si può rilevare che la generazione dei flussi finanziari (Euro 371.371 mila), che è sugli stessi livelli dello scorso anno, si forma principalmente in seguito alla variazione del capitale circolante netto e agli effetti della cessione del ramo d'azienda.

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

RAPPORTI CON LE CONTROLLATE

Il 2005 rappresenta un anno di significative variazioni nei rapporti intrattenuti con le due società AU e GME - controllate al 100% - sia per effetto della partenza, dal primo gennaio, della domanda attiva sul mercato elettrico in precedenza svolta da GRTN, che a seguito della cessione del ramo d'azienda a TERNA.

Oltre ai rapporti di natura commerciale relativi alla gestione delle partite energetiche, GRTN fornisce alle società controllate delle prestazioni di servizi di varie tipologie regolati da specifici contratti. In particolare, viene prestata attività di assistenza e consulenza, servizi informatici, utilizzazione di spazi immobiliari attrezzati, locazione e servizi di edificio.

Inoltre, deve essere rilevata la presenza di costi e ricavi relativi alla presenza di personale dipendente distaccato presso e da società del gruppo.

Rapporti relativi alle partite energetiche con AU

GRTN ha fatturato, con competenza economica fino alla cessione del ramo d'azienda, alla controllata AU i corrispettivi inerenti l'attività di dispacciamento previsti dalla Delibera AEEG 168/03 e sue successive modifiche ed integrazioni.

Sempre relativamente ai rapporti con AU deve essere evidenziato il cambiamento dei rapporti relativi alla vendita da parte di GRTN dell'energia CIP 6. Infatti fino alla fine del 2004 le modalità di assegnazione dell'energia CIP 6 agli operatori di mercato libero e vincolato, è avvenuta per bande di potenza di durata annuale (o trimestrale o mensile) in funzione della capacità produttiva garantita in tutte le ore dell'anno, assegnando tutta la "capacità residuale" - intesa come differenza tra l'energia complessivamente ritirata da GRTN e l'energia assegnata - a copertura del fabbisogno del mercato vincolato e dunque ad AU.

In concomitanza dell'avvio del mercato dell'energia con domanda attiva il MAP con DM del 24 dicembre 2004 ha adottato un nuovo schema per l'assegnazione dell'energia CIP 6 relativa al 2005: GRTN offre l'energia CIP 6 direttamente sul mercato dell'energia, mentre i soggetti assegnatari della capacità CIP 6 per il 2005 (tra i quali AU per una quota pari al 40% del totale) stipulano con GRTN un contratto per differenza in base al quale ricevono o versano, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il PUN e il prezzo di assegnazione fissato a 50 Euro/MWh, per l'esercizio 2005.

Rapporti relativi alle partite energetiche con GME

Per quanto concerne i rapporti con la controllata GME nel 2005 il GRTN ha venduto al GME l'energia CIP 6, precedentemente venduta direttamente ai clienti idonei. Nel precedente esercizio, non essendo ancora iniziata la domanda attiva sul mercato elettrico, GRTN acquistava da GME tutta l'energia transitata sulla borsa elettrica.

In applicazione dell'art. 9 dell'allegato A alla Delibera AEEG 168/03, il GRTN e la controllata hanno stipulato un contratto per disciplinare, tra l'altro:

- l'affidamento al GME delle offerte sul 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.

Tale contratto è stato trasferito a TERNA a partire dal 1° novembre 2005 a seguito della più volte menzionata cessione del ramo d'azienda.

GRTN quale operatore del mercato elettrico è tenuto al pagamento dei corrispettivi per ogni MWh negoziato sul mercato elettrico e dei corrispettivi per i CV contrattati sullo specifico mercato.

Le risultanze patrimoniali dei valori relativi alle società controllate sono dettagliati 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.

RICAVI

Euro mila	2005	2004	Variazioni
Acquirente Unico			
- Corrispettivi Delibera 48/04	741.435	662.296	79.139
- Vendita energia ed ulteriori componenti correlate	176.539	5.090.754	(4.914.215)
- Sopravvenienze attive energia	52.279	-	52.279
- Prestazioni e servizi vari	2.140	2.371	(231)
Totale	972.393	5.755.421	(4.783.028)
Gestore del Mercato Elettrico			
- Vendita energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	3.315.661	19.024	3.296.637
- Prestazioni e servizi vari	2.665	2.638	27
Totale	3.318.326	21.662	3.296.664

COSTI

Euro mila	2005	2004	Variazioni
Acquirente Unico			
- Acquisti energia su mercato elettrico	321.450	-	321.450
- Sopravvenienze passive energia	55.565	-	55.565
- Personale distaccato e altri costi	142	40	102
Totale	377.157	40	377.117
Gestore del Mercato Elettrico			
- Acquisti energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	327.841	4.000.002	(3.672.161)
- Corrispettivi contratto di service GME art.9 all.A Delibera 48/4	6.450	8.400	(1.950)
- Corrispettivi per ogni MWh negoziato su mercato	2.391	2.433	(42)
- Corrispettivi per certificati verdi	60	117	(57)
- Personale distaccato	185	82	103
Totale	336.927	4.011.034	(3.674.107)

ALTRI CONTI D'ORDINE

Euro mila	2005	2004	Variazioni
Acquirente Unico			
- valore corrente contratti alle differenze - quota relativa al CfD su CIP 6	229.327	-	229.327
Totale	229.327	-	229.327

ATTIVITA' PRINCIPALI DELLE CONTROLLATE

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO SpA

Nel corso dell'anno GME, oltre alla gestione operativa del mercato elettrico che si articola in MGP, MA e MSD, ha svolto le seguenti ulteriori attività ad essi complementari:

- organizzazione e gestione dell'ammissione degli operatori al mercato elettrico;
- organizzazione e gestione della contabilità del mercato elettrico per gli aspetti relativi alla liquidazione e alla fatturazione delle partite economiche dei mercati MGP e MA;
- organizzazione e gestione della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale ("PAB") nell'ambito delle attività approntate dal GME per dotare gli acquirenti di energia in borsa di adeguati sistemi di flessibilità.
- organizzazione e gestione del mercato di CV.

Mercato dei certificati verdi

Con l'assunzione di responsabilità delle proprie funzioni con riferimento al mercato dei CV (20 marzo 2003) GME, nel corso del 2005, ha svolto le attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei CV. In particolare GME ha:

- organizzato e gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei CV;
- organizzato e gestito le sessioni di contrattazione e ha svolto tutte le attività necessarie all'efficiente funzionamento del mercato stesso.

Nel 2005 sono state organizzate 24 sessioni di mercato nelle quali sono stati complessivamente scambiati 22.820 certificati di cui 22.800 relativi al 2004, 10 relativi al 2003 e 10 relativi al 2005.

Il controvalore delle transazioni è stato di circa Euro 133 milioni, mentre la quantità di energia sottostante i certificati negoziati è stata pari a 1.141.000 MWh. Il prezzo medio ponderato dei certificati scambiati è stato pari a 116,00 Euro/MWh per i certificati con anno di validità 2003, 116,81 Euro/MWh per quelli con anno di validità 2004 e 127,00 Euro/MWh per quelli con anno di validità 2005.

Al 31 dicembre 2005 risultano 130 gli operatori che hanno ottenuto la qualifica di operatore del mercato dei CV.

Mercato dei titoli di efficienza energetica ("TEE") o certificati bianchi

Nel corso del 2005 GME ha predisposto, d'intesa con AEEG, le regole per il mercato dei TEE (Delibera 67/05 con la quale l'AEEG ha approvato il regolamento del mercato, predisposto da GME) ed ha completato l'implementazione della piattaforma informatica per la gestione del registro e del mercato dei TEE.

Investimenti

Il GME, nel corso del 2005, ha potenziato il sistema informatico per una migliore gestione del mercato elettrico al fine di accogliere la domanda attiva e provveduto all'allestimento del Disaster Recovery.

Nel 2005 il GME ha predisposto, inoltre, un primo prototipo di Simulazione fuori linea del mercato elettrico (Simultrade –ETS).

Il GME, nel corso del 2005, ha altresì:

- iniziato l'implementazione della piattaforma informatica per la gestione del mercato dei TEE;
- iniziato le attività di trasferimento del Disaster Recovery in un'altra sede;
- adeguato la piattaforma dei Contratti Bilaterali secondo le specifiche della Controllante;
- ampliato e personalizzato le funzionalità del sistema informativo SAP, atte allo svolgimento delle attività amministrativo-contabili totalmente internalizzate nel 2005;
- realizzato un ambiente DataWareHouse di supporto alle attività di monitoraggio e vigilanza del mercato, secondo quanto richiesto dall'AEEG;
- provveduto ad effettuare l'upgrade del sito istituzionale;
- creato una nuova connessione in fibra ottica per l'accesso via internet ai mercati.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2005 la consistenza del personale del GME è risultata pari a 72 unità di cui: 15 dirigenti, 12 quadri e 45 impiegati. Confrontando la consistenza del personale del GME al 31 dicembre 2005 con quella al 31 dicembre 2004 (58 unità, di cui 10 dirigenti, 13 quadri e 35 impiegati), si rileva una variazione positiva pari a 14 unità.

La consistenza media dell'anno è risultata pari a circa 67 unità.

Dati economico - finanziari

La controllata ha chiuso il bilancio 2005 con un fatturato di circa Euro 13.656.400 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 13.643.590 mila.

L'utile netto di esercizio risulta pari a Euro 12.423 mila mentre lo scorso anno la società rilevava un utile di Euro 5.191 mila.

ACQUIRENTE UNICO SPA

Acquirente Unico, titolare della funzione di garante del mercato vincolato dal 1° gennaio 2004, per effetto della partecipazione attiva della domanda alla borsa elettrica dal 1° gennaio dell'esercizio in corso, è diventato soggetto attivo nella formulazione delle proprie richieste giornaliere di acquisto, che vengono elaborate in base a modelli previsionali della propria domanda al netto di quella coperta dai contratti già in essere stipulati con produttori esteri per le importazioni e dall'assegnazione di energia CIP 6.

L'attività di vendita è invece disciplinata dall'AEEG attraverso la Delibera 05/04 (Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita del periodo di regolazione 2004-2007) e la successiva Delibera 78/04 con cui è stato approvato lo schema di contratto tipo.

Attività di acquisto dell'energia elettrica

La strategia di copertura del fabbisogno di energia del mercato vincolato per il 2005 è stata delineata, nel corso del secondo semestre 2004, tenendo presente l'esperienza del primo anno di operatività in cui, nonostante i buoni risultati complessivi raggiunti, si erano determinate delle coperture molto variabili nel corso dell'anno.

Al fine di minimizzare i costi ed i rischi per la fornitura ai clienti del mercato vincolato, AU ha operato anche per il 2005 una strategia di diversificazione delle tipologie di approvvigionamento e di copertura dal rischio di volatilità per gli acquisti in borsa.

L'esigenza di una maggiore certezza circa le coperture ha mosso l'AU ad una programmazione della gestione delle coperture del rischio prezzo per l'approvvigionamento di energia elettrica anche in un orizzonte pluriennale (2005-2007).

Nell'esercizio 2005 la società ha acquistato energia per un totale di 165,8 TWh attraverso i seguenti canali:

- * Mercato del Giorno Prima: 139,2 TWh (di cui 113, 8 TWh coperti dai contratti differenziali con operatori selezionati tramite aste e 20,3 TWh coperti dai contratti differenziali con il GRTN per i diritti di assegnazione dell'energia CIP 6);
- * Importazione pluriennali: 14,4 TWh;
- * Importazioni annuali ed ex Delibera AEEG 85/04: 7,1 TWh;
- * Energia ex Delibera AEEG 34/05: 4,7 TWh;
- * Sbilanciamento: 0,4 TWh.

Attività di vendita di energia elettrica alle imprese distributrici

Il contratto tipo per la cessione dell'energia elettrica da parte di AU alle imprese distributrici è stato approvato con la delibera dell'AEEG 78/04. Esso è stato predisposto da AU sulla base delle

indicazioni fornite dall'AEEG a seguito di un'attività di diffusione e condivisione dei contenuti e della forma con le imprese distributrici stesse.

L'insieme delle imprese distributrici a fine dicembre 2005 è costituito da 170 distributori, di cui 30 di riferimento (cioè allacciati alla RTN), 123 sottesi (ossia non allacciati alla RTN, ma alla rete del distributore di riferimento) e 17 distributori minori o isolati.

Il prezzo di cessione alle imprese distributrici, al fine di mantenere l'equilibrio economico e finanziario del bilancio di AU, include i costi di funzionamento.

Attività di investimento

La Società non ha svolto attività di ricerca e sviluppo nel corso del 2005.

Gli investimenti sono stati concentrati nel settore EDP a seguito essenzialmente dell'avvio del sistema delle offerte con la partecipazione attiva della domanda. Ciò ha comportato per AU l'attivazione ed il successivo utilizzo giornaliero delle procedure informatiche, già predisposte e collaudate nel corso del 2004, per la gestione completa delle transazioni di acquisto sulla Borsa elettrica.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2005 la consistenza del personale di AU è risultata pari a 55 unità di cui: 4 dirigenti, 13 quadri e 38 impiegati.

Confrontando la consistenza del personale di AU al 31 dicembre 2005 con quella al 31 dicembre 2004 (44 unità, di cui 3 dirigenti, 15 quadri e 3 impiegati), si rileva una variazione positiva pari a 11 unità.

La consistenza media dell'anno è risultata pari a circa 52 unità.

Dati di sintesi

La controllata ha chiuso il bilancio 2005 con un fatturato di circa Euro 14.390.536 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 14.390.253 mila.

L'utile netto di esercizio risulta pari a Euro 3.605 mila mentre lo scorso anno la società rilevava un utile di Euro 2.940 mila.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Oltre all'emanazione da parte dell'AEEG il 12 Aprile 2006 della Delibera 79/06, i cui effetti sono stati già descritti in precedenza e recepiti in bilancio, non si sono verificati ulteriori fatti di rilievo successivamente alla data di chiusura del bilancio.

A seguito della cessione a TERNA del ramo di azienda relativo alla trasmissione e al dispacciamento, la gestione nel 2006 sarà caratterizzata da una concentrazione sulle attività per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili oltre alle azioni volte al raggiungimento delle migliori sinergie nell'ambito del Gruppo. In particolare nella seconda parte dell'anno inizierà l'erogazione da parte di GRTN dei contributi a favore delle iniziative per la realizzazione degli impianti fotovoltaici, che come disposto dall'AEEG troveranno copertura nella componente A3.

Ai primi di giugno 2006 è previsto il pagamento ai produttori CIP 6 del conguaglio per la revisione prezzi relativa all'anno 2005 e al primo trimestre 2006 che attualmente si stima essere pari a Euro 1.136.000 mila. L'erogazione di tali conguagli seppur economicamente neutra, potrebbe determinare un temporaneo disavanzo finanziario in considerazione del disallineamento temporale delle entrate relative alla componente A3 e le uscite concentrate in un periodo di tempo ristretto. La società sta valutando le misure opportune incluso il ricorso all'indebitamento bancario per far fronte a tale situazione.

Nota integrativa

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 è stato redatto in conformità con quanto previsto dal D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, in ottemperanza alle norme del Codice Civile e in base ai principi e criteri contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (CNDCCR) così come modificati e integrati dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC).

Ai sensi dell'art. 2423 il Bilancio di esercizio è costituito dallo Stato patrimoniale (predisposto secondo lo schema previsto dagli art. 2424 e 2424 bis c.c.), dal Conto economico (elaborato in base allo schema di cui agli art. 2425 e 2425 bis c.c.) e dalla Nota integrativa. Come previsto dall'art. 2423 5° comma c.c., 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.

Come previsto dall'art. 2423 ter 5° comma c.c. tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 2005 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze dell'esercizio precedente. Tuttavia si precisa che per alcuni fenomeni economici la rilevazione contabile si riferisce ai primi dieci mesi dell'esercizio 2005, poiché in data 31 ottobre 2005 - in attuazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) dell'11 maggio 2004 - è avvenuta la cessione del ramo d'azienda relativo all'attività di trasmissione e dispacciamento alla società TERNA. Pertanto il confronto tra l'esercizio 2005 e l'esercizio 2004 potrebbe non essere omogeneo, in quanto non si è potuto procedere all'adattamento dei dati economici/patrimoniali relativi all'esercizio 2004.

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 e 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 Cassa Conguaglio Settore Elettrico).

La Nota integrativa fornisce, oltre alle informazioni richieste dall'art. 2427 c.c. e da altre leggi, anche tutte le altre informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della società e del risultato economico dell'esercizio, ancorché non previste da specifiche disposizioni di legge.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria e 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.

Si precisa inoltre che 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 c.c., pertanto la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel rispetto delle disposizioni previste dall'art. 2426 c.c..

Di seguito sono illustrati i principi contabili adottati, uniformati ai principi generali richiamati dagli art. 2423 e 2423-bis del c.c., 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 2005 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del c.c. omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, i più significativi sono riportati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione.

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, 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.

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 c.c., che consentiva di effettuare in bilancio "rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norma 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-tec.
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 "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 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.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo e il valore di mercato.

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 ed 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 ed 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

E' 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.

I 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.

Dividendi

I dividendi sono contabilizzati nell'esercizio in cui l'Assemblea degli azionisti ne delibera la distribuzione.

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.

Strumenti finanziari di copertura

Ai fine della gestione della compravendita di energia CIP 6, il GRTN stipula dei contratti derivati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato sulla Borsa elettrica di tale energia. Il GRTN pone in essere tali contratti nello svolgimento della sua attività istituzionale nel rispetto di quanto stabilito dal Decreto ministeriale relativo alla "Determinazione delle modalità di vendita dell'energia di cui all'art.3, comma 12, del D.Lgs. 79/99", per l'anno 2005.

I differenziali di prezzo negativi o positivi, relativi ai contratti stipulati, vengono registrati per competenza nel conto economico, rispettivamente fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

Il valore corrente al 31 dicembre 2005 dei contratti differenziali assegnati nel 2005, ma riferibili all'esercizio 2006, è iscritto in una specifica voce dei conti d'ordine.

STATO PATRIMONIALE - ATTIVO**CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI**

Al 31 dicembre 2005 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI – EURO 51.857 MILA

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce come previsto dall'art. 2427 c.c.: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (incrementi, disinvestimenti, svalutazioni, altri movimenti) e il saldo finale.

I valori al 31 dicembre 2005 subiscono una forte riduzione per effetto della cessione del ramo di azienda alla società TERNA. La riduzione totale dovuta a tale operazione che ha interessato le Immobilizzazioni ammonta a Euro 87.529 mila di cui Euro 22.846 mila relativamente alle immobilizzazioni immateriali, Euro 62.148 mila alle immobilizzazioni materiali e Euro 2.535 mila a quelle finanziarie.

