

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

PAGINA BIANCA

**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**

I N D I C E

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.*

PAGINA BIANCA

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 Italenergy

- 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.

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