Di seguito vengono forniti i dettagli della movimentazione intervenuta nel corso del 2005 con un commento sulla composizione dei saldi esistenti a fine anno.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI – EURO 1.467 MILA

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono qui di seguito esposti:

Euro mila

	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 31.12.2004						
Costo originario	75	19.418	30	6.289	12.677	38.489
Ammortamenti	(30)	(13.031)	(15)	-	(7.754)	(20.830)
Saldo al 31.12.2004	45	6.387	15	6.289	4.923	17.659
Movimenti dell'esercizio 2005						
Incrementi	276	5.302	-	3.358	4.072	13.008
Passaggi in esercizio	859	1.034	-	(2.376)	483	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	(184)	-	(184)
Altre variazioni	-	-	-	(403)	-	(403)
Ammortamenti	(61)	(3.311)	(3)	-	(2.392)	(5.767)
Cessione ramo d'azienda:						
- Valore di bilancio	1.210	20.967	-	6.569	15.137	43.883
- Fondo ammortamento	(91)	(12.245)	-	-	(8.701)	(21.037)
Totale	1.119	8.722	-	6.569	6.436	22.846
Saldo movimenti dell'esercizio 2005	(45)	(5.697)	(3)	(6.174)	(4.273)	(16.192)
Situazione al 31.12.2005						
Costo originario	-	4.787	30	115	2.095	7.027
Ammortamenti cumulati	-	(4.097)	(18)	-	(1.445)	(5.580)
Saldo al 31.12.2005	-	690	12	115	650	1.467

Costi di ricerca di sviluppo e di pubblicità

La voce, che al 31 dicembre 2005 presenta saldo zero in quanto le attività relative sono state interamente cedute a TERNA, era costituita prevalentemente da 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.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno – Euro 690 mila

Gli investimenti dell'anno (Euro 5.302 mila) confluiti in massima parte nella cessione a TERNA ed i passaggi in esercizio (Euro 1.034 mila) sono dovuti principalmente alla capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- acquisto di licenze software;
- implementazione di Program Management;
- realizzazione dell'interfaccia XML per il progetto Metering;
- sviluppo del software relativo ai criteri di valutazione della sicurezza;
- sviluppo sistemi comandi e forecast.

La parte di incrementi relativa al GRTN è costituita principalmente dagli applicativi relativi al Modulo vendita CIP 6 e alla creazione di due sistemi di informatica distribuita in relazione alla cessione del ramo di azienda.

All'incremento dell'anno si contrappone la riduzione per la cessione del ramo d'azienda a TERNA (Euro 8.722 mila) oltre all'ammortamento dell'anno pari ad Euro 3.311 mila.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili - Euro 12 mila

La voce costituita dai marchi, rileva le spese sostenute dalla società per la realizzazione del logo aziendale e si è decrementata per la quota di ammortamento dell'anno.

Immobilizzazioni in corso e acconti – Euro 115 mila

Gli incrementi avvenuti nell'esercizio 2005, pari a Euro 3.358 mila, in massima parte facenti parte della cessione a TERNA, riguardano:

- gli studi di fattibilità per la costruzione di nuove linee di collegamento in Italia e all'estero, studi tecnici ed ambientali;
- il potenziamento del sistema di controllo PASCAL – SCTI;
- lo sviluppo del sistema WAMS per il monitoraggio in tempo reale delle grandezze elettriche della rete elettrica nazionale e della rete interconnessa europea, rientrante nel piano di sviluppo del sistema di difesa.

I decrementi per passaggi in esercizio, riguardanti in massima parte le attività cedute a TERNA, sono dovuti principalmente:

- allo sviluppo del software per le procedure operative relative ai criteri di valutazione della sicurezza;
- la capitalizzazione degli studi di fattibilità della linea S.Fiorano - Robbia;
- realizzazione del codice di rete.

I principali investimenti in corso in essere al 31 dicembre 2005 non compresi nel ramo di azienda, sono quelli relativi al programma informatico per il riconoscimento tecnico da web degli impianti a fonti rinnovabili per il successivo rilascio dei CV, di GO e di RECS, e quelli relativi alla gestione degli incentivi ai produttori di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Altre – Euro 650 mila

Nelle Altre immobilizzazioni immateriali, gli incrementi, confluiti in massima parte nella cessione a TERNA, si riferiscono principalmente a:

- implementazione del sistema Settlement;
- replica parziale, predisposta in relazione alla cessione del ramo d'azienda, del sistema informatico a supporto dell'attività amministrativa;
- razionalizzazione e rinnovo del sistema di distacco automatico attuale (EDA evoluto);
- revisione architettura di funzioni applicative.

Tra i nuovi investimenti 2005 rimasti di competenza del GRTN, si evidenziano principalmente i costi sostenuti per la manutenzione evolutiva del sistema informativo aziendale e quelli relativi al progetto RECS per la certificazione degli impianti di energia prodotta da fonti rinnovabili.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI – EURO 34.887 MILA

La consistenza e la movimentazione per singola categoria delle immobilizzazioni materiali sono evidenziate nel prospetto seguente:

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2004						
Costo originario	56.791	34.438	405	17.257	13.353	122.244
Fondo ammortamento	(6.348)	(21.826)	(191)	(7.247)	-	(35.412)
Saldo al 31.12.2004	50.443	12.812	214	10.010	13.353	86.832
Movimenti dell'esercizio 2005:						
Acquisizioni del periodo: investimenti	651	12.151	20	2.562	483	15.867
Passaggi in esercizio	1.064	12.029	-	19	(13.112)	-
Riclassifiche contabili	-	184	-	-	-	184
Ammortamenti	(1.330)	(1.794)	(35)	(2.626)	-	(5.785)
Cessione ramo d'azienda:						
- Valore di bilancio	24.855	55.097	332	16.704	724	97.712
- Fondo ammortamento	(3.494)	(23.204)	(175)	(8.691)	-	(35.564)
Totale	21.361	31.893	157	8.013	724	62.148
Disinvestimenti netti:						
- Valore di bilancio	-	-	-	123	-	123
- Fondo ammortamento	-	-	-	(60)	-	(60)
Totale	-	-	-	63	-	63
Saldo movimenti dell'esercizio 2005	(20.976)	(9.323)	(172)	(8.121)	(13.353)	(51.945)
Situazione al 31.12.2005						
Costo originario	33.651	3.705	93	3.011	-	40.460
Fondo ammortamento	(4.184)	(216)	(51)	(1.122)	-	(5.573)
Saldo al 31.12.2005	29.467	3.489	42	1.889	-	34.887

L'analisi dei principali movimenti dell'esercizio fa rilevare quanto segue:

Terreni e fabbricati – Euro 29.467 mila

La voce rispetto al precedente esercizio si è incrementata per effetto sia di nuovi investimenti del periodo (Euro 651 mila) che per i passaggi in esercizio (Euro 1.064 mila), entrambi legati principalmente alla ristrutturazione dell'edificio della sede legale della società, mentre il decremento è da imputare ai fabbricati di proprietà ceduti a TERNA, rappresentati dal Centro Nazionale di Controllo sito in Roma e le Sedi Territoriali di Napoli, Venezia e Torino e all'ammortamento dell'esercizio.

Impianti e macchinario – Euro 3.489 mila

L'incremento della voce deriva da nuovi investimenti pari ad Euro 12.151 mila, per la maggior parte trasferiti a TERNA, e riguarda principalmente:

- il completamento del sistema di controllo rete (SCTI);

- l'adeguamento degli impianti presenti presso la sede legale della società a seguito della ristrutturazione dell'edificio;
- l'acquisto di dispositivi necessari alla regolazione della potenza reattiva;
- adeguamento e sviluppo dei sistemi EDA e BME.

I passaggi in esercizio, pari ad Euro 12.029 mila, sono costituiti per la maggior parte dall'entrata in esercizio del sistema di controllo SCTI, che è confluito nel ramo d'azienda ceduto a TERNA.

I decrementi, oltre che per la cessione a TERNA degli impianti e macchine principalmente relativi al Centro Nazionale di Controllo e all'SCTI, sono imputabili all'ammortamento dell'esercizio (Euro 2.626 mila).

Attrezzature industriali e commerciali – Euro 42 mila

La voce si riferisce principalmente ad attrezzature elettroniche e si decrementa per la cessione a TERNA e per l'ammortamento dell'anno.

Altri beni – Euro 1.889 mila

Le acquisizioni del periodo (Euro 2.562 mila) si riferiscono principalmente all'acquisto di sistemi hardware per l'adeguamento del sistema informatico aziendale e dell'attività di split dei sistemi di office automation e all'acquisto di mobili e arredi per l'edificio della sede legale della società.

I decrementi si riferiscono, oltre che all'ammortamento dell'esercizio, alle apparecchiature hardware ed ai mobili e arredi facenti parte del ramo d'azienda ceduto a TERNA.

Immobilizzazioni in corso e acconti

Il saldo di tale voce è pari a zero in quanto si riferiva principalmente ai costi sostenuti per il nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato ("SCTI") ceduto a TERNA e ai costi ai relativi alla ristrutturazione dell'edificio della sede legale della società, che sono entrati interamente in esercizio a fine 2005.

o
o o

Al 31 dicembre 2005, il Fondo ammortamento rappresenta nel suo complesso il 14% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

Alla stessa data non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE – EURO 15.501 MILA

Sono costituite principalmente da partecipazioni in imprese controllate pari ad Euro 15.000 mila e per Euro 501 mila da crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni – Euro 15.000 mila

Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Rispetto all'esercizio 2005 si segnala una riduzione nella voce partecipazioni per un importo pari a Euro 1.704 mila dovuto alla cessione a TERNA della partecipazione di minoranza (9,4%) nel CESI.

Imprese controllate – Euro 15.000 mila

- *Acquirente Unico S.p.A.*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

- *Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Euro mila

Partecipazione	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.2005	Patrimonio netto al 31.12.2005	Utile d'esercizio al 31.12.2005	Quota % possesso	Valore attribuito
A. Imprese controllate						
Acquirente Unico SpA	Roma	7.500	14.044	3.605	100	7.500
Gestore del Mercato Elettrico SpA	Roma	7.500	25.090	12.399	100	7.500

Crediti verso altri – Euro 501 mila

Tale voce include principalmente i 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 2004 (Euro 1.110 mila) si è verificato un decremento di Euro 608 mila dovuto oltre che al rimborso dei prestiti in base ai piani di ammortamento, anche alla cessione del personale dipendente GRTN alla società TERNA.

Nell'apposita tabella di dettaglio inserita a completamento dell'attivo sono stati indicati l'importo dei crediti con scadenza entro e oltre i cinque anni.

ATTIVO CIRCOLANTE – EURO 2.576.923 MILA**CREDITI – EURO 1.932.012 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 333.671 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti, che si riferisce essenzialmente ai crediti di natura commerciale sia per importi fatturati che per partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare, si contrae sensibilmente rispetto all'esercizio precedente per effetto della cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento avvenuta in corso d'anno.

La seguente tabella evidenzia la loro composizione ed il raffronto rispetto al 2004:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- attività di vendita energia elettrica CIP 6 e contratti per differenza	30.666	317.253	(286.587)
- attività di trasporto nazionale ed estera	200.008	478.166	(278.158)
- attività di dispacciamento	128.861	524.639	(395.778)
- attività diverse connesse all'energia	5.804	7.027	(1.223)
- per forniture e prestazioni diverse dall'energia	866	615	251
Totale crediti verso clienti	366.205	1.327.700	(961.495)
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2005	(32.534)	(31.836)	(698)
Totale	333.671	1.295.864	(962.193)

I crediti sopra esposti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31.12.2005, che rispetto all'esercizio precedente si incrementa complessivamente per effetto degli accantonamenti dell'anno per Euro 3.852 mila e si riduce per gli utilizzi pari ad un ammontare di Euro 3.154 mila. 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 2005.

Crediti verso imprese controllate – Euro 725.881 mila

Sono così rappresentati:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
- verso Acquirente Unico SpA			
Crediti per vendita energia	38.831	1.011.792	(972.961)
Crediti per corrispettivi diversi connessi al servizio di dispacciamento	25.689	132.455	(106.766)
Crediti per capacità di trasporto interconnessione Delibera 180/99	291	426	(135)
Crediti per forniture e prestazioni di diversa natura	78.075	62.700	15.375
Totale	142.886	1.207.373	(1.064.487)
- verso Gestore del Mercato Elettrico SpA			
Crediti per operazioni sul mercato elettrico	582.548	4.856	577.692
Crediti per forniture e prestazioni di diversa natura	447	10.247	(9.800)
Totale	582.995	15.103	567.892
Totale	725.881	1.222.476	(496.595)

I crediti verso le società controllate subiscono una diminuzione pari a Euro 496.595 mila dovuta principalmente a due fenomeni contrapposti:

- dal 1° gennaio 2005, per effetto degli indirizzi del MAP del 24 dicembre 2004 è stata implementata la partecipazione attiva della domanda alla borsa elettrica rispetto al Sistema Italia 2004 che aveva individuato il GRTN come unico soggetto autorizzato ad acquistare energia elettrica sul mercato del giorno prima. Conseguentemente, AU è diventato soggetto attivo nella formulazione delle proprie richieste giornaliere di acquisto modificando così i rapporti di vendita non più intrattenuti con la controllante bensì con il GME;
- il cambiamento delle modalità di vendita dell'energia CIP 6, che nell'esercizio 2004 veniva venduta dal GRTN attraverso la stipula di contratti bilaterali, dal 2005 viene collocata direttamente sul mercato elettrico.

Crediti tributari - Euro 6.828 mila

La voce presenta un decremento rispetto al precedente esercizio pari a Euro 44.055 mila derivante dall'azzeramento del credito IVA come conseguenza delle diverse iniziative poste in essere dalla società a partire dall'esercizio 2004. I crediti tributari sono composti dal credito per IRES e IRAP risultanti dagli acconti versati nell'esercizio al netto della stima delle imposte dell'esercizio.

Imposte anticipate

La voce presenta saldo zero in quanto non sono state prudenzialmente calcolate imposte anticipate, non ricorrendo i presupposti di ragionevole certezza del loro recupero attraverso il conseguimento di utili fiscali negli esercizi futuri nei quali saranno recuperate le differenze temporanee in aumento effettuate in sede di dichiarazione dei redditi in questo e nei precedenti esercizi.

La movimentazione dei crediti per imposte anticipate rispetto all'esercizio 2004 è di seguito evidenziata:

Euro mila

	Imposte anticipate 2004 (aliquota 33%)	Utilizzi 2005	Stanzamenti 2005	Totale
Crediti per imposte anticipate:				
- su Fondo rischi e oneri tassati	660	(660)	-	-
- su Svalutazione di partecipazioni anni precedenti	1.477	(1.477)	-	-
- su Oneri ripianamento FPE	283	(283)	-	-
Totale	2.420	(2.420)	-	-

Crediti verso altri – Euro 6.037 mila

Tali crediti al 31 dicembre 2005 ammontano a Euro 6.037 mila e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2004 sono qui di seguito evidenziate:

Euro mila

	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Credito per Iva da recuperare da stato estero	5.668	3.810	1.858
Crediti per contributi da terzi	157	773	(616)
Anticipi a terzi	51	228	(177)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	24	17	7
Partite diverse	137	275	(138)
Totale	6.037	5.103	934

Come si evince la voce si riferisce principalmente ai crediti verso le amministrazioni straniere per il rimborso dell'IVA.

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 859.595 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 CIP 6 - ai sensi della Delibera AEEG 20/2001 e successive modifiche ed integrazioni - ridotto dell'importo di Euro 135.399 mila pari al valore dell'avviamento derivante dalla cessione del ramo di azienda a TERNA, così come stabilito dalla Delibera AEEG 79/06. Rispetto all'esercizio precedente la voce presenta un incremento di Euro 444.195 mila legato all'incremento netto dei costi per acquisto energia CIP 6 di competenza dell'anno.

ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI – EURO 150.879 MILA

Tale voce si riferisce a investimenti di liquidità realizzati mediante la sottoscrizione di una polizza "propensione" stipulata con il Montepaschi Vita S.p.A. (fondo a gestione separata) della durata di 15 anni con facoltà di recesso da parte del GRTN in breve tempo.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE – EURO 494.032 MILA

Sono così formate:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Depositi bancari	494.025	273.521	220.504
Denaro e valori in cassa	7	20	(13)
Totale	494.032	273.541	220.491

L'incremento delle disponibilità liquide pari a Euro 220.491 mila rispetto all'esercizio 2004 è principalmente legato oltre che alle risorse realizzate a seguito della cessione del ramo d'azienda agli importi incassati relativamente ai corrispettivi di trasporto e al capacity payment.

RATEI E RISCONTI ATTIVI – EURO 94 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 come evidenziato nella seguente tabella:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Risconti attivi per premi di assicurazione	25	22	3
Altri risconti attivi	69	349	(280)
Totale	94	371	(277)

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	3	-	4	7
Prestiti concessi ai dipendenti	59	190	245	494
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	62	190	249	501
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	333.671	-	-	333.671
Crediti verso controllate	725.881	-	-	725.881
Crediti tributari	6.828	-	-	6.828
Imposte anticipate			-	-
Crediti verso altri	6.037	-	-	6.037
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	859.595	-	-	859.595
Totale crediti del circolante	1.932.012	-	-	1.932.012
TOTALE	1.932.074	190	249	1.932.513

Relativamente alla ripartizione per area geografica si segnala che i crediti, tranne quelli verso amministrazioni estere appartenenti alla UE per i rimborsi IVA, sono tutti vantati nell'ambito territoriale italiano.

STATO PATRIMONIALE - PATRIMONIO NETTO E PASSIVO**PATRIMONIO NETTO – EURO 89.434 MILA**

I movimenti intervenuti nell'esercizio 2005 sono di seguito evidenziati:

Euro mila

	Capitale Sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile d'esercizio	Totale
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 di esercizio	-	-	-	-	14.588	14.588
Saldo al 31.12.2004	26.000	2.699	51.273	291	14.588	94.851
Destinazione dell'utile 2004:						
- a riserva legale	-	729	-	-	(729)	-
- a riserva disponibile	-	-	3.647	-	(3.647)	-
- distribuzione del dividendo	-	-	-	-	(10.212)	(10.212)
Risultato netto dell'esercizio 2005:						
- Utile di esercizio	-	-	-	-	4.795	4.795
Saldo al 31.12.2005	26.000	3.428	54.920	291	4.795	89.434

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:

Euro mila

Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzo	Quota disponibile
Capitale	26.000	-	-
Riserva legale	3.428	B)	-
Altre riserve:			
Riserva da conferimento	291	A) B) C)	291
Riserva disponibile	54.920	A) B) C)	54.920
Totale	84.639		
Quota non distribuibile	29.428		
Residuo quota distribuibile	55.211		
Totale	84.639		

Legenda:

- A) per aumento di capitale
B) per copertura perdite
C) per distribuzione ai soci

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 3.428 mila

Al 31 dicembre 2005 risulta pari a Euro 3.428 mila, l'aumento pari a Euro 729 mila rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2004, è attribuibile alla destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio precedente, come previsto dall'art. 2430 c.c.. Al 31 dicembre 2005 la riserva legale risulta pari al 13,18 % del capitale sociale.

Altre riserve – Euro 55.211 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 SpA a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce "Riserva disponibile" pari a Euro 54.920 mila deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti al netto della quota destinata a riserva legale e della quota di dividendi distribuita nel corso dell'anno 2005.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione di utili a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 c.c.

Utile dell'esercizio – Euro 4.795 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2005.

Distribuzione dividendi – Euro 10.212 mila

In seguito alla delibera assembleare del 20 maggio 2005, si è provveduto a distribuire al Socio Unico un dividendo pari a Euro 10.212 mila.

FONDI PER RISCHI ED ONERI – EURO 49.490 MILA

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

<i>Euro mila</i>	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.146	170	(873)	443
Fondo per imposte, anche differite	940	-	(727)	213
Altri fondi:				
- Fondo contenzioso e rischi diversi	30.017	17.749	(4.285)	43.481
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.000	5.000	(1.647)	5.353
- Fondo per interessi di mora	688	-	(688)	-
Totale altri fondi	32.705	22.749	(6.620)	48.834
Totale fondi per rischi e oneri	34.791	22.919	(8.220)	49.490

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili – Euro 443 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 per Euro 811 mila alla cessione del personale legato al ramo di azienda e per Euro 62 mila alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

Fondo per imposte, anche differite – Euro 213 mila

Il fondo accoglie imposte differite relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico tecniche effettuati in anni precedenti.

Altri Fondi – Euro 48.834 mila**Fondo contenzioso e rischi diversi – Euro 43.481 mila**

Il fondo al 31 dicembre 2005 comprende 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 ritenuti di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio. 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 2005 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded)

Le società AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell'Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, 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 la 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.

Tale provvedimento è stato emanato da parte dell'AEEG stessa in data 8 marzo 2005 per mezzo della delibera 40/05.

In data 26 gennaio 2005 alcune aziende distributrici hanno presentato ricorso avanti il Consiglio di Stato per l'esatta esecuzione del giudicato scaturente dalle sentenze (citate sopra) emesse dallo stesso Consiglio di Stato in data 9 aprile 2004; in data 24 maggio 2005 il Consiglio di Stato, avendo rilevato le Delibere AEEG 91/04 e 40/05, ha respinto il ricorso delle ricorrenti.

In data 18 maggio 2005 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato la Delibera AEEG 40/05 di fronte il TAR Lombardia. In data 14 febbraio 2006 il Tribunale amministrativo ha emesso le sentenze con cui ha disposto l'annullamento della Delibera 40/05 nella parte in cui comprende, per gli anni 2000 e 2001, ai fini del computo dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, l'energia autoprodotta destinata al mercato vincolato.

Il TAR Lombardia ha comunque dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione la domanda di restituzione delle somme pagate al GRTN.

Spostamento elettrodotti

I due giudizi pendenti relativi alla richiesta, basate sulla pretesa illegittimità degli atti posti a fondamento delle costituzioni di servitù di elettrodotto, avanzata da proprietari di terreni in merito alla rimozione degli elettrodotti insistenti sugli stessi terreni a spese dei titolari delle linee e del GRTN si sono conclusi nel corso del 2005 con pronunce a favore del GRTN.

In un caso la parte soccombente ha proposto ricorso al Consiglio di Stato.

Disservizi

Sono pendenti tre giudizi, relativi a danni lamentati dalle imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale.

Per due atti di citazione notificati negli ultimi giorni dell'anno il GRTN sta valutando l'opportunità di costituzione in giudizio.

Contenzioso del lavoro

Attualmente sono pendenti un numero esiguo di cause inerenti essenzialmente problematiche d'inquadramento, ricompressione degli straordinari nel TFR e l'applicazione di istituti previsti nella previgente normativa Enel.

Import

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. Poiché prima il TAR Lombardia e poi il Consiglio di Stato hanno parzialmente accolto i ricorsi promossi, il GRTN ha pertanto presentato ricorso in Corte di Cassazione.

Risultano ancora formalmente pendenti alcuni giudizi di impugnativa della Delibera dell'AEEG 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001.

CIP 6

Risulta ancora pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del GRTN e di ENEL SpA legittimata prima che intervenisse il decreto ministeriale di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 a ritirare l'energia comunque prodotta da operatori terzi nazionali; per tale procedimento è in corso anche una trattativa tra i legali per arrivare ad una soluzione bonaria della controversia.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerazione

Sono pendenti due giudizi per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e altri due inerenti la qualificazione della energia ceduta al GRTN ai sensi del Provv. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze).

Per i tre 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 dell'AEEG 42/02 c'è stata da parte del TAR Lombardia pronuncia favorevole al GRTN.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 5.353 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari volti 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 2005.

Fondo per interessi di mora su ritardati versamenti

Il fondo è stato totalmente utilizzato nel corso dell'anno.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO – EURO 4.767 MILA

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2005 è così rappresentata:

Euro mila

Saldo al 31.12.2004	19.511
Accantonamenti	2.998
Utilizzi per erogazioni	(878)
Altri movimenti	(996)
Cessione ramo d'azienda	(15.868)
Saldo al 31.12.2005	4.767

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2005 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 SpA (quest'ultima concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni ENEL SpA 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.

La riduzione evidenziata nella voce cessione ramo di azienda si riferisce per Euro 15.868 mila alle partite patrimoniali relative al personale ceduto alla società TERNA.

DEBITI – EURO 2.363.101 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

Si riferiscono esclusivamente al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato da banca CREDIOP S.p.A.

Debiti verso fornitori – Euro 1.943.364 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia CIP 6. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere.

Il decremento del debito rispetto all'anno precedente pari a Euro 112.635 mila è dovuto ai minori flussi afferenti l'energia che dal 31 ottobre 2005 non sono stati più intermediati dal GRTN a seguito della cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Debiti verso imprese controllate – Euro 248.436 mila

La composizione è la seguente:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
- verso Gestore del Mercato Elettrico SpA			
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	354	9.393	(9.039)
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	81	3.629	(3.548)
Totale	435	826.205	(825.770)
- verso Acquirente Unico SpA			
Debiti per differenze da regolare su contratti differenziali CIP 6 DM 24/12/2004	131.812	-	131.812
Debiti per conguaglio load profiling - Delibera 118/03	38.826	-	38.826
Debiti per corrispettivo di sbilanciamento	36.378	-	36.378
Debiti per corrispettivo di non arbitraggio	27.706	-	27.706
Debiti per scambio Delibera 48/04	13.137	-	13.137
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	142	65	77
Totale	248.001	65	247.936
Totale	248.436	826.270	(577.834)

Nel 2005 i debiti verso il GME subiscono un decremento pari Euro 825.770 mila tale da portare il saldo quasi ad azzerarsi a causa principalmente della modifica della disciplina del mercato elettrico per cui la domanda attiva sul mercato non viene più svolta esclusivamente dal GRTN e per la cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento.

I debiti verso l'AU invece vedono un incremento di Euro 247.936 mila, costituito essenzialmente dai versamenti a titolo cauzionale su contratti differenziali effettuati dall'AU ai sensi di quanto stabilito dal D.M. dicembre 2004.

Debiti tributari – Euro 83.714 mila

La voce rileva il debito verso l'Erario per IVA e quelli 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 2004 è così sintetizzato:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
IVA	83.187	-	83.187
Imposte sul reddito: - IRAP	-	515	(515)
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	515	1.885	(1.370)
Altre imposte e tasse	12	12	-
Totale	83.714	2.412	81.302

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Euro 755 mila

La composizione della voce è la seguente:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Debiti verso INPS	472	1.408	(936)
Debiti verso INPDAl	-	346	(346)
Debiti verso FOPEN	42	175	(133)
Debiti diversi	241	528	(287)
Totale	755	2.457	(1.702)

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 e si decrementa rispetto all'anno precedente per Euro 1.702 mila per effetto del minor personale presente in azienda al 31 dicembre 2005 a seguito dell'operazione di cessione del ramo d'azienda.

Altri debiti – Euro 58.120 mila

Risultano così composti:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Depositi cauzionali su contratti differenziali per bande CIP 6	52.434	-	52.434
Debito verso Tema per conguaglio cessione ramo d'azienda	2.096	-	2.096
Debiti per commissioni fidejussioni amministrazione finanziaria	1.282	-	1.282
Debiti verso il personale	1.290	5.355	(4.065)
Debiti verso terzi per contributo U.E su studi di fattibilità	-	533	(533)
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	22	72	(50)
Partite diverse	996	224	772
Totale	58.120	6.184	51.936

La variazione della voce *Altri debiti* rispetto al precedente esercizio (Euro 51.936 mila), è riconducibile principalmente ai depositi cauzionali su contratti differenziali versati dagli assegnatari per bande CIP 6, in base alla nuova normativa stabilita ai sensi del D.M. 24 dicembre 2004.

I debiti verso il personale diminuiscono (Euro 4.065 mila) per effetto del minor personale presente in azienda al 31 dicembre 2005 a seguito dell'operazione di cessione del ramo d'azienda.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 15.801 mila

Nella tabella seguente viene esposta la composizione del debito della società nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Debiti per versamento oneri servizio di interrompibilità	12.370	30.460	(18.090)
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A4, A5, ecc.)	3.431	31.245	(27.814)
Debiti per anticipazioni IVA da Cassa Conguaglio Settore Elettrico	-	132.373	(132.373)
Totale	15.801	194.078	(178.277)

Il decremento della voce è dovuto principalmente alla riduzione dei debiti verso la CCSE per anticipazioni IVA, in conseguenza del nuovo meccanismo, variato rispetto all'esercizio precedente, che prevede la fatturazione diretta della componente A3 ai distributori.

Il debito da riversare a CCSE (Euro 12.370 mila) relativo alla remunerazione degli oneri per il servizio di interrompibilità - introdotta con la Delibera 05/04 - subisce un decremento rispetto al 2004 poiché si riferisce solo ai primi 10 mesi dell'esercizio 2005 per la cessione del ramo d'azienda.

RATEI E RISCONTI PASSIVI – EURO 122.078 MILA

Sono composti come segue:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Ratei passivi:			
Ratei su interessi passivi su mutuo	131	134	(3)
Altri ratei passivi	11	41	(30)
Totale	142	175	(33)
Risconti passivi	121.936	138.722	(16.786)
Totale	122.078	138.897	(16.819)

I ratei passivi sono sostanzialmente in linea con quelli dell'esercizio precedente.

I risconti passivi si riducono di circa Euro 16.819 mila principalmente per l'effetto combinato:

- dell'utilizzo per Euro 90.798 mila dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2004 - come disposto dalla Delibera dell'AEEG 79/06 - a copertura degli oneri sostenuti dal GRTN per la partecipazione agli accordi CBT per l'anno 2004 e 2005 e degli oneri relativi agli accordi con società proprietarie di impianti di trasmissione per il riconoscimento della remunerazione di porzioni di rete precedentemente non ricomprese nella RTN;
- della sospensione dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2005, in attesa che venga disposta dalla AEEG la loro destinazione.

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	1.943.364	-	-	1.943.364
Debiti verso imprese controllate	248.436	-	-	248.436
Debiti tributari	83.714	-	-	83.714
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	755	-	-	755
Altri debiti	58.120	-	-	58.120
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	15.801	-	-	15.801
Totale altri debiti	2.350.190	-	-	2.350.190
TOTALE	2.350.190	12.911	-	2.363.101

I debiti sono tutti riferibili a controparti rientranti nell'ambito territoriale italiano.

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE – EURO 40.859.195 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:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Garanzie ricevute:			
- Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi	45.931	502.644	(456.713)
Altri conti d'ordine:			
- Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica	40.235.038	39.597.000	638.038
- Impegni assunti per contratti differenziali	573.317	-	573.317
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	4.909	37.218	(32.309)
Totale	40.859.195	40.136.862	722.333

La riduzione nel valore "Fideiussioni ricevute da altre imprese e da terzi" è conseguenza della cessione a TERNA delle attività di trasmissione e dispacciamento. Difatti unitamente ai contratti commerciali inerenti tali attività sono state trasferite anche le fideiussioni relative.

La voce "Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica" si riferisce alle convenzioni pluriennali stipulate con i produttori CIP 6. L'incremento è dovuto alla variazione dei prezzi di acquisto presi a base della valutazione.

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2427-bis del c.c., e tenendo presente quanto esposto nella Relazione sulla gestione circa gli obiettivi e le politiche della società in materia di gestione dei rischi e relative operazioni di copertura, si espone di seguito, per l'unica categoria di strumenti finanziari in essere alla data di chiusura dell'esercizio, il fair value e l'informazioni sulla loro entità (in termini di quantità sottostanti e nozionali). Alla chiusura dell'esercizio 2005 sono in essere contratti di copertura (cd contratti differenziali, o CFD) "a due vie" (stipulati anche con la controllata Acquirente Unico) per i diritti di assegnazione 2006 dell'energia CIP 6.

Tali contratti non sono negoziati in mercati regolamentati, ragione per cui il fair value non può essere determinato utilizzando quotazioni ufficiali.

Il fair value è, pertanto, stimato, come previsto dal comma 3, punto b) dell'articolo 2427-bis c.c., mediante l'attualizzazione dei flussi di cassa attesi sulla base di modelli econometrici di valutazione che utilizzano previsioni di mercato sui prezzi dei sottostanti, elaborate dalla società. I dati utilizzati sono coerenti con le informazioni disponibili alla data di redazione del bilancio. Si precisa comunque che si tratta di stime che per loro natura possono discostarsi dai dati consuntivi. Va anche evidenziato che, in prossimità dell'approvazione del progetto di bilancio, la stima effettuata è stata oggetto di verifica, operata mediante informazioni aggiornate, relative all'evoluzione dei prezzi di mercato. La valutazione che è risultata dal processo di aggiornamento delle variabili rilevanti non ha fornito variazioni di rilievo rispetto alla stima utilizzata per il bilancio.

Le tabelle che seguono presentano il valore nozionale di energia elettrica ed il relativo fair value, che risulta essere negativo al 31 dicembre 2005.

Controparte	Quantitativi energia (TWh)	Fair value stimato (euro migliaia)
Mercato Vincolato (Acquirente Unico)	19,60	(229.327)
Mercato Libero	29,40	(343.990)
Totale	49,00	(573.317)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

Controversie

Campi elettromagnetici

Il GRTN continua a essere parte in giudizi (circa 10) relativi a tale materia e nel 2005 sono stati notificati solamente due atti di citazione attraverso le quali gli attori richiedono la delocalizzazione o l'interramento degli elettrodotti, nonché in taluni casi la diminuzione dei flussi di corrente, sul presupposto di una pretesa nocività per la salute delle emissioni elettromagnetiche.

Nel corso del 2005 ci sono state da parte del Tribunale di Firenze e del Tribunale di Padova due pronunce favorevoli al GRTN in quanto il tribunale adito ha respinti i ricorsi di parte attrice per domande di accertamento di danni alla salute generato da campi elettromagnetici.

Distacchi di carico

A fronte di un centinaio di richieste di risarcimento danni per i distacchi di carico operati il 26 giugno 2003, ad oggi è stata effettivamente notificata al GRTN una sola causa di risarcimento danni.

Dispacciamento

Relativamente a tale materia, nell'esercizio 2004 era pendente solo un giudizio relativo all'annullamento degli artt.19 e 20 dell'Al. A della Delibera AEEG 168/03. Il ricorso aveva per oggetto la presunta illegittimità dell'ordine di priorità del dispacciamento laddove prevedeva una condizione più favorevole per gli impianti CIP 6. La causa era di valore indeterminabile in quanto non era dato conoscere il numero delle ore nell'anno in cui gli impianti del ricorrente potrebbero essere stati pretermessi dagli impianti CIP 6. In relazione a tale causa il TAR Lombardia (IV sezione) con dispositivo n. 80/2005 depositato il 2 marzo 2005 ha respinto il ricorso proposto (nel corso dell'anno 2004) da AEM SpA e AEM Trading Srl per l'annullamento della Delibera 168/03 dell'AEEG.

Con riferimento alla materia dello STOVE con i Decreti n. 506/2005 e 507/2005, il Presidente della IV sezione Lombardia del TAR ha dichiarato improcedibili i due giudizi promossi da Enipower S.p.A. relativi alla richiesta di annullamento della Delibera 67/03 e della relativa nota del GRTN.

Risarcimenti per il "blackout"

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.

Alla data del 30 marzo 2006 risultano notificate 8.657 cause per richieste di risarcimento danni, cui si devono aggiungere le quasi 3.000 lettere pervenute aventi ad oggetto la richiesta di rimborsi forfetari. Dei procedimenti fino ad oggi definiti con sentenza, in 356 casi il GRTN è risultato soccombente ed ha proposto appello contro tali sentenze.

L'eventuale ulteriore adozione di pronunce sfavorevoli al GRTN potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili; concorre a tale situazione la circostanza che mancano ancora circa tre anni per la prescrizione del diritto al risarcimento ed è quindi potenzialmente possibile che vengano promosse ulteriori nuove azioni di risarcimento.

Al riguardo si segnala che:

- 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;
- alle società di distribuzione, in primo luogo Enel Distribuzione SpA, 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.

Costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti la 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, sulla base del quadro regolatorio vigente se non riferite a componenti specifiche di remunerazione del GRTN, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

CONTO ECONOMICO**VALORE DELLA PRODUZIONE – EURO 10.111.660 MILA****Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 9.916.284 mila**

La composizione del saldo al 31 dicembre 2005 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori del precedente esercizio sono qui di seguito illustrati:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
<u>Vendita energia:</u>			
- a società del Gruppo	3.473.827	5.067.406	(1.593.578)
- a terzi	950.023	3.155.041	(2.205.018)
Totale	4.423.850	8.222.446	(3.798.596)
<u>Corrispettivi per attività di trasporto:</u>			
- corrispettivo di trasporto Delibera 5/04	829.600	1.028.193	(198.593)
- corrispettivo di misura dell'energia Delibera 5/04	6.239	6.470	(231)
- corrispettivo di trasporto Delibera 15/05	4.773	-	4.773
Totale	840.612	1.034.663	(194.051)
<u>Corrispettivi di dispacciamento:</u>			
- società del Gruppo	759.808	703.010	56.798
- terzi	760.840	661.806	109.036
Totale	1.520.648	1.354.815	165.833
<u>Altri ricavi energia</u>			
- società del Gruppo	-	1.660	(1.660)
- a terzi	110.051	281.218	(171.167)
Totale	110.051	282.878	(172.827)
<u>Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico</u>	3.021.123	2.386.357	634.766
Totale	9.916.284	13.281.159	(3.364.875)

Si segnala, ai fini della comparazione tra i due esercizi, che per effetto del trasferimento a TERNA delle attività di trasmissione e dispacciamento, i valori economici del 2005 relativi a tali partite si riferiscono ai soli primi 10 mesi dell'anno. Tale condizione giustifica la consistente riduzione rispetto all'anno precedente del totale della voce di bilancio.

Le voci di ricavo che invece sono confrontabili con l'esercizio passato, in quanto relative allo stesso arco temporale, si riferiscono alle attività di compravendita CIP 6.

Per tale aspetto si segnala che:

- nell'ambito delle "Vendita energia" è rilevato per Euro 3.046.169 mila l'ammontare dei ricavi per vendita energia CIP 6 al GME effettuata sul MGP;
- nell'ambito della voce "Altri ricavi energia" è compreso per Euro 96.875 mila il valore per la vendita dei certificati verdi (il valore dello scorso esercizio è stato pari a Euro 160.284 mila);
- il valore della voce "Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico" pari a Euro 3.021.123 mila si incrementa rispetto all'esercizio precedente per Euro 634.766 mila. Tale variazione è riconducibile principalmente all'incremento previsto nell'esercizio corrente dei costi per acquisto energia CIP 6 a seguito della variazione positiva dei prezzi di acquisto legata all'andamento del costo dei combustibili pari a Euro 812 mila. L'importo dei contributi è stato

ridotto di Euro 135.399 mila a seguito del disposto della delibera AEEG 79/06, come già ampiamente commentato nella relazione sulla gestione.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni – Euro 5.119 mila

La voce si riferisce alla capitalizzazione del costo del personale interno impegnato in attività di sviluppo nell'area informatica, nel dispacciamento e in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione; si incrementa di Euro 403 mila rispetto all'esercizio 2004, per la più intensa attività svolta su specifici progetti.

Altri ricavi e proventi – Euro 190.258 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Sopravvenienze attive:			
- verso terzi:			
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio Delibera 27/03	70.065	8.270	61.795
- Corrispettivi dispacciamento Delibera 48/04	44.636	-	44.636
- Acquisti energia fonti rinnovabili (CIP 6)	6.133	2.246	3.887
- Corrispettivo di trasporto Delibera 05/04	5.975	27.352	(21.377)
- Altre	191	8.217	(8.026)
Totale	127.000	46.085	80.915
- verso società del gruppo:			
- Corrispettivi dispacciamento Delibera 48/04	47.743	-	47.743
- Rettifiche prezzi su fatturazione (CIP 6)	3.690	-	3.690
- Sopravvenienze attive D.lgs. 387/03 AU	847	-	847
Totale	52.280	-	52.280
Proventi per riaddebiti costi a operatori esteri	-	7.285	(7.285)
Ricavi per prestazioni e servizi vari:			
- a società del gruppo	4.804	5.010	(206)
- a terzi	1.966	1.576	390
Totale	6.770	6.586	(22)
Altri ricavi	4.208	89	4.119
Totale	190.258	60.045	130.213

La voce sopravvenienze attive si riferisce principalmente agli esiti dell'attività di conguaglio effettuata nel corso dell'anno delle partite relative ai contratti di bilanciamento e scambio (Delibera 27/03 e succ.) ed alle partite di dispacciamento (Delibera 48/04). I conguagli discendono dai meccanismi previsti dalle citate deliberazioni che, ad una fase di fatturazione in acconto, ne prevedevano una successiva di definizione delle partite economiche basata sulla misurazione fisica delle energie.

Tali sopravvenienze devono essere considerate congiuntamente ai corrispondenti valori delle sopravvenienze passive in quanto attinenti gli stessi fenomeni, in particolare:

- i corrispettivi per bilanciamento e scambio si riferiscono al periodo ante “mercato elettrico” regolamentato con le Delibere 36/02 e 27/03 fino al 31 marzo 2004. Tale importo trova speculare contrapposizione nell’ambito delle sopravvenienze passive;
- i corrispettivi di dispacciamento Delibera 48/04, riferiti al periodo successivo al 31 marzo 2004, ammontano a Euro 92.379 mila e si contrappongono a valori, complessivamente di pari ammontare, rilevati tra le sopravvenienze passive sia verso terzi che società controllate;
- i ricavi relativi alla energia CIP 6 (Euro 9.823 mila) rientrano, unitamente agli oneri CIP 6 rilevati nelle sopravvenienze passive (Euro 37.097 mila), nella gestione della compravendita energia da fonte rinnovabile i cui oneri netti trovano copertura attraverso la componente tariffaria “A3” ;
- i ricavi per corrispettivo di trasporto Delibera 05/04 si riferiscono a rettifiche integrative relative all’anno 2004 e trovano anch’esse una contrapposizione nell’ambito delle sopravvenienze passive. I ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e a società del gruppo, complessivamente pari a Euro 6.770 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 10.233.721 MILA

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Euro 8.527.609 mila

La composizione di tale voce e le variazioni rispetto all’anno 2004 sono esposte nel seguente prospetto:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Acquisto energia:			
- da società del Gruppo	604.423	3.968.647	(3.364.224)
- da terzi:			
Acquisti energia c.d. "CIP 6" e altri oneri	6.148.973	5.409.177	739.796
Acquisti su mercato servizi di dispacciamento (MSD)	1.493.711	1.434.125	59.586
Acquisti di energia sul mercato elettrico	279.977	651.110	(371.133)
Totale	7.922.661	7.494.412	428.249
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	525	484	41
Totale	8.527.609	11.463.543	(2.935.934)

Si segnala, ai fini della comparazione tra i due esercizi, che per effetto della cessione a TERNA delle attività di trasmissione e dispacciamento, i valori economici del 2005 delle relative partite si riferiscono ai soli primi 10 mesi dell’anno.

Tale condizione, unitamente al diverso ruolo che il GRTN ha avuto nell’esercizio 2004, nel corso del quale ha svolto solo a partire dal 1° aprile il ruolo di unico acquirente dell’energia sul mercato elettrico, oltre a giustificare la riduzione del totale della voce di bilancio rende poco significativo un puntuale commento delle singole variazioni.

Le voci di costo che invece sono confrontabili con l'esercizio passato, in quanto relative allo stesso arco temporale, si riferiscono alle attività di compravendita CIP 6.

In tale ambito si rileva che i costi complessivi inerenti gli acquisti di energia CIP 6 si incrementano globalmente di Euro 739.796 mila a seguito principalmente dell'incremento che si è verificato nell'esercizio corrente dei costi medi di acquisto in conseguenza della variazione positiva dei valori di riferimento legata ai combustibili.

Per servizi - Euro 637.809 mila

La voce, di seguito dettagliata, si riduce nel totale per effetto del già citato trasferimento di attività di trasmissione e dispacciamento. Enucleando tali attività si rileva un sostanziale allineamento delle altre voci diverse dall'energia con i valori dello scorso esercizio.

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Costi per acquisto servizi relativi all'energia:			
- sul mercato elettrico:			
- a terzi	561.304	591.209	(29.905)
- a società del Gruppo	53.770	42.305	11.465
Totale	615.074	633.514	(18.440)
- per oneri per servizio di dispacciamento ante "mercato elettrico"	-	50.703	(50.703)
- per l'interconnessione con l'estero	-	3.202	(3.202)
Totale	615.074	687.419	(72.345)
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia:			
Servizi per il personale	3.088	3.216	(128)
Vigilanza	2.524	2.865	(341)
Prestazioni e consulenze professionali	3.732	3.541	191
Prestazioni per attività informatiche	2.967	2.589	378
Trasmissione dati	1.376	1.611	(235)
Immagine e comunicazione	1.889	1.454	415
Manutenzioni e riparazioni	1.824	1.394	430
Spese per servizio di somministrazione di lavoro (ex lavoro interinale)	392	1.111	(719)
Telefoniche	778	813	(35)
Emolumenti amministratori e sindaci	1.050	665	385
Pulizia	609	592	17
Servizi diversi da società controllate	327	122	205
Altri servizi	2.199	1.944	255
Totale	22.735	21.917	818
Totale	637.809	709.336	(71.527)

Gli emolumenti e le quota di contributo a carico dell'azienda per compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione è pari a Euro 975 mila e per i componenti del Collegio Sindacale è pari a Euro 75 mila.

Per godimento beni di terzi – Euro 768.656 mila

La voce è di seguito dettagliata:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari RTN	706.227	904.287	(198.060)
- <i>Corrispettivo di trasporto - Delibera 05/04 - Quota terzi</i>	655.916	837.141	(181.225)
- <i>Corrispettivo di trasporto - Delibera 05/04 - Produttori</i>	50.311	67.146	(16.835)
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO - CBT	59.587	61.121	(1.534)
Affitti e locazione di beni immobili	1.777	1.868	(91)
Veicoli a noleggio	919	838	81
Altri noleggi	146	303	(157)
Totale	768.656	968.417	(199.761)

I valori si riferiscono essenzialmente ai costi per la remunerazione ai proprietari della RTN e a quella dovuta agli operatori del sistema di trasmissione TSO europei. La significativa contrazione (Euro 199.761 mila) è dovuta al ridotto periodo di riferimento dell'anno 2005 per effetto della citata cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Per il personale – Euro 51.213 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2005 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2005	Consistenza al 31.12.2005	Consistenza al 31.12.2004
- Dirigenti	51	20	60
- Quadri	202	60	227
- Impiegati	429	122	484
Totale	682	202	771

Il costo del lavoro si riduce di Euro 4.938 mila rispetto allo scorso esercizio (Euro 56.152 mila) a seguito della riduzione negli organici avvenuta in conseguenza del trasferimento di personale per effetto della cessione di ramo di azienda.

Ammortamenti e svalutazioni – Euro 15.403 mila

Le quote di ammortamento, calcolate secondo le modalità indicate nel commento delle immobilizzazioni pari complessivamente a Euro 11.552 mila, riguardano per Euro 5.767 mila quelle immateriali e per Euro 5.785 mila quelle materiali. Si riducono rispetto allo scorso esercizio di circa Euro 3.425 mila a seguito del trasferimento delle attività comprese nel ramo di azienda ceduto. 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 3.852 mila.

Accantonamenti per rischi – Euro 17.749 mila

Gli accantonamenti ai fondi, dettagliatamente commentati nell'ambito del passivo, sono stati definiti tenendo conto anche del contesto determinato dal DPCM 11 maggio 2004 che ha escluso dal trasferimento a TERNA gli eventuali oneri e i relativi stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere fino alla data di efficacia del trasferimento.

Oneri diversi di gestione – Euro 215.282 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
- verso terzi:			
- Oneri per contratti di bilanciamento e scambio Delibera 27/03	70.065	8.270	61.795
- Acquisto energia da fonti rinnovabili (CIP 6) anni precedenti	37.097	14.793	22.304
- Oneri Delibera 48/04	36.696	-	36.696
- Oneri per reintegrazione costi generazione	6.900	-	6.900
- Corrispettivo di trasporto - Delibera 05/04	5.182	20.552	(15.370)
- Altre	2.028	42.552	(40.524)
Totale	157.968	86.167	71.801
- verso società del gruppo oneri Delibera 48/04	55.566	-	55.566
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti enti, ecc.	354	297	57
Imposte e tasse comunali	301	294	7
Spese di rappresentanza	313	178	135
Contributi diversi	256	168	88
Giornali, libri, riviste ecc.	175	192	(17)
Altri oneri	349	216	133
Totale	215.282	87.512	127.770

L'incremento della voce pari ad Euro 127.770 mila rispetto al precedente esercizio è dovuto alla presenza di sopravvenienze derivanti dall'avvio avvenuto nell'anno delle attività di conguaglio relativa agli anni passati così come già commentato nell'ambito delle sopravvenienze attive cui si rimanda.

La voce rilevata come sopravvenienza passiva per "Acquisto energia da fonti rinnovabili CIP 6" si riferisce ad acquisti di energia di anni precedenti la cui copertura è costituita da contributi della CCSE componente A3.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – EURO 7.597 MILA

Il dettaglio della voce è il seguente:

Altri proventi – Euro 14.590 mila

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	12.463	5.518	6.945
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	1.222	1.452	(230)
Interessi su prestiti a dipendenti	25	27	(2)
Altri interessi	880	6	874
Totale	14.590	7.003	7.587

Rispetto al precedente esercizio si rileva un aumento pari ad Euro 7.587 mila dovuto principalmente all'incremento degli interessi attivi sui depositi bancari per effetto di maggiori disponibilità liquide registrate nel corso dell'anno che derivano principalmente da partite relative all'attività di dispacciamento e di gestione della RTN, in attesa di decisioni da parte dell'AEEG circa la loro destinazione, e dall'operazione di cessione a TERNA del ramo di azienda.

Interessi e altri oneri finanziari – Euro 6.993 mila

La voce è così composta:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Interessi di mora su ritardati versamenti maggiorazione e altro	5.288	42	5.246
Commissioni su fidejussioni bancarie a favore dell'Amministrazione Finanziaria	1.398	-	1.398
Interessi passivi su mutui	300	374	(74)
Altri interessi passivi	7	-	7
Interessi su finanziamenti a breve termine	-	181	(181)
Totale	6.993	597	6.396

Rispetto al precedente esercizio si incrementa per Euro 6.396 mila principalmente per effetto degli interessi di mora su ritardati versamenti di maggiorazioni a favore della CCSE (Euro 4.920 mila) e per le commissioni su fidejussioni bancarie (Euro 1.398 mila) emessa a favore dell'Amministrazione Finanziaria a garanzia del credito IVA esistente negli esercizio precedente recuperato tramite le opportune azioni poste in essere dalla società come ad esempio il ricorso al regime dell'IVA di gruppo.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI – EURO 132.652 MILA

I proventi straordinari ammontano a Euro 138.655 mila derivano principalmente dalla plusvalenza da cessione del ramo di azienda alla società TERNA (Euro 135.399 mila) in accordo al DPCM 11 maggio 2004.

Gli oneri straordinari pari a Euro 6.003 mila (Euro 2.946 mila nel 2004) sono composti principalmente dall'accantonamento di fine esercizio all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti (Euro 5.000 mila). Tale accantonamento si è reso necessario a seguito dell'esigenza di ristrutturazione organizzativa nascente sia dalla cessione del ramo d'azienda sia dalla focalizzazione sulle nuove attività da svolgere.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO, CORRENTI, DIFFERITE E ANTICIPATE - EURO 13.393 MILA

Il dettaglio della voce è il seguente:

<i>Euro mila</i>	2005	2004	Variazioni
Imposte correnti:			
Ires	11.700	5.980	5.720
Irap	-	4.700	(4.700)
Imposte differite	(727)	-	(727)
Imposte anticipate	2.420	(2.420)	4.840
Totale	13.393	8.260	5.133

L'incremento complessivo della voce è dovuto principalmente alla presenza degli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ripresi a tassazione nell'esercizio. Non sono state prudenzialmente calcolate imposte anticipate non ricorrendo i presupposti di ragionevole certezza del loro recupero attraverso il conseguimento di utili fiscali negli esercizi futuri nei quali saranno recuperate le differenze temporanee in aumento effettuate in sede di dichiarazione dei redditi in questo e nei precedenti esercizi.

La riconciliazione tra l'onere fiscale da bilancio ed onere teorico è evidenziata nei seguenti prospetti:

Euro mila

RICONCILIAZIONE IRES	IMPONIBILE	IRES
Risultato d'esercizio prima delle imposte	18.188	
IRES TEORICA (aliquota 33%)		6.002
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	(185)	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	24.271	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(10.384)	
Differenze che non si riverteranno negli esercizi successivi	3.564	
Imponibile fiscale IRES	35.454	
Totale IRES		11.700

o

o o

Per quanto riguarda i "Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione " si rimanda alla Relazione sulla gestione.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO - GRTN S.P.A.

Relazione del Collegio Sindacale all'assemblea dei soci

ai sensi dell'art. 2429 del Codice civile

All'Assemblea Azionisti della società **GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO - GRTN SpA**

Signor Azionista,

nel corso dell'esercizio chiuso il 31/12/2005 l'attività del Collegio è stata ispirata alle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare il Collegio:

- nel corso dell'esercizio ha 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 ha rilevato violazioni degli adempimenti civilistici o statutari né sono state deliberate azioni manifestamente imprudenti tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha 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 ha osservazioni particolari da riferire;
- ha tenuto riunioni con il soggetto incaricato del controllo contabile e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere



evidenziati nella presente relazione;

- ha acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni dai responsabili delle Direzioni e dagli amministratori, e a tale riguardo non ha 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.

Il Collegio ha esaminato il progetto di bilancio d'esercizio della società al 31/12/2005 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 26 aprile 2006.

Lo stato patrimoniale evidenzia un utile dell'esercizio di Euro 4.794.906 che si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE

Attivo

<i>Importi espressi in Euro</i>	<i>31 dicembre 2005</i>	<i>31 dicembre 2004</i>
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti	-	-
Immobilizzazioni	51.855.702	122.305.431
Attivo circolante	2.576.922.773	3.265.685.929
Ratei e risconti	93.507	371.449
TOTALE ATTIVO	2.628.871.982	3.388.362.809

Patrimonio netto e passivo

<i>Importi espressi in Euro</i>	<i>31 dicembre 2005</i>	<i>31 dicembre 2004</i>
Patrimonio netto		
<i>I Capitale</i>	26.000.000	26.000.000
<i>IV Riserva legale</i>	3.427.990	2.698.577
<i>VII Altre riserve</i>	55.211.427	51.564.368

<i>IX Utile (perdita) d'esercizio</i>	4.794.906	14.588.244
Totale Patrimonio netto	89.434.323	94.851.189
Fondo per rischi ed oneri	49.490.285	34.791.185
T.F.R. di lavoro subordinato	4.767.196	19.511.114
Debiti	2.363.101.828	3.100.311.815
Ratei e risconti	122.078.350	138.897.506
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	2.628.871.982	3.388.362.809

Conti d'ordine	40.859.195.696	40.136.862.066
----------------	----------------	----------------

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

CONTO ECONOMICO

<i>Importi espressi in Euro</i>	<i>31 dicembre 2005</i>	<i>31 dicembre 2004</i>
Valore della produzione	10.111.660.418	13.345.920.507
Costi della produzione	10.233.721.200	13.328.200.003
Differenza tra valore e costi di produzione	(122.060.782)	17.720.504
Proventi e oneri finanziari	7.597.018	6.406.204
Rettifiche di valore dell'attività finanziarie	-	-
Proventi e oneri straordinari	132.651.952	(1.278.464)
Risultato prima delle imposte	18.188.188	22.848.244
Imposte sul reddito	(13.393.282)	(8.260.000)
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	4.794.906	14.588.244

In merito all'esame del bilancio si riferisce quanto segue:

- non essendo demandato al Collegio il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, esso ha 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 ha osservazioni particolari da riferire;

71

- il Collegio ha verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non ha osservazioni particolari da riferire;
- per quanto a conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma quattro, c.c.;
- il Collegio ha verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è a conoscenza a seguito dell'espletamento dei propri doveri e non ha osservazioni al riguardo;
- si segnala, altresì, che il bilancio ha risentito del provvedimento emesso dall'AEEG (provvedimento n° 79 del 12 aprile 2006), i cui effetti contabili sono stati prudenzialmente imputati a conto economico. Il C.d.A., nella riunione del 26 aprile 2006, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di ricorrere nelle sedi competenti contro il sopra citato provvedimento.

Considerando anche le risultanze dell'attività svolta dall'organo di controllo contabile, si esprime parere favorevole alla approvazione del bilancio d'esercizio chiuso il 31/12/2005, così come redatto dagli Amministratori.

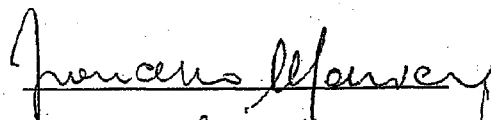
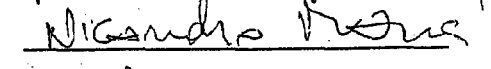
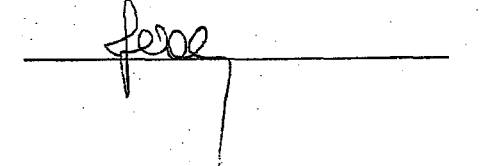
Roma, 2 maggio 2006

Il Collegio Sindacale

Presidente Dott. Francesco MASSICCI

Sindaco Rag. Nicandro MANCINI

Sindaco Dott. Silvano MONTALDO

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 DEL SISTEMA ELETTRICO - GRTN S.p.A.**

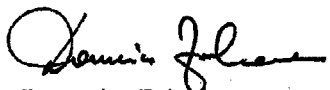
1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2005. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso 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 contenute 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 7 aprile 2005.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A. al 31 dicembre 2005 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.
4. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni:
 - in data 1 novembre 2005 è divenuto efficace il contratto di cessione 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 di trasmissione nazionale prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004. Come indicato nella relazione sulla gestione e nella nota integrativa, la comparabilità dei dati del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2005 rispetto a quelli dell'esercizio precedente è influenzata da tale operazione. Inoltre, il conto economico dell'esercizio riflette, nella voce "proventi straordinari", la plusvalenza derivante dalla cessione pari a Euro 135,4 milioni;

- come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con delibera n. 79 del 12 aprile 2006, ha ritenuto di destinare a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico il "controlvalore dell'avviamento" determinatosi in seguito alla citata cessione del ramo d'azienda alla Terna S.p.A.. Conseguentemente, ha disposto la riduzione dei contributi dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate spettanti al GRTN per l'anno 2005, inclusi tra i ricavi dell'esercizio, per un importo pari alla plusvalenza di Euro 135,4 milioni realizzata dalla cessione del ramo d'azienda. La Società intende ricorrere nelle sedi competenti al fine di verificare la legittimità della delibera sopra citata;
- la sezione della nota integrativa "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" contiene le informazioni sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia, per i quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi. Inoltre, come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione con riferimento alla citata cessione del ramo d'azienda, è stato stabilito che, in applicazione del DPCM dell'11 maggio 2004, GRTN tenga indenne Terna S.p.A. da eventuali oneri, di natura risarcitoria e sanzionatoria, che potranno derivare per le attività poste in essere dal GRTN fino alla data di efficacia del trasferimento.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Domenico Falcone
Socio

Roma, 2 maggio 2006

BILANCIO CONSUNTIVO

Schemi del bilancio di esercizio

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

Euro	Parziali		Totali		Variazioni
	al 31.12.2005		al 31.12.2004		
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI					
B) IMMOBILIZZAZIONI					
<i>I. Immateriali</i>					
1) Costi di impianto e di ampliamento	-		-		
2) Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	-		45.040		(45.040)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	690.721		6.387.080		(5.696.359)
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	12.069		15.032		(2.963)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	114.961		6.289.442		(6.174.481)
7) Altre	649.509		4.922.772		(4.273.263)
		1.467.260		17.659.360	(16.192.106)
<i>II. Materiali</i>					
1) Terreni e fabbricati	28.467.236		50.443.167		(20.975.931)
2) Impianti e macchinario	3.489.260		12.811.625		(9.322.366)
3) Attrezzature industriali e commerciali	41.795		213.890		(172.095)
4) Altri beni	1.886.010		10.010.862		(8.124.852)
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	-		13.352.787		(13.352.787)
		34.867.310		86.832.331	(51.965.021)
<i>III. Finanziarie</i>					
1) Partecipazioni in:					
a) imprese controllate	15.000.000		15.000.000		-
d) altre imprese	-		1.704.308		(1.704.308)
	15.000.000		16.704.308		(1.704.308)
		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
2) Crediti:					
d) verso altri	62.658	501.132	220.216	1.109.426	(608.294)
		501.132		1.109.426	(608.294)
			15.501.132	17.813.734	(2.312.602)
Totale Immobilizzazioni		51.855.702		122.305.431	(70.448.729)
		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
<i>I. Rimanenze</i>					
<i>II. Crediti</i>					
1) Verso clienti	333.670.775	1.239.980	1.295.863.815		(962.193.040)
2) Verso imprese controllate	725.880.917		1.222.476.071		(496.595.154)
4 bis) crediti tributari	6.827.894		50.962.929		(44.055.035)
4-ter) Imposte anticipate	-		2.420.000		(2.420.000)
5) Verso altri	6.037.011		5.103.088		933.923
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	859.594.707		415.369.320		444.195.387
			1.932.011.304	2.992.145.223	(1.060.133.919)
<i>III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni</i>					
6) altri titoli	150.879.142		-		150.879.142
		150.879.142		-	150.879.142
<i>IV. Disponibilità liquide</i>					
1) Depositi bancari e postali	494.025.528		273.520.624		220.504.704
3) Danaro e valori in cassa	6.799		19.682		(13.083)
		494.032.327		273.540.706	220.491.621
Totale attivo circolante		2.576.922.773		3.265.685.929	(688.763.156)
D) RATEI E RISCONTI					
Risconti attivi	93.507		371.449		(277.942)
Totale ratei e risconti		93.507		371.449	(277.942)
TOTALE ATTIVO		2.628.871.982		3.388.362.809	(759.490.827)

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

PASSIVO

Euro	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totale	Parziali	Totale	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. <i>Capitale</i>		26.000.000		26.000.000	-
IV. <i>Riserva legale</i>		3.427.990		2.698.577	729.413
VII. <i>Altre riserve:</i>					
<i>Riserva da conferimento</i>		291.393		291.393	-
<i>Riserva disponibile</i>		54.820.033		51.272.972	3.547.061
<i>Riserva da arrotondamento</i>		1		3	(2)
IX. <i>Utile dell'esercizio</i>		4.794.906		14.588.244	(9.793.338)
Totale Patrimonio Netto		89.434.323		94.851.189	(5.416.866)
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		442.633	1.145.630		(702.997)
2) Per imposte, anche differite		212.793	939.511		(726.718)
3) Altri		46.834.859	32.706.044		16.128.815
Totale fondi per rischi ed oneri		49.490.285	34.791.185		14.699.100
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO					
		4.767.198		19.511.114	(14.743.916)
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		
D) DEBITI					
4) Debiti verso banche	12.911.422	12.911.422	12.911.422	12.911.422	-
7) Debiti verso fornitori		1.943.364.480		2.055.069.645	(112.635.165)
9) Debiti verso imprese controllate		248.435.847		626.269.648	(577.833.801)
12) Debiti tributari		83.714.232		2.412.318	81.301.914
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		755.252		2.456.937	(1.701.685)
14) Altri debiti		56.119.802		6.184.147	51.935.655
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		15.800.793		194.077.666	(178.276.905)
Totale debiti		2.383.101.828		3.100.311.815	(737.209.987)
E) RATEI E RISCOINTI					
Ratei passivi		142.252		175.467	(33.215)
Risconti passivi		121.936.098		138.722.036	(16.785.941)
Totale ratei e risconti		122.078.350		138.897.506	(16.819.156)
TOTALE PASSIVO		2.539.437.659		3.293.511.820	(754.073.961)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		2.628.871.982		3.388.362.809	(759.490.827)
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		45.930.847		502.643.821	(456.712.974)
Altri Conti d'ordine		40.813.264.849		39.634.218.245	1.179.046.604
Totale conti d'ordine		40.859.195.696		40.136.862.066	722.333.630

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO

Euro	2005		2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	9.916.283.677		13.281.158.837		(3.364.875.160)
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119.174		4.716.218		402.956
5) Altri ricavi e proventi	190.257.567		60.045.452		130.212.115
Totale valore della produzione		10.111.660.418		13.345.920.507	(3.234.260.089)
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		8.527.808.683		11.463.542.991	(2.935.934.308)
7) Per servizi		637.808.510		709.336.149	(71.527.639)
8) Per godimento di beni di terzi		788.855.849		968.416.943	(199.761.094)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	36.631.249		40.767.618		(4.136.369)
b) Oneri sociali	10.082.571		10.720.856		(638.085)
c) Trattamento di fine rapporto	2.968.507		3.162.336		(163.829)
d) Trattamento di quiescenza e simili	170.087		153.208		16.856
e) Altri costi	1.330.948		1.347.693		(16.745)
		51.213.342		56.151.511	(4.938.169)
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.766.588		7.076.736		(1.310.148)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	5.764.736		7.900.449		(2.115.713)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni					
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibili a liquide	3.851.824		18.603.526		(14.751.702)
		15.403.148		33.580.711	(18.177.563)
12) Accantonamenti per rischi		17.749.297		6.971.398	8.777.899
13) Altri accantonamenti		-		687.796	(687.796)
14) Oneri diversi di gestione		215.282.371		87.512.504	127.769.867
Totale costi della produzione		10.233.721.200		13.328.200.003	(3.094.478.803)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(122.060.782)		17.720.504	(139.781.286)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	25.320		26.821		(1.501)
c) proventi diversi dai precedenti:					
- da imprese controllate	-		438		(436)
- altri	14.584.344		6.976.405		7.587.939
		14.589.664		7.003.664	7.586.000
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	6.992.646		597.460		6.395.186
		6.992.646		597.460	6.395.186
Totale Proventi e oneri finanziari		7.597.018		6.406.204	1.190.814
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- plusvalenza da cessione	135.398.920		-		135.398.920
- vari	3.258.071		1.667.075		1.588.996
		138.654.991		1.667.075	136.987.916
21) Oneri:					
- vari	6.003.039		2.945.539		3.057.500
		6.003.039		2.945.539	3.057.500
Totale delle partite straordinarie		132.651.952		(1.278.464)	133.930.416
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		18.188.186		22.848.244	(4.660.058)
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(13.393.282)		(6.280.000)	(5.113.282)
23) Utile dell'esercizio		4.794.906		14.568.244	(9.793.338)

BILANCIO CONSOLIDATO

Relazione sulla gestione

SINTESI DEI RISULTATI

Relativamente gli elementi descrittivi caratterizzanti la gestione delle società del Gruppo e ai maggior eventi dell'anno 2005, si fa riferimento ai contenuti della Relazione sulla gestione del Bilancio civilistico della Capogruppo, mentre viene di seguito indicata la sintesi dei risultati economico-finanziari del Gruppo.

Come già ampiamente evidenziato nei commenti del Bilancio civilistico, si precisa che alcuni fenomeni economici si riferiscono solo ai primi dieci mesi dell'esercizio 2005, poiché in data 31 ottobre 2005 - in attuazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ("DPCM") dell'11 maggio 2004 - è avvenuta la cessione del ramo d'azienda e delle attività relative alla trasmissione e dispacciamento alla società TERNA. Pertanto il confronto tra l'esercizio 2005 e l'esercizio 2004 potrebbe non essere omogeneo.

La gestione economica per l'esercizio 2005 del Gruppo è sintetizzata nel seguente prospetto:

<i>Euro mila</i>			
CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	2005	2004	Variazioni
Valore della produzione:			
- Vendite e prestazioni	23.650.049	16.313.870	7.336.179
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119	4.716	403
- Altri ricavi e proventi	261.671	55.104	206.567
Totale valore della produzione	23.916.839	16.373.690	7.543.149
Costi operativi :			
- Acquisti	22.083.464	14.463.246	7.620.218
- Servizi	776.215	670.060	106.155
- Canoni proprietari RTN e altri canoni	768.733	965.408	(196.675)
- Costo del lavoro	59.735	61.900	(2.165)
- Altri costi operativi	281.001	135.260	145.741
Totale costi operativi	23.969.148	16.295.874	7.673.274
Margine operativo lordo	(52.309)	77.816	(130.125)
- Ammortamenti e svalutazioni	19.614	36.888	(17.274)
- Accantonamento per rischi	37.137	17.459	19.678
Risultato operativo	(109.060)	23.469	(132.529)
- Proventi finanziari netti	12.072	9.839	2.233
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	(96.988)	33.308	(130.296)
- Proventi (Oneri) straordinari netti	132.690	(2.863)	135.553
Risultato ante imposte	35.702	30.445	5.257
- Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(14.903)	(9.310)	(5.593)
Utile del Gruppo	20.799	21.135	(336)

Il volume dei ricavi delle vendite si incrementa di Euro 7.336.179 mila rispetto all'esercizio 2004 per effetto principalmente del più lungo periodo di operatività dei meccanismi relativi al "mercato

elettrico" avviato nell'anno 2004. Difatti nello scorso esercizio le attività su tale mercato sono state svolte a partire dal 1 aprile, quindi per un periodo di nove mesi rispetto ai 12 mesi del 2005. L'ammontare di Euro 23.650.049 mila indicato si riferisce:

- alle vendite di energia effettuate verso le aziende di distribuzione Euro 11.821.133 mila;
- ai ricavi per contratti differenziali sottoscritti ai fini della copertura contro il rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia Euro 2.051.448 mila;
- alle vendite agli altri operatori elettrici effettuate sul MGP e MA Euro 4.082.520 mila;
- ai contributi da CCSE a copertura degli oneri netti relativi alla compravendita di energia CIP 6 Euro 3.021.123 mila. Si segnala che tali contributi per effetto della Delibera della AEEG 79 del 12 aprile 2006 sono stati ridotti di Euro 135.399 mila, pari al valore della plusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda a TERNA;
- ai corrispettivi di trasporto CTR pari a Euro 829.600 mila destinati alla remunerazione del servizio di trasporto;
- ai componenti per il servizio di dispacciamento pari a Euro 760.840 mila.

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, che si incrementa rispetto al precedente esercizio di Euro 206.567 mila, si riferisce quasi esclusivamente a sopravvenienze attive che trovano contrapposizione nell'ambito di sopravvenienze passive, ricomprese nella voce altri costi operativi, in quanto riferite a partite economiche correlate. Tali partite sono riferibili principalmente alle componenti di dispacciamento e a quelle derivanti dalle attività di compravendita energia CIP 6 come dettagliatamente descritto nella Nota integrativa a cui si rimanda.

Nell'ambito dei costi operativi una funzione rilevante è stata svolta dal GME che come controparte ha acquistato energia per Euro 10.312.411 mila sul MGP e MA con un consistente incremento rispetto allo scorso esercizio (Euro 5.820.829 mila), riconducibile come già citato alla piena operatività della Borsa Elettrica. Sempre nella stessa voce sono ricompresi (Euro 6.148.973 mila) i costi relativi agli acquisti di energia CIP 6 che si incrementano rispetto allo scorso anno (Euro 739.796 mila) a seguito dell'aumento del costo unitario medio relativo alla componente "costo evitato di combustibile". Il residuo è riferibile agli acquisti di energia effettuati da AU e regolati da contratti bilaterali (Euro 3.847.817 mila) e agli acquisti di energia per esigenze di dispacciamento (Euro 1.493.711 mila).

Nell'ambito della voce 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.

La voce canoni proprietari di RTN rileva l'onere per la remunerazione della RTN oltre che le quote da corrispondere ai gestori esteri in base all'accordo ETSO – CBT; il decremento è dovuto al periodo di riferimento più ridotto rispetto allo scorso esercizio.

Il costo del lavoro si riferisce ad una consistenza media del personale del Gruppo pari a 801 risorse (la consistenza al 31.12.2004 era di 855 risorse) in riduzione rispetto al 2004 (-54 risorse).

Nei costi operativi sono incluse sopravvenienze passive per circa Euro 278.846 mila che si bilanciano sia con le sopravvenienze attive che con componenti specifiche di ricavo destinate, sulla base del quadro regolatorio vigente, alla loro copertura (oneri acquisti energia CIP 6 coperti da contributi CCSE – A3).

Il margine operativo lordo sconta gli effetti della Delibera della AEEG 79 del 12 aprile 2006 e risulta quindi negativo per Euro 52.309 mila. Il risultato operativo a fronte di ammortamenti e accantonamenti pari a Euro 56.751 mila risulta negativo per Euro 109.060 mila.

I proventi straordinari netti (Euro 132.690 mila) sono composti principalmente dalla plusvalenza realizzata dalla cessione del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento al netto degli oneri relativi all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti (Euro 5.000 mila) e ad altre partite minori.

La voce imposte sul reddito dell'esercizio comprende imposte correnti (Euro 14.180 mila), imposte differite passive (-Euro 727 mila) e imposte anticipate (Euro 1.450 mila).

Il risultato di esercizio di gruppo ammonta a Euro 20.799 mila.

La situazione patrimoniale del Gruppo esistente al 31 dicembre 2005 è sintetizzata nel seguente prospetto:

Euro mila

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO	al 31 dicembre 2005	al 31 dicembre 2004	Variazioni
IMMOBILIZZAZIONI NETTE			
- immobilizzazioni immateriali	4.523	22.611	(18.088)
- immobilizzazioni materiali	37.219	88.803	(51.584)
- immobilizzazioni finanziarie:			
* partecipazioni in altre imprese	-	1.704	(1.704)
* altri crediti	729	1.257	(528)
Totale	42.471	114.375	(71.904)
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
- crediti verso clienti	3.868.393	3.097.380	771.013
- credito verso CCSE	842.554	338.966	503.588
- ratei, risconti attivi e altri crediti	8.122	6.773	1.349
- debiti verso fornitori	(4.928.166)	(3.496.808)	(1.431.358)
- ratei, risconti passivi e altri debiti	(284.713)	(151.997)	(132.716)
- crediti/(debiti) tributari per IVA e altre imposte	(76.143)	49.594	(125.737)
- debito verso CCSE per anticipazione IVA	-	(132.373)	132.373
Totale	(569.953)	(288.465)	(281.488)
FONDI DIVERSI	(80.741)	(62.990)	(17.751)
CAPITALE INVESTITO NETTO	(608.223)	(237.080)	(371.143)
PATRIMONIO NETTO	113.569	102.981	10.588
INDEBITAMENTO/(DISPONIBILITA') FINANZIARIE NETTE			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- disponibilità liquide	(734.703)	(352.972)	(381.731)
Totale	(721.792)	(340.061)	(381.731)
COPERTURA	(608.223)	(237.080)	(371.143)

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

Si segnala che la rilevante riduzione del valore delle immobilizzazioni è determinata dalla cessione a TERNA degli asset relativi alle attività di trasmissione e dispacciamento.

Il livello delle disponibilità liquide è legato essenzialmente alle risorse esistenti il 31 dicembre 2005 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.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2005 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario di gruppo.

Euro mila

RENDICONTO FINANZIARIO	2005
Disponibilità finanziarie nette iniziali	352.972
Flusso finanziario da (per) attività operativa	
Utile netto dell'esercizio	20.799
Ammortamenti	15.762
Incrementi/(decrementi) fondi	17.751
Altre variazioni	-
Totale	54.312
Variazione del capitale circolante netto	281.489
Flusso finanziario operativo	335.801
Flusso finanziario da (per) attività di investimento	
- Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(14.736)
- Investimenti in immobilizzazioni materiali	(16.815)
- Disinvestimenti/(Investimenti) in immobilizzazioni finanziarie	2.233
- Disinvestimenti	85.057
- Altre variazioni	403
Totale	56.142
Flusso finanziario da (per) attività di finanziamento	
- Pagamenti dividendi	(10.212)
Totale	(10.212)
Flusso finanziario del periodo	381.731
Disponibilità finanziarie nette finali	734.703

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2005 primo esercizio di formazione del rendiconto finanziario, si può rilevare che la generazione dei flussi finanziari (Euro 381.731 mila), si forma prevalentemente per effetto della variazione positiva del capitale circolante netto e agli effetti della cessione del ramo d'azienda.

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

Approvvigionamento energia elettrica

Con riferimento alle politiche di approvvigionamento dell'energia elettrica, oltre a quanto già segnalato nel bilancio della capogruppo, si segnala che al fine di minimizzare i costi di acquisto sono state poste in essere, specialmente a garanzia delle forniture al mercato vincolato, strategie di diversificazione negli approvvigionamenti e di copertura del rischio di volatilità dei prezzi di acquisto.

A tal fine è da segnalare che AU ha acquistato energia per un totale di circa 165,8 TWh attraverso i seguenti diversi canali:

- * Mercato del Giorno Prima: 139,2 TWh;
- * Importazione pluriennali: 14,4 TWh;
- * Importazioni annuali ed ex Delibera AEEG 85/04: 7,1 TWh;
- * Energia ex Delibera AEEG 34/05: 4,7 TWh;
- * Sbliancimento: 0,4 TWh.

Tra dicembre 2004 e gennaio 2005, sempre AU, ha organizzato quattro aste riguardanti contratti di copertura dal rischio di prezzo di borsa per l'approvvigionamento di energia nel 2005, con opzione di estensione della durata dei contratti stessi al 2006 ed al 2007.

La tipologia dei contratti adottati è stata quella di contratti differenziali "a una via" (anche definiti contratti "one way"), assimilabili ad opzioni, stipulati con controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico. Questi contratti impegnano la controparte a corrispondere ad AU la differenza, se positiva, tra prezzo di mercato (detto prezzo spot) e prezzo definito dal contratto (detto prezzo strike) in cambio della corresponsione, da parte di AU, di un premio in somma fissa.

Sono stati complessivamente offerti cinque differenti prodotti in banda, ciascuno dei quali con un diverso prezzo strike e premio, per tenere conto della varietà di combustibili utilizzati dagli impianti appartenenti al parco di produzione italiano; AU ha aggiudicato contratti, nell'insieme delle aste organizzate, a 16 controparti.

La prima asta, non ha dato luogo ad aggiudicazione poiché il costo della copertura è stato ritenuto eccessivamente oneroso.

Le successive tre procedure sono state le seguenti:

- asta del 22 dicembre 2004 ha consentito di aggiudicare contratti di copertura per un totale di 15.800 MW;
- asta del 28 dicembre 2004 ha assicurato una copertura aggiuntiva di 925 MW;
- asta del 28 gennaio 2005 ha portato all'aggiudicazione di contratti per ulteriori 1.000 MW.

Complessivamente, nel 2005 è stata quindi coperta dal rischio di fluttuazione del prezzo di borsa una quota di 17.725 MW. Il portafoglio è risultato composto da contratti il cui prezzo strike è indicizzato ad un paniere di combustibili fossili (carbone, greggio, olio combustibile).

Inoltre AU ha stipulato anche contratti differenziali a due vie nei quali l'obbligo di pagamento è posto alternativamente a carico dell'una o dell'altra parte, a seconda che il prezzo di mercato risulti inferiore o superiore al prezzo strike prefissato dal contratto stesso.

Mentre per contenere l'oscillazione del prezzo dei combustibili, derivante dai contratti differenziali in vigore AU ha stipulato contratti Swap sui prezzi dei combustibili.

Sempre nell'ottica di contenere i rischi di oscillazione dei prezzi GRTN ha stipulato dei contratti differenziali per la vendita sul mercato dell'energia CIP 6. Tali contratti, stipulati dalla società con controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico, prevedono principalmente l'obbligo di pagamento posto a carico dell'una o dell'altra parte a seconda che il prezzo di mercato risulti superiore o inferiore al prezzo di assegnazione.

L'assegnazione dei diritti per l'anno 2005 è avvenuta per una quota pari a 3.480 MW, ai clienti idonei del mercato libero, così come risultante dall'assegnazione pubblicata sul sito del GRTN in data 30 dicembre 2004. Il contratto, successivamente stipulato con gli assegnatari si intende perfezionato e vincolante fra le parti dalla stessa data di comunicazione della assegnazione dei diritti CIP 6: il prezzo di assegnazione costante per tutte le ore del 2005 era pari a 50 Euro/MWh.

Gli assegnatari dei diritti associati all'energia CIP 6 hanno ricevuto mensilmente dal GRTN il differenziale tra il prezzo unico nazionale ("PUN") e il prezzo di assegnazione.

La politica perseguita da GRTN tramite la stipula di tali contratti consiste nella stabilizzazione del rischio di prezzo, cioè nella copertura del rischio di oscillazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica in borsa.

Si segnala che ai sensi dell'articolo 5 del decreto del MAP del 24 dicembre 2004, con validità per l'anno 2005 (confermato per l'esercizio 2006 dall'articolo 5 del decreto del MAP del 5 dicembre 2005), al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società GRTN, l'AEEG include negli oneri di sistema (previsti dall'articolo 3, comma 13 del D.Lgs 79/99) i costi e i ricavi derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP 6. In virtù di tali disposizioni normative, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per GRTN, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa dell'energia CIP 6 si rifletterebbero sulla componente tariffaria A3 che alimenta il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Schemi del bilancio consolidato

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

ATTIVO

Euro mila	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI		-		-	-
B) IMMOBILIZZAZIONI					
<i>I. Immateriali</i>					
1) Costi di impianto e di ampliamento	16		22		(6)
2) Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità			45		(45)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	2.845		10.844		(7.999)
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	71		25		46
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	581		6.290		(6.709)
7) Altre	1.010		5.385		(4.375)
		4.523		22.611	(18.088)
<i>II. Materiali</i>					
1) Terreni e fabbricati	29.467		50.443		(20.976)
2) Impianti e macchinario	3.490		12.812		(9.322)
3) Attrezzature industriali e commerciali	42		214		(172)
4) Altri beni	4.193		11.847		(7.654)
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	27		13.487		(13.460)
		37.219		88.803	(51.584)
<i>III. Finanziarie</i>					
1) Partecipazioni in:					
d) altre imprese	-		1.704		(1.704)
	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		
2) Crediti:					
d) verso altri	84	729	234	1.257	(528)
			729	2.961	(2.232)
Totale Immobilizzazioni		42.471		114.375	(71.904)
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
<i>I. Rimanenze</i>					
<i>II. Crediti</i>					
1) Verso clienti		3.868.393	1.239	3.097.380	771.013
4 bis) crediti tributari		8.045		50.893	(42.838)
4-ter) Imposte anticipate	720	970		2.420	(1.450)
5) Verso altri		7.681		6.346	1.335
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		659.595		415.399	444.199
			4.744.664	3.572.428	1.172.256
<i>III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni</i>					
6) altri titoli		150.879		-	150.879
			150.879	-	150.879
<i>IV. Disponibilità liquide</i>					
1) Depositi bancari e postali		583.811		352.949	230.862
3) Danaro e valori in cassa		13		23	(10)
		583.824		352.972	230.852
Totale attivo circolante		5.479.387		3.925.400	1.553.987
D) RATEI E RISCOINTI					
- Risconti attivi		441		427	14
Totale ratei e risconti		441		427	14
TOTALE ATTIVO		5.522.299		4.040.202	1.482.097

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

PASSIVO

Euro milia	al 31.12.2005		al 31.12.2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale		26.000		26.000	-
IV. Riserva legale		3.835		2.699	1.136
VII. Altre riserve:					
Riserva da conferimento		291		291	-
Riserva disponibile		61.061		51.273	9.788
VIII. Utili portati a nuovo		1.583		1.583	-
IX. Utile del Gruppo		20.799		21.135	(336)
Patrimonio Netto Consolidato del Gruppo		113.569		102.981	10.588
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	466		1.146		(680)
2) Per imposte, anche differite	213		940		(727)
3) Altri	74.047		40.505		33.542
Totale fondi per rischi ed oneri		74.726		42.591	32.135
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO					
		6.015		20.399	(14.384)
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		
D) DEBITI					
4) Debiti verso banche	12.911	12.911	12.911	12.911	-
7) Debiti verso fornitori		4.928.186		3.496.808	1.431.358
12) Debiti tributari		85.158		3.709	81.449
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		1.129		2.757	(1.628)
14) Altri debiti		160.327		8.255	152.072
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		17.041		208.806	(191.765)
Totale debiti		5.204.732		3.733.246	1.471.486
E) RATEI E RISCONTI					
- Ratei passivi		149		186	(37)
- Risconti passivi		123.108		140.799	(17.691)
Totale ratei e risconti		123.257		140.985	(17.728)
TOTALE PASSIVO		5.408.730		3.937.221	1.471.509
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		5.522.299		4.040.202	1.482.097
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		2.956.931		502.644	2.454.287
Altri Conti d'ordine		40.817.035		41.587.905	(770.870)
Totale conti d'ordine		43.773.966		42.090.549	1.683.417

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Euro mila	2005		2004		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	23.650.049		16.313.870		7.336.179
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119		4.716		403
5) Altri ricavi e proventi	261.671		55.104		206.567
Totale valore della produzione		23.916.839		16.373.690	7.543.149
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		22.083.464		14.463.246	7.620.218
7) Per servizi		776.215		670.060	106.155
8) Per godimento di beni di terzi		768.733		968.447	(199.714)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	42.746		44.966		(2.220)
b) Oneri sociali	11.772		11.861		(89)
c) Trattamento di fine rapporto	3.438		3.459		(21)
d) Trattamento di quiescenza e simili	194		153		41
e) Altri costi	1.585		1.461		124
10) Ammortamenti e svalutazioni:		59.735		61.900	(2.165)
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	9.391		9.932		(541)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	6.371		8.326		(1.955)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni			28		(26)
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibilità liquide	3.852		18.604		(14.752)
		19.614		36.888	(17.274)
12) Accantonamenti per rischi		17.749		9.971	8.778
13) Altri accantonamenti		19.388		8.488	10.900
14) Oneri diversi di gestione		281.001		132.221	148.780
Totale costi della produzione		24.025.899		16.350.221	7.675.678
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(109.060)		23.469	(132.529)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	29		30		(1)
d) proventi diversi dai precedenti:					
- altri	19.046		10.415		8.631
		19.075		10.445	8.630
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	7.003		606		6.397
		7.003		606	6.397
Totale Proventi e oneri finanziari		12.072		9.839	2.233
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
		-		-	-
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- vari	3.324		84		3.240
- plusvalenza da cessione	135.399				135.399
21) Oneri:		138.723		84	138.639
- vari	6.033		2.947		3.086
		6.033		2.947	3.086
Totale delle partite straordinarie		132.690		(2.863)	135.553
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		35.702		30.445	5.257
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(14.903)		(9.310)	(5.593)
23) Utile del Gruppo		20.799		21.135	(336)

Nota Integrativa

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

La data di riferimento del Bilancio consolidato, il 31 dicembre 2005, è quella della società Capogruppo GRTN. 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. 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 GRTN e le due società AU e GME delle 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	Quota % possesso
Acquirente Unico SpA	Elettrico	Roma	7.500	100
Gestore del Mercato Elettrico SpA	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 2005 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del c.c., integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, i più significativi sono riportati nei punti seguenti. Inoltre si è tenuto conto delle modifiche e delle integrazioni ai principi contabili apportate dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC).

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 impianto e ampliamento aventi utilità pluriennale sono stati iscritti, previo consenso del Collegio Sindacale, e sono ammortizzati in un periodo di cinque anni.

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 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:

	Aliquote % economico-tec.
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 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 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 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.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo e il valore di mercato.

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 ed 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 ed 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

E' 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.

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo ed iscritti nell'attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

Dividendi

I dividendi sono contabilizzati nell'esercizio in cui l'Assemblea degli azionisti ne delibera la distribuzione.

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.

Strumenti finanziari di copertura

Ai fini della gestione della compravendita di energia CIP 6, la capogruppo e la controllata AU stipulano dei contratti derivati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato sulla Borsa elettrica di tale energia. Tali contratti sono posti in essere nello svolgimento della attività istituzionale della società e nel rispetto di quanto stabilito dai specifici Decreti ministeriali emanati annualmente.

I differenziali di prezzo negativi o positivi, relativi ai contratti stipulati, vengono registrati per competenza nel conto economico, rispettivamente fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

I differenziali di prezzo, negativi o positivi, relativi ai contratti alle differenze (ad una ed a due vie), stipulati a copertura dal rischio di oscillazione dei prezzi sulla Borsa elettrica, come pure i premi maturati ai sensi di contratto (per i soli CFD a una via), vengono registrati per competenza nel conto economico fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

Ai sensi dell'art. 2427 bis e dell'art. 2428 del Codice Civile sono state riportate in specifici paragrafi della Nota Integrativa informazioni rilevanti relative ai contratti di copertura sottoscritti dalla Società.

Più in particolare, si evidenzia che in una sezione specifica della Nota Integrativa sono compendiate le informazioni, relativamente a ciascuna tipologia di contratti differenziali in essere alla data di chiusura dell'esercizio, circa la valutazione a "fair value", calcolata alla stessa data, nonché i dati quantitativi rilevanti (in termini di sottostante e di nozionale).

Il valore corrente al 31.12.2005 dei contratti differenziali è, infine, appostato in una voce specifica dei Conti d'ordine.

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 2005 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI - EURO 42.471 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 4.523 mila

Il dettaglio della voce è il seguente:

<i>Euro mila</i>	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
Situazione al 31.12.2004							
Costo originario	31	75	28.856	43	6.290	13.316	48.611
Ammortamenti	(9)	(30)	(18.012)	(18)	-	(7.931)	(26.000)
Saldo al 31.12.2004	22	45	10.844	25	6.290	6.385	22.611
Movimenti esercizio 2005							
Incrementi	-	276	6.374	57	3.823	4.206	14.736
Passaggi in esercizio	-	859	1.034	-	(2.376)	483	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	(184)	-	(184)
Altre variazioni	-	-	-	-	(403)	-	(403)
Ammortamenti	(6)	(61)	(6.685)	(11)	-	(2.628)	(9.391)
Cessione ramo d'azienda della capogruppo:							
- Valore di bilancio	-	1.210	20.967	-	6.569	15.137	43.883
- Fondo ammortamento	-	(91)	(12.245)	-	-	(8.701)	(21.037)
Totale	-	1.119	8.722	-	6.569	6.436	22.846
Saldo movimenti dell'esercizio 2005	(6)	(46)	(7.999)	46	(5.709)	(4.376)	(18.088)
Situazione al 31.12.2005							
Costo originario	31	-	15.297	100	581	2.868	18.877
Ammortamenti cumulati	(15)	-	(12.452)	(29)	-	(1.858)	(14.354)
Saldo al 31.12.2005	16	-	2.845	71	581	1.010	4.523

Costi di impianto e di ampliamento - Euro 16 mila

Si riferiscono alle spese relative alla costituzione delle società controllate. La voce si è ridotta rispetto al precedente esercizio per effetto della quota di ammortamento dell'anno (Euro 6 mila).

Costi di ricerca di sviluppo e di pubblicità

La voce presenta saldo zero in quanto i cespiti esistenti a inizio anno e le acquisizioni successive sono stati interamente ceduti alla società TERNA.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno - Euro 2.845 mila

Gli incrementi (Euro 6.374 mila) dell'anno si riferiscono principalmente a:

- acquisto licenze software;
- software applicativo dedicato alla gestione del mercato elettrico;
- realizzazione interfaccia XML per il progetto Metering;
- sviluppo del software relativo ai criteri di valutazione della sicurezza.

All'incremento dell'anno si contrappone la riduzione che da un lato è dovuta alla cessione dei cespiti a TERNA da parte della capogruppo e dall'altro è relativa all'ammortamento dell'anno pari ad Euro 6.685 mila.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili – Euro 71 mila

La voce è costituita principalmente dalla realizzazione del logo aziendale delle società del gruppo si è decrementata (Euro 11 mila) per la quota di ammortamento dell'anno.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 581 mila

L'incremento della voce è dovuto principalmente agli investimenti per il programma informatico per il riconoscimento tecnico degli impianti da fonti rinnovabili necessario all' emissione dei certificati verdi e per il rilascio della garanzia d'origine.

Altre - Euro 1.010 mila

L'incremento della voce si riferisce principalmente a:

- implementazione del programma Settlement;
- gestione delle transazioni di acquisto di energia elettrica sulla piattaforma informatica IPEX;
- razionalizzazione e rinnovo del sistema di distacco automatico (EDA evoluto);
- gestione dei contratti bilaterali di import;
- revisione architettura di funzioni applicative;
- gestione dei contratti differenziali.

Come evidenziato la quasi totalità degli investimenti è stato poi oggetto di trasferimento.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI – EURO 37.219 MILA

La movimentazione della dei beni materiali del gruppo con le variazioni intercorse nell'esercizio 2005 è esposto nella seguente tabella:

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2004						
Costo originario	56.791	34.440	405	19.676	13.487	124.799
Fondo ammortamento	(6.348)	(21.627)	(191)	(7.830)	-	(35.996)
Saldo al 31.12.2004	50.443	12.813	214	11.846	13.487	88.803
Movimenti dell'esercizio 2005:						
Acquisizioni del periodo: investimenti	651	12.151	20	3.483	510	16.815
Passaggi in esercizio	1.064	12.029	-	153	(13.246)	-
Riclassifiche contabili	-	184	-	-	-	184
Ammortamenti	(1.330)	(1.794)	(35)	(3.213)	-	(6.372)
Cessione ramo d'azienda capogruppo:						
- Valore di bilancio	24.855	55.097	332	16.704	724	97.712
- Fondo ammortamento	(3.494)	(23.204)	(175)	(8.691)	-	(35.564)
Totale	21.361	31.893	157	8.013	724	62.148
Disinvestimenti netti:						
- Valore di bilancio	-	-	-	123	-	123
- Fondo ammortamento	-	-	-	(60)	-	(60)
Totale	-	-	-	63	-	63
Saldo movimenti dell'esercizio 2005	(20.976)	(9.323)	(172)	(7.653)	(13.460)	(51.584)
Situazione al 31.12.2005						
Costo originario	33.651	3.707	93	6.485	27	43.963
Fondo ammortamento	(4.184)	(217)	(51)	(2.292)	-	(6.744)
Saldo al 31.12.2005	29.467	3.490	42	4.193	27	37.219

Terreni e fabbricati - Euro 29.467 mila

Sono rappresentati dall'edificio che ospita le società del gruppo.

Impianti e macchinario - Euro 3.490 mila

La voce riguarda esclusivamente la capogruppo e si incrementa per nuovi investimenti pari ad Euro 12.151 mila, per la maggior parte ceduti alla società TERNA.

I decrementi, oltre che per la già citata cessione del ramo d'azienda a TERNA, sono imputabili all'ammortamento dell'esercizio.

Attrezzature industriali e commerciali - Euro 42 mila

La voce si riferisce principalmente ad attrezzature elettroniche di proprietà della società capogruppo post - cessione.

Altri beni - Euro 4.193 mila

I principali incrementi (Euro 3.483 mila) si riferiscono principalmente ai seguenti investimenti:

- realizzazione del sistema Disaster Recovery del sistema informatico per il mercato elettrico;
- acquisizione di hardware per l'adeguamento del sistema informatico aziendale;
- installazione di nuovi server;

- acquisto di mobili e arredamenti per la sede del gruppo.

I decrementi si riferiscono principalmente alla cessione del ramo di azienda della capogruppo.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 27 mila

La voce si riferisce principalmente al sistema informativo acquistato nell'esercizio e destinato alla rilevazione di eventi pericolosi per la sicurezza dei dati della società del gruppo Acquirente Unico. Tale sistema risultava essere a fine esercizio ancora in attesa di collaudo.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE – EURO 729 MILA

La voce si riferisce ai crediti per 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 5.479.387 MILA

CREDITI – EURO 4.744.684 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 3.868.393 mila

La composizione di tale saldo è riportata nel seguente prospetto:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- vendita energia verso i distributori	2.608.454	1.679.503	928.951
- vendita energia su mercato elettrico	913.775	114.267	799.508
- corrispettivo di trasporto e dispacciamento	328.869	1.131.035	(802.166)
- vendita energia elettrica CIP 6 (Delibera 223/00)	30.666	196.665	(165.999)
- altri crediti	19.163	7.746	11.417
Totale crediti verso clienti	3.900.927	3.129.216	771.711
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2005	(32.534)	(31.836)	(698)
Totale	3.868.393	3.097.380	771.013

I crediti verso i clienti, si incrementano per la quota verso i distributori (Euro 928.951 mila) e per i crediti sul mercato elettrico (Euro 799.508 mila) verso gli operatori del mercato elettrico per la vendita di energia sui mercati dell'energia (MGP e MA) ai sensi dell'art. 65 del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico. I crediti per l'attività di trasporto e di dispacciamento si contraggono (Euro 802.166 mila) rispetto al precedente esercizio per effetto della cessazione al 31 ottobre di tale attività.

I crediti sopra esposti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31.12.2005, che rispetto all'esercizio precedente si incrementa complessivamente per effetto gli accantonamenti dell'anno per Euro 3.852 mila e si riduce per gli utilizzi pari ad un ammontare di Euro 3.154 mila.

Tale fondo risulta 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 2005.

Crediti tributari – Euro 8.045 mila

La voce presenta con un decremento rispetto al precedente esercizio pari a Euro 42.838 mila derivante dall'azzeramento del credito IVA come conseguenza delle diverse iniziative poste in essere dalla società a partire dall'esercizio 2004. I crediti tributari sono composti dal credito per IRES e IRAP risultanti dagli acconti versati nell'esercizio al netto della stima delle imposte dell'esercizio.

Imposte anticipate – Euro 970 mila

La movimentazione dei crediti per imposte anticipate, determinata in base alle aliquote vigenti, è di seguito evidenziata:

Euro mila

	Imposte anticipate 2004 (aliquota 33%)	Utilizzi 2005	Ammontare delle differenze temporanee 2005	Aliquote	Imposte anticipate 2005
- su Fondo rischi e oneri tassati	660	(660)	-	-	-
- su Svalutazione di partecipazioni anni precedenti	1.477	(1.477)	-	-	-
- su Oneri ripianamento FPE	283	(283)	-	-	-
- su Oneri per acquisto certificati verdi	-	-	19.411	5%	970
Totale	2.420	(2.420)	19.411		970

Per quanto riguarda la capogruppo non sono state prudenzialmente calcolate imposte anticipate non ricorrendo i presupposti di ragionevole certezza del loro recupero attraverso il conseguimento di utili fiscali negli esercizi futuri nei quali saranno recuperate le differenze temporanee in aumento effettuate in sede di dichiarazione dei redditi in questo e nei precedenti esercizi.

La posta di Euro 970 mila è stata iscritta a fronte di differenze temporanee sull'IRAP, deducibili in esercizi successivi.

Crediti verso altri – Euro 7.681 mila

Si riferiscono principalmente ai crediti verso le amministrazioni straniere per il rimborso IVA pagata a stato estero (Euro 5.668 mila) e al credito vantato dalla società controllata verso la società TERNA (Euro 1.419 mila).

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 859.595 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 CIP 6 - ai sensi della Delibera AEEG 20/2001 e successive modifiche ed integrazioni - ridotto dell'importo di Euro 135.399 mila così come stabilito dalla Delibera AEEG 79/06. Rispetto all'esercizio precedente la voce presenta un incremento di Euro 444.196 mila legato all'incremento netto dei costi per acquisto energia CIP 6 di competenza dell'anno.

ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI – EURO 150.879 MILA

Tale voce si riferisce a investimenti di liquidità realizzati mediante la sottoscrizione di una polizza "propensione" stipulata con il Montepaschi Vita S.p.A. (fondo a gestione separata) della durata di 15 anni con facoltà di recesso da parte del GRTN in breve tempo.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE – EURO 583.824 MILA

Euro mila

	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Depositi bancari	583.811	352.948	230.863
Denaro e valori in cassa	13	24	(11)
Totale	583.824	352.972	230.852

L'incremento delle disponibilità liquide pari a Euro 230.852 mila rispetto all'esercizio 2004 è legato oltre che alle risorse realizzate a seguito della cessione del ramo d'azienda agli importi incassati nell'esercizio relativamente ai corrispettivi di trasporto e al capacity payment.

RATEI E RISCONTI ATTIVI – EURO 441 MILA

Si sono rilevati fenomeni economici (premi assicurativi, servizi di assistenza e manutenzione informatica) relativi a diverse tipologie di contratto, che hanno reso necessaria la rilevazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi. La voce si è mantenuta sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

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	3	-	4	7
Prestiti concessi ai dipendenti	81	267	374	722
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	84	267	378	729
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	3.868.393	-	-	3.868.393
Crediti tributari	8.045	-	-	8.045
Imposte anticipate	250	720	-	970
Crediti verso altri	7.681	-	-	7.681
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	859.595	-	-	859.595
Totale crediti del circolante	4.743.964	720	-	4.744.684
TOTALE	4.744.048	987	378	4.745.413

Relativamente alla ripartizione per area geografica, si segnala che i crediti tranne che quelli verso amministrazioni estere appartenenti alla UE per il rimborso IVA (Euro 5.668 mila) sono tutti vantati nell'ambito territoriale italiano.

STATO PATRIMONIALE - PATRIMONIO NETTO E PASSIVO**PATRIMONIO NETTO – EURO 113.569 MILA**

Il saldo è costituito da:

<i>Euro mila</i>							
	Capitale Sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile portato a nuovo	Utile/(perdita) d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2004	26.000	2.699	51.273	291	1.583	21.136	102.981
Destinazione dell'utile 2004:							
- a riserva legale	-	1.136	-	-	-	(1.136)	-
- a riserva disponibile	-	-	9.788	-	-	(9.788)	-
- distribuzione del dividendo	-	-	-	-	-	(10.211)	(10.211)
Risultato netto dell'esercizio 2005							
- Utile di esercizio	-	-	-	-	-	20.799	20.799
Saldo al 31.12.2005	26.000	3.835	61.061	291	1.583	20.799	113.569

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 3.835 mila

Al 31 dicembre 2005 la riserva legale risulta pari al 14,75% del capitale sociale della capogruppo.

ALTRE RISERVE – Euro 61.352 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 SpA a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce riserva disponibile pari a Euro 61.061 mila deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti dalla società controllante, dedotto il 5% destinato a riserva legale e la quota di dividendi distribuiti nel corso dell'anno 2005.

UTILE DEL GRUPPO – Euro 20.799 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2005.

Raccordo tra patrimonio netto e utile della Capogruppo e i dati consolidati:

<i>Euro mila</i>				
	Risultato di esercizio 2005	Patrimonio netto al 31.12.2005	Risultato di esercizio 2004	Patrimonio netto al 31.12.2004
Bilancio GRN	4.795	89.434	14.588	94.851
Risultati conseguiti dalle società controllate 2005	16.004	16.004	8.130	8.130
Riserve anni precedenti società controllate	-	8.130	-	-
Eliminazione di partite di natura fiscale	-	-	(1.583)	-
BILANCIO CONSOLIDATO	20.799	113.568	21.135	102.981

FONDI PER RISCHI ED ONERI – EURO 74.726 MILA

La consistenza dei fondi è di seguito sintetizzata:

<i>Euro mila</i>	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	Valore al 31.12.2005
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.146	193	(873)	466
Fondo per imposte, anche differite	940	-	(727)	213
Altri fondi:				
- Fondo contenzioso e rischi diversi	30.017	17.749	(4.285)	43.481
- Fondo per acquisto certificati verdi	7.800	19.389	(1.995)	25.194
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.000	5.000	(1.647)	5.353
- Altri fondi	688	19	(688)	19
Totale altri fondi	40.505	42.157	(8.815)	74.047
Totale fondi per rischi e oneri	42.591	42.350	(10.215)	74.726

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili – Euro 466 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 213 mila

Il fondo accoglie imposte differite relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico tecniche effettuati in anni precedenti.

Altri Fondi – Euro 74.047 mila**Fondo contenzioso e rischi diversi – Euro 43.481 mila**

Il fondo al 31 dicembre 2005, comprende 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 ritenuti di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio.

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 2005 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded)

Le società AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell'Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, 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 la 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; Tale provvedimento è stato emanato da parte dell'AEEG stessa in data 8 marzo 2005 per mezzo della Delibera 40/05.

In data 26 gennaio 2005 alcune aziende distributrici hanno presentato ricorso avanti il Consiglio di Stato per l'esatta esecuzione del giudicato scaturente dalle sentenze (citate sopra) emesse dallo stesso Consiglio di Stato in data 9 aprile 2004; in data 24 maggio 2005 il Consiglio di Stato, avendo rilevato le Delibere AEEG 91/04 e 40/05, ha respinto il ricorso delle ricorrenti.

In data 18 maggio 2005 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato la Delibera AEEG 40/05 di fronte il TAR LOMBARDIA. In data 14 febbraio 2006 il Tribunale amministrativo ha emesso le sentenze con cui ha disposto l'annullamento della Delibera 40/05 nella parte in cui comprende, per gli anni 2000 e 2001, ai fini del computo dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, l'energia autoprodotta destinata al mercato vincolato.

Il TAR Lombardia ha comunque dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione la domanda di restituzione delle somme pagate al GRTN.

Spostamento elettrodotti

I due giudizi pendenti relativi alla richiesta, basate sulla pretesa illegittimità degli atti posti a fondamento delle costituzioni di servitù di elettrodotto, avanzata da proprietari di terreni in merito alla rimozione degli elettrodotti insistenti sugli stessi terreni a spese dei titolari delle linee e del GRTN si sono conclusi nel corso del 2005 con pronunce a favore del GRTN.

In un caso la parte soccombente ha proposto ricorso al Consiglio di Stato.

Disservizi

Sono pendenti tre giudizi, relativi a danni lamentati dalle imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale.

Per due atti di citazione notificati negli ultimi giorni dell'anno il GRTN sta valutando l'opportunità di costituzione in giudizio.

Contenzioso del lavoro

Attualmente sono pendenti un numero esiguo di cause inerenti essenzialmente problematiche d'inquadramento, ricomprensione degli straordinari nel TFR e l'applicazione di istituti previsti nella precedente normativa Enel.

Import

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. Poiché prima il TAR Lombardia e poi il Consiglio di Stato hanno parzialmente accolto i ricorsi promossi, il GRTN ha pertanto presentato ricorso in Corte di Cassazione.

Risultano ancora formalmente pendenti alcuni giudizi di impugnativa della Delibera dell'Autorità 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001.

CIP 6

Risulta ancora pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del GRTN e di 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; per tale procedimento è in corso anche una trattativa tra i legali per arrivare ad una soluzione bonaria della controversia.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerazione

Sono pendenti due giudizi per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e altri due inerenti la qualificazione della energia ceduta al GRTN ai sensi del Provv. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze).

Per i tre 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 dell'Autorità 42/02 c'è stata da parte del TAR Lombardia pronuncia favorevole al GRTN.

Fondo per acquisto certificati verdi – Euro 25.194 mila

La voce accoglie lo stanziamento effettuato in applicazione del principio della competenza economica, in previsione degli oneri da sostenere per l'acquisto di certificati verdi, a fronte dell'importazione di energia attuata da parte della controllata AU negli esercizi 2004 e 2005.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 5.353 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari volti 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 2005.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO – EURO 6.015 MILA*Euro mila*

Saldo al 31.12.2004	20.399
Accantonamenti	3.437
Utilizzi per erogazioni	(977)
Altri movimenti	(976)
Cessione ramo d'azienda	(15.868)
Saldo al 31.12.2005	6.015

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2005 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 SpA (quest'ultima concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni ENEL SpA 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.

La riduzione evidenziata nella voce altri movimenti si riferisce principalmente per Euro 15.868 mila delle partite patrimoniali relative al personale trasferito alla società TERNA per effetto della cessione del ramo di azienda al 31 ottobre 2005.

DEBITI – EURO 5.204.732 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 SpA.

Debiti verso fornitori – Euro 4.928.166 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia CIP 6 e alle coperture poste in essere attraverso contratti differenziali ad una via, stipulati con alcuni produttori da parte della controllante AU e a debiti verso gli operatori del mercato elettrico per acquisto energia. 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 85.158 mila

La voce rileva principalmente il debito verso l'Erario per IVA (Euro 83.187 mila) della capogruppo e il debito per le imposte del gruppo a carico dell'esercizio per IRES E IRAP (al netto degli acconti d'imposta versati).

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Euro 1.129 mila

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Debiti verso INPS	748	1.565	(817)
Debiti verso INPDAI	-	413	(413)
Debiti verso FOPEN	42	175	(133)
Debiti diversi	339	604	(265)
Totale	1.129	2.757	(1.628)

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 160.327 mila

L'incremento della voce rispetto al precedente esercizio (Euro 152.072 mila) è dovuta essenzialmente ai depositi cauzionali versati dagli operatori del mercato elettrico e dai depositi cauzionali su contratti differenziali versati dagli assegnatari per bande CIP 6, come stabilito dai sensi di quanto stabilito dal D.M. dicembre 2004.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 17.041 mila

La voce è composta principalmente dai debiti da riversare a CCSE relativi alla remunerazione degli oneri per il servizio di interrompibilità (Euro 12.370 mila), dai debiti per maggiorazioni varie A2, A4, A5, ecc. (Euro 3.431 mila) e da debiti derivanti da differenza prezzi su contratti di importazione ex art.2 Delibera 163/03 della società controllata (Euro 1.240 mila).

RATEI E RISCOINTI PASSIVI – EURO 123.257 MILA

I risconti passivi della capogruppo si riducono di circa Euro 16.819 mila principalmente per l'effetto combinato:

- dell'utilizzo per Euro 90.798 mila dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2004 - come disposto dalla Delibera dell'AEEG 79/06 – a copertura degli oneri sostenuti dal GRTN per la partecipazione agli accordi CBT per l'anno 2004 e 2005 e degli oneri relativi agli accordi con società proprietarie di impianti di trasmissione per il riconoscimento della remunerazione di porzioni di rete precedentemente non ricomprese nella RTN;

- della sospensione dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2005, in attesa che venga disposta dalla AEEG la loro destinazione.

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	4.928.166	-	-	4.928.166
Debiti tributari	85.158	-	-	85.158
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.129	-	-	1.129
Altri debiti	160.327	-	-	160.327
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	17.041	-	-	17.041
Totale altri debiti	5.191.821	-	-	5.191.821
TOTALE	5.191.821	12.911	-	5.204.732

Si segnala che la ripartizione per area geografica dei debiti del gruppo è principalmente costituita da debiti ricompresi nell'area geografica "Italia", mentre un importo pari ad Euro 32 mila nell'ambito dei paesi dell'Unione Europea e un debito pari Euro 28 mila in paesi Extra-UE.

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE – EURO 43.773.966 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:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Garanzie ricevute	2.956.931	502.644	2.454.287
Altri conti d'ordine	40.817.035	41.587.905	(770.870)
Totale	43.773.966	42.090.549	1.683.417

La voce "Altri conti d'ordine" si riferisce principalmente alle convenzioni pluriennali stipulate con i produttori CIP 6. L'incremento è dovuto alla variazione dei prezzi di acquisto presi a base della valutazione.

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2427-bis del c.c., e tenendo presente quanto esposto nella Relazione sulla gestione circa gli obiettivi e le politiche della società in materia di gestione dei rischi e relative operazioni di copertura, si espone di seguito, per l'unica categoria di strumenti finanziari in essere alla data di chiusura dell'esercizio, il fair value e l'informazioni sulla loro entità (in termini di quantità sottostanti e nozionali). Alla chiusura dell'esercizio 2005 sono in essere contratti di copertura (cd contratti differenziali, o CfD) "a due vie" per i diritti di assegnazione 2006 dell'energia CIP 6.

Tali contratti non essendo negoziati in mercati regolamentati, ragione per cui il fair value, non può essere determinato utilizzando quotazioni ufficiali.

Il fair value è, pertanto, stimato, come previsto dal comma 3, punto b) dell'articolo 2427-bis c.c., mediante l'attualizzazione dei flussi di cassa attesi sulla base di modelli econometrici di valutazione che utilizzano previsioni di mercato sui prezzi dei sottostanti, elaborate dalla società. I dati utilizzati sono coerenti con le informazioni disponibili alla data di redazione del bilancio.

Si precisa comunque che si tratta di stime che per loro natura possono discostarsi dai dati consuntivi.

Va anche evidenziato che, in prossimità dell'approvazione del progetto di bilancio, la stima effettuata è stata oggetto di verifica, operata mediante informazioni aggiornate, relative all'evoluzione dei prezzi di mercato. La valutazione che è risultata dal processo di aggiornamento delle variabili rilevanti non ha fornito variazioni di rilievo rispetto alla stima utilizzata per il bilancio.

Le tabelle che seguono presentano, per ciascuna tipologia di contratto, il valore sottostante ed il valore nozionale di energia elettrica, oltre alla valorizzazione del relativo *fair value* alla data del 31.12.2005.

Quantitativi di energia (in termini di sottostante e nozionale)

Coperture su Borsa	TWh
CfD "ad una via"	71,20
CfD "a due vie"	27,30
Mercato libero	29,40
Totale coperture	127,90
Totale sottostante	172,70
Indice di copertura	74%

Swap su combustibili	TWh
Sottostante	9,90
Nozionale	4,20

Valorizzazione al *fair value* dei contratti di copertura*Euro mila*

Fair Value	Importo
CfD "ad una via"	(255.271)
CfD "a due vie"	12.286
Mercato libero	(343.990)
Swap su combustibili	9.887
TOTALE	(577.088)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

Controversie

Campi elettromagnetici

Il GRTN continua a essere parte in giudizi (circa 10) relativi a tale materia e nel 2005 sono stati notificati solamente due atti di citazione attraverso le quali gli attori richiedono la delocalizzazione o l'interramento degli elettrodotti, nonché in taluni casi la diminuzione dei flussi di corrente, sul presupposto di una pretesa nocività per la salute delle emissioni elettromagnetiche.

Nel corso del 2005 ci sono state da parte del Tribunale di Firenze e del Tribunale di Padova due pronunce favorevoli al GRTN in quanto il tribunale adito ha respinti i ricorsi di parte attrice per domande di accertamento di danni alla salute generato da campi elettromagnetici.

Distacchi di carico

A fronte di un centinaio di richieste di risarcimento danni per i distacchi di carico operati il 26 giugno 2003, ad oggi è stata effettivamente notificata al GRTN una sola causa di risarcimento danni.

Dispacciamento

Relativamente a tale materia, nell'esercizio 2004 era pendente solo un giudizio relativo all'annullamento degli artt.19 e 20 dell'All. A della Delibera AEEG 168/03. Il ricorso aveva per oggetto la presunta illegittimità dell'ordine di priorità del dispacciamento laddove prevedeva una condizione più favorevole per gli impianti CIP 6. La causa era di valore indeterminabile in quanto non era dato conoscere il numero delle ore nell'anno in cui gli impianti del ricorrente potrebbero essere stati pretermessi dagli impianti CIP 6. In relazione a tale causa il TAR Lombardia (IV sezione) con dispositivo n. 80/2005 depositato il 2 marzo 2005 ha respinto il ricorso proposto (nel corso dell'anno 2004) da AEM SpA e AEM Trading Srl per l'annullamento della Delibera 168/03 dell'AEEG.

Con riferimento alla materia dello STOVE con i decreti n. 506/2005 e 507/2005, il Presidente della IV sezione Lombardia del TAR ha dichiarato improcedibili i due giudizi promossi da Enipower S.p.A. relativi alla richiesta di annullamento della Delibera 67/03 e della relativa nota del GRTN.

Risarcimenti per il "blackout"

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.

Alla data del 30 marzo 2006 risultano notificate 8.657 cause per richieste di risarcimento danni, cui si devono aggiungere le quasi 3.000 lettere pervenute aventi ad oggetto la richiesta di rimborsi forfetari. Dei procedimenti fino ad oggi definiti con sentenza, in 356 casi il GRTN è risultato soccombente ed ha proposto appello contro tali sentenze.

L'eventuale ulteriore adozione di pronunce sfavorevoli al GRTN potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili; concorre a tale situazione la circostanza che mancano ancora circa tre anni per la prescrizione del diritto al risarcimento ed è quindi potenzialmente possibile che vengano promosse ulteriori nuove azioni di risarcimento.

Al riguardo si segnala che:

- 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;
- alle società di distribuzione, in primo luogo Enel Distribuzione SpA, 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.

Costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti la 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, sulla base del quadro regolatorio vigente se non riferite a componenti specifiche di remunerazione del GRTN, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

CONTO ECONOMICO**VALORE DELLA PRODUZIONE – EURO 23.916.839 MILA****Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 23.650.049 mila**

La composizione del saldo al 31 dicembre 2005 e qui di seguito illustrate:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Vendita energia	18.896.908	11.959.790	6.937.118
Corrispettivi per attività di trasporto	840.612	1.034.663	(194.051)
Corrispettivi di dispacciamento	760.840	651.805	109.035
Altre energia	130.566	281.255	(150.689)
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	3.021.123	2.386.357	634.766
Totale	23.650.049	16.313.870	7.336.179

Rispetto all'anno precedente la voce si incrementa complessivamente di Euro 7.336.179 mila riferibili essenzialmente all'incremento dell'attività di vendita energia (Euro 6.937.118 mila).

Tale attività riguarda le vendite effettuate dalla società controllata AU per cessione dell'energia ai distributori (Euro 11.821.133 mila); i ricavi relativi ai contratti c.d. differenziali (Euro 2.051.448 mila) stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato dell'energia; l'energia venduta dalla società controllata GME sul mercato MGP/MA (Euro 4.063.017 mila).

I ricavi relativi all'attività di trasporto (Euro 840.612 mila) sono invece riferiti ai corrispettivi destinati alla remunerazione del servizio di trasporto fatturati dalla capogruppo e risultano in diminuzione rispetto al precedente esercizio in quanto riferiti ad un periodo di soli 10 mesi rispetto all'intero anno 2004. Mentre l'importo di Euro 760.840 mila è relativo alle componenti fatturate per il servizio di dispacciamento svolta ai sensi delle Delibere 48/04 e seguenti.

La voce altre energia è costituita principalmente a ricavi per vendita dei certificati verdi (Euro 96.874 mila).

I Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico pari a Euro 3.021.123 mila si incrementano rispetto all'esercizio precedente per Euro 634.766 mila; tale variazione è riconducibile principalmente all'incremento che si è verificato nell'esercizio corrente dei costi per acquisto energia CIP 6 a seguito della variazione positiva dei prezzi di acquisto legata all'andamento del costo dei combustibili. Si segnala che l'importo evidenziato è ridotto di Euro 135.399 mila per effetto della Delibera dell'AEEG 79 del 12 aprile 2006.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni – Euro 5.119 mila

La voce si riferisce 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 261.671 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Sopravvenienze attive:			
- Corrispettivo bilanciamento scambio e dispacciamento (Delibera 36/02 e 48/04)	114.701	8.270	106.431
- Conguaglio Distributori Delibera 118/03	67.055	-	67.055
- Storno partite economiche energia 2004	49.132	-	49.132
- Ricavi contratti CFD 2004 - Capacity payment	10.880	-	10.880
- Acquisti energia fonti rinnovabili (CIP 6)	6.133	2.246	3.887
- Corrispettivo di trasporto Delibera 05/04	5.975	27.352	(21.377)
- Adeguamento fondo oneri futuri per acquisto Certificati Verdi	1.206	-	1.206
- Altre	330	8.217	(7.887)
Totale	255.412	46.085	209.327
Proventi per riaddebiti costi a operatori esteri	-	7.285	(7.285)
Ricavi per prestazioni e servizi vari	2.024	1.576	448
Altri ricavi	4.235	158	4.077
Totale	261.671	55.104	206.567

La voce, che si incrementa complessivamente di Euro 206.567 mila, è composta quasi totalmente da sopravvenienze attive correlate ad analoghe componenti di costo iscritte come sopravvenienze passive tra gli oneri diversi di gestione.

In particolare si segnala che quelle relative al dispacciamento si riferiscono alle attività di conguaglio relative alle Delibere 36/02 e 48/04 avviate dalla capogruppo, mentre quelle verso distributori si riferiscono all'attività della controllata AU in conseguenza dei conguagli ex Delibera 118/03.

La componente relativa all'energia CIP 6 (Euro 6.133 mila) rientra, unitamente agli oneri CIP 6 rilevati nelle sopravvenienze passive (Euro 37.097 mila), nella gestione della compravendita energia da fonte rinnovabile i cui oneri netti trovano copertura attraverso la componente tariffaria "A3".

I ricavi per corrispettivo di trasporto Euro 5.975 mila Delibera 05/04 si riferiscono a rettifiche integrative relative all'anno 2004 e trovano anch'esse una contrapposizione nell'ambito delle sopravvenienze passive .

I ricavi per contratti CFD 2004 (CP) Euro 10.880 mila, si riferiscono a componenti positive portate in deduzione dei prezzi di cessione relativi al periodo luglio – settembre 2005 così come precisato dalla Delibera AEEG 133/05, compensando così l'eccedenza dei costi sui ricavi energy relativi allo stesso periodo. Lo "storno partite economiche energia 2004" Euro 49.132 mila configura ricavi che trovano corrispondente copertura economica, in relazione ad ogni singola causale, tra analoghe poste iscritte a titolo di sopravvenienza passiva.

COSTI DELLA PRODUZIONE – EURO 24.025.899 MILA

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Euro 22.083.464 mila

Tale voce è caratterizzata principalmente dai costi inerenti gli acquisti di energia così rappresentati:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Acquisto energia:			
Acquisti di energia su MGP/MA	10.312.411	4.491.582	5.820.829
Acquisti energia c.d. "CIP 6"	6.148.973	5.409.177	739.796
Premi per contratti CFD	2.675.181	-	2.675.181
Acquisto di energia per erogazione servizio di dispacciamento e altro	1.773.688	2.085.352	(311.664)
Import	1.172.636	2.476.732	(1.304.096)
Totale	22.082.889	14.462.843	7.620.046
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	575	403	172
Totale	22.083.464	14.463.246	7.620.218

Gli acquisti di energia su MGP/MA da produttori si riferiscono alla accettazione da parte del GME delle offerte di vendita sui mercati dell'energia; l'incremento rispetto allo scorso esercizio è dovuto al maggiore periodo di tempo – intero anno 2005 contro i soli 9 mesi del 2004 – ed alla crescita dei volumi di energia contrattati sulla "Borsa elettrica".

Gli acquisti energia c.d. "CIP 6" si incrementano rispetto all'esercizio precedente per effetto di un aumento dei costi unitari riferiti alla componente "costo evitato di combustibile"; si segnala che tali costi trovano copertura, per la parte non recuperata dalle vendite, attraverso la componente tariffaria "A3".

I premi per CFD si riferiscono ai contratti di copertura finalizzati al contenimento delle oscillazioni di prezzo.

Per servizi - Euro 776.215 mila

La voce è di seguito dettagliata:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Costi per acquisto servizi relativi all'energia sul mercato elettrico:	749.076	591.209	157.867
- per oneri per servizio di dispacciamento ante "mercato elettrico" e altro	-	53.905	(53.905)
Totale	749.076	645.114	103.962
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia:			
Servizi per il personale	3.088	3.216	(128)
Vigilanza	2.524	2.865	(341)
Prestazioni e consulenze professionali	4.722	4.639	83
Prestazioni per attività informatiche	4.645	2.965	1.680
Trasmissione dati	1.376	1.611	(235)
Immagine e comunicazione	2.153	1.579	574
Manutenzioni e riparazioni	1.824	1.394	430
Spese per servizio di somministrazione di lavoro (ex lavoro interinale)	392	1.111	(719)
Telefoniche	778	813	(35)
Emolumenti amministratori e sindaci	2.008	1.630	378
Pulizia	609	592	17
Altri servizi	3.020	2.531	489
Totale	27.139	24.946	2.193
Totale	776.215	670.060	106.155

Gli emolumenti e le quota di contributo a carico dell'azienda per compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione è pari a Euro 1.795 mila e per i componenti del Collegio Sindacale è pari a Euro 213 mila.

Per godimento beni di terzi – Euro 768.733 mila

La voce è esposta dettagliatamente nella tabella seguente :

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari RTN	706.227	904.287	(198.060)
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO - CBT	59.587	61.121	(1.534)
Affitti e locazione di beni immobili	1.593	1.868	(275)
Veicoli a noleggio	1.054	838	216
Altri noleggi	272	333	(61)
Totale	768.733	968.447	(199.714)

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. Si riducono rispetto allo scorso esercizio a seguito del più corto periodo di riferimento (10 mesi anziché 12) determinato dal trasferimento delle attività di trasmissione al di fuori del Gruppo a partire dal 1 novembre 2005.

Per il personale – Euro 59.735 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2005 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2005	Consistenza al 31.12.2005	Consistenza al 31.12.2004
- Dirigenti	69	39	73
- Quadri	227	85	255
- Impiegati	505	205	545
- Operai	0	0	0
Totale	801	329	873

La contrazione della consistenza del personale è dovuto alla cessione da parte della capogruppo del ramo d'azienda riferito alle attività di trasmissione e dispacciamento a far data dal 1 novembre 2005.

Ammortamenti e svalutazioni – Euro 19.614 mila

Il dettaglio della voce ammortamenti e svalutazioni è di seguito indicata:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	9.391	9.932	(541)
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	6.371	8.326	(1.955)
Svalutazioni dei crediti	3.852	18.604	(14.752)
Svalutazioni delle immobilizzazioni	-	26	(26)
Totale	19.614	36.888	(17.274)

Accantonamenti per rischi – Euro 17.749 mila

Gli accantonamenti ai fondi, dettagliatamente commentati nell'ambito del passivo, sono stati definiti tenendo conto anche del contesto determinato dal DPCM 11 maggio 2004 che ha escluso dal trasferimento a TERNA gli eventuali oneri e relativi stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere fino alla data di efficacia del trasferimento.

Altri accantonamenti – Euro 19.388 mila

La voce si riferisce ad accantonamenti ad accantonamenti al fondo oneri per certificati verdi, per la quota di competenza dell'esercizio.

Oneri diversi di gestione – Euro 281.001 mila

Gli oneri diversi di gestione vengono esposti nella tabella seguente:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
- Oneri bilanciamento scambio e dispacciamento Delibera 36/02 e 48/04	106.761	83.493	23.268
- Acquisto energia CIP 6	37.097	-	37.097
- Storno economico partite corrispondenti 2004	26.064	-	26.064
- Conguaglio distributori	44.082	-	44.082
- Conguaglio Delibera 118/03	45.526	-	45.526
- Oneri di trasporto Delibera 05/04	5.182	-	5.182
- Altre	14.134	2.677	11.457
Totale	278.846	86.170	192.676
Importi da riconoscere a CSSE Delibera 252/04 art. 6 e Delibera 163/03 art. 2	-	44.449	(44.449)
Altri oneri	2.155	1.602	553
Totale	2.155	48.051	(43.896)
Totale	281.001	132.221	148.780

La voce, che si incrementa complessivamente di Euro 148.780 mila ed è composta quasi totalmente da sopravvenienze passive correlate ad analoghe componenti di ricavo già descritte nella voce delle sopravvenienze attive.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – EURO 12.072 MILA**Altri proventi finanziari – Euro 19.075 mila**

Il dettaglio della voce è il seguente:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	16.713	8.960	7.753
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	1.452	1.452	-
Interessi su prestiti a dipendenti	30	27	3
Altri interessi	880	6	874
Totale	19.075	10.445	8.630

Rispetto al precedente esercizio si rileva un aumento pari ad Euro 8.630 mila dovuto principalmente all'incremento degli interessi attivi sui depositi bancari per effetto di una maggiore giacenza media dovuta essenzialmente a partite relative all'attività di dispacciamento in attesa di decisioni da parte dell'Autorità circa la loro destinazione e all'operazione di cessione a TERNA del ramo di azienda.

Interessi e altri oneri finanziari – Euro 7.003 mila

La voce è così dettagliata:

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Interessi di mora su ritardati versamenti maggiorazione e altro	5.288	-	5.288
Commissioni su fidejussioni bancarie a favore dell' Amministrazione Finanziaria	1.398	-	1.398
Interessi passivi su mutui	300	374	(74)
Interessi su finanziamenti a breve termine	-	181	(181)
Interessi di mora su debiti per acquisti energia elettrica	-	42	(42)
Altri interessi passivi	17	9	8
Totale	7.003	606	6.397

Rispetto al precedente esercizio si incrementa per Euro 6.397 mila principalmente per effetto degli interessi di mora su ritardati versamenti di maggiorazioni a favore della CCSE (Euro 4.920 mila) e per le commissioni su fidejussioni bancarie (Euro 1.398 mila) emessa a favore dell'Amministrazione Finanziaria a garanzia del credito IVA esistente negli esercizio precedente recuperato tramite le opportune azioni poste in essere dalla società come ad esempio il ricorso al regime dell'IVA di gruppo.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI – EURO 132.690 MILA

I proventi straordinari ammontano a Euro 138.723 mila e derivano principalmente dalla plusvalenza da cessione del ramo di azienda alla società TERNA (Euro 135.399 mila) in accordo al DPCM 11 maggio 2004.

Gli oneri straordinari pari a Euro 6.003 mila (Euro 2.947 mila nel 2004) sono composti principalmente dall'accantonamento di fine esercizio all'incentivo per esodo anticipato di dipendenti (Euro 5.000 mila). Tale accantonamento si è reso necessario a seguito dell'esigenza di ristrutturazione organizzativa nascente sia dalla cessione del ramo d'azienda sia dalla focalizzazione sulle nuove attività da svolgere.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO, CORRENTI, DIFFERITE E ANTICIPATE – EURO 14.903 MILA

Il dettaglio della voce è così composto:

<i>Euro mila</i>	31.12.2005	31.12.2004	Variazioni
Imposte correnti:			
Ires	13.230	5.980	7.250
Irap	950	5.750	(4.800)
Imposte differite	(727)	-	(727)
Imposte anticipate	1.450	(2.420)	3.870
Totale	14.903	9.310	5.593

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 1.450 mila) sulle differenze temporanee deducibili, principalmente relative ad accantonamenti tassati, in quanto è prevedibile

un piano temporale di utilizzo dei fondi tassati e esiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

Relazione del Collegio Sindacale

GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO - GRTN S.P.A.**Relazione del Collegio Sindacale sul bilancio consolidato del
GRTN chiuso al 31/12/2005**

Signor Azionista,

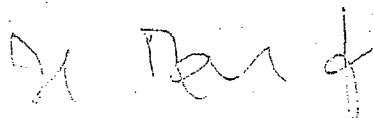
il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di Bilancio Consolidato al 31/12/2005 redatto dagli Amministratori ai sensi di legge e da questi regolarmente comunicato al Collegio Sindacale, unitamente ai prospetti e agli allegati di dettaglio, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 26 aprile 2006.

Esso si riassume nei seguenti valori:

<i>Importi espressi in Euro mila</i>	<i>31 dicembre 2005</i>	<i>31 dicembre 2004</i>
Totale attivo	5.522.299	4.040.202
Patrimonio netto consolidato del Gruppo	113.569	102.981
Utile del Gruppo	20.799	21.135

Non essendo demandato al Collegio il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, esso ha 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 2005 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 2005.

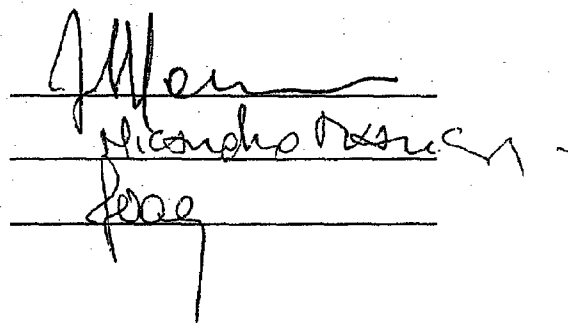
Roma, 2 maggio 2006

Il Collegio Sindacale

Presidente Dott. Francesco MASSICCI

Sindaco Rag. Nicandro MANCINI

Sindaco Dott. Silvano MONTALDO



The image shows three handwritten signatures, each written over a horizontal line. The top signature is for Francesco Massicci, the middle one for Nicandro Mancini, and the bottom one for Silvano Montaldo.

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 CONSOLIDATO AI SENSI DELL'ART. 2409-TER DEL CODICE CIVILE

All'Azionista del GESTORE DEL SISTEMA ELETTRICO - GRN S.p.A.

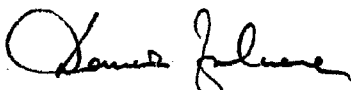
1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gestore del Sistema Elettrico - GRN S.p.A. e sue controllate chiuso al 31 dicembre 2005. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale 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.

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 7 aprile 2005.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gestore del Sistema Elettrico - GRN S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 2005 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società e sue controllate.
4. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni:
 - in data 1 novembre 2005 è divenuto efficace il contratto di cessione 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 di trasmissione nazionale prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004. Come indicato nella relazione sulla gestione e nella nota integrativa, la comparabilità dei dati del bilancio consolidato al 31 dicembre 2005 rispetto a quelli dell'esercizio precedente è influenzata da tale operazione. Inoltre, il conto economico dell'esercizio riflette, nella voce "proventi straordinari", la plusvalenza derivante dalla cessione pari a Euro 135,4 milioni;

- come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con delibera n. 79 del 12 aprile 2006, ha ritenuto di destinare a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico il "controvalore dell'avviamento" determinatosi in seguito alla citata cessione del ramo d'azienda alla Terna S.p.A.. Conseguentemente, ha disposto la riduzione dei contributi dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate spettanti al GRTN per l'anno 2005, inclusi tra i ricavi dell'esercizio, per un importo pari alla plusvalenza di Euro 135,4 milioni realizzata dalla cessione del ramo d'azienda. La Società intende ricorrere nelle sedi competenti al fine di verificare la legittimità della delibera sopra citata;
- la sezione della nota integrativa "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" contiene le informazioni sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia, per i quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi. Inoltre, come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione con riferimento alla citata cessione del ramo d'azienda, è stato stabilito che, in applicazione del DPCM dell'11 maggio 2004, GRTN tenga indenne Terna S.p.A. da eventuali oneri, di natura risarcitoria e sanzionatoria, che potranno derivare per le attività poste in essere dal GRTN fino alla data di efficacia del trasferimento.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Domenico Falcone
Socio

Roma, 2 maggio 2006

GLOSSARIO

AEEG : Autorità per l'energia elettrica e il gas

AIB: Associazione degli issuing bodies

AU: Acquirente Unico S.p.A.

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

CIP 6: Provvedimento n.6/92 del comitato interministeriale prezzi.

CFD: Contratti differenziali a due vie

CNC : Centro Nazionale di Controllo

CTR: Corrispettivo per il trasporto

CV: Certificati verdi

DPCM: Decreto del presidente del consiglio dei ministri

DPR: Decreto del presidente della Repubblica

EDA: Distacchi automatici di carico

EMRA: Energy market regulatory authority

E-TRACK: European tracking system for electricity

ETSO: European transmission system operators

GME: Gestore del mercato elettrico S.p.A.

GRTN: Gestore del sistema elettrico S.p.A

GO: Garanzia d'origine

HVDC: High voltage direct current

MA: Mercato di aggiustamento

MAP: Ministero attività produttive

MATT : Ministero ambiente e tutela territorio

MGP: Mercato del giorno prima

MSD: Mercato dei servizi di dispacciamento

OIC: Organismo italiano di contabilità

PAB: Piattaforma di aggiustamento bilaterale

PUN: Prezzo unico nazionale

RECS: Renewable energy certification system

RTN: Rete di trasmissione nazionale

RUC: Registro delle unità di consumo

SAPEI: Sardegna penisola italiana

SCTI: Sistema di controllo e teleconduzione integrato

SCPT: Sistema di controllo produzione e trasmissione

STOVE: Sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica

TEE: Titoli di efficienza energetica

TEN-E: Transeuropean energy network

UE : Unione europea

WAMS: Wide area monitoring system

