

energia prodotta con tecnologie alternative (nucleare in Francia, Svizzera, Croazia e Grecia; idroelettrico in Paesi nordici come la Svizzera).

L'assenza di una prospettiva adeguata ha finito per influire anche sulle scelte dell'ENEL che, pur dopo la liberalizzazione e la privatizzazione dell'attività di generazione, conserva un ruolo di assoluto rilievo complessivo nel settore elettrico, sino ad influire sulla disponibilità di energia come ha evidenziato la rilevazione, condotta dal GRTN, su incarico del Ministero delle Attività Produttive, a seguito dell'interruzione di energia del giugno 2003.

Tra gli elementi che concorrono allo stato di criticità, che perdura pur dopo l'accollo alla finanza pubblica di rilevanti costi connessi allo smantellamento delle centrali nucleari nazionali, si deve registrare l'esistenza di scelte contraddittorie che non agevolano certo soluzioni capaci di dare una svolta ad una situazione che va accumulando nel tempo aspetti evidenti di crescente problematicità per quella competitività del sistema Paese, che rimane l'unica via percorribile per il mantenimento dell'attuale livello di sviluppo economico.

Si tratta di due casi che hanno attinenza con la continuità della fornitura di energia e quindi con le possibilità di trasmissione di energia elettrica.

Questi eventi come tali, infatti, hanno un certo rilievo sull'attività di trasmissione in quanto, venendo in evidenza attraverso interruzioni del servizio di fornitura, riverberano sulla missione istituzionale del GRTN che come si è anticipato è rivolta a garantire continuità e affidabilità di fornitura di energia elettrica in condizioni di sicurezza e di efficienza.

A titolo esemplificativo si segnalano due casi di situazioni particolarmente critiche.

Il primo caso si riferisce al contratto "take or pay" stipulato nel 1992 dall'ENEL, per l'approvvigionamento di gas naturale liquefatto dalla Nigeria, rispondendo ad indirizzi di diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento energetico del Paese formalmente espressi dal Governo dell'epoca.

Il gas avrebbe dovuto essere rigassificato, secondo i progetti originari, in un impianto da realizzare a Montalto di Castro, sul litorale maremmano.

Il contratto con il produttore nigeriano è stato confermato solo nel 1995, in seguito alla esplicita previsione, da parte del Governo, della realizzazione di un terminale di rigassificazione in Italia.

In realtà, a causa della crescente opposizione delle popolazioni locali, la realizzazione del terminale si è dimostrata impraticabile, costringendo l'ENEL, che aveva garantito l'acquisizione di una fonte di energia alternativa al petrolio, a trasferire le attività di ricezione e di rigassificazione del gas presso un terminale del Nord della Francia, allo scopo di evitare di pagare alla controparte nigeriana le onerosissime penali richieste nel caso di mancato rispetto dei contratti "take or pay".

I riflessi di una tale decisione con riflessi di rilevante momento finanziario, in una situazione di costi energetici già elevati per cause esogene, sono stati affrontati dalla legge 17 aprile 2003 n.83 che ha convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 18 febbraio 2003 n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico che si applicano a partire dal 1 gennaio 2004. A tenore di detto provvedimento, gli oneri generali da trasferirsi nei canoni di utenza sono costituiti da:

- costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;
- costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzata alla innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per determinate forniture di energia elettrica;
- reintegrazione dei maggiori costi per la localizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'ENEL spa dalla Nigeria

L'altro caso, scelto tra i tanti per una sua emblematicità, concerne la realizzazione dell'elettrodotto Matera-S. Sofia, essenziale ai fini dell'importazione dalla Grecia di energia elettrica (circa 500 MWH a basso prezzo).

Questo secondo caso, oltre ad influire come il primo sulla continuità del servizio, che è tra i compiti istituzionali del GRTN, rientra nella sua diretta sfera d'azione avendo riguardo alla interconnessione con l'estero, attraverso la rete.

Detto elettrodotto, la cui progettazione risale al 1991, con un tracciato pari a 204 chilometri, non è stato ancora completato in quanto dal 1997 gli ultimi

sette chilometri non risultano realizzati per le opposizioni locali a tutela di interessi paesaggistici.

Dopo sei anni, conseguito, in data 21 gennaio 2004, il parere favorevole con osservazioni della Commissione Interparlamentare per le questioni regionali, è stato firmato il 13 febbraio 2004 dal Capo dello Stato uno schema di Decreto Presidenziale che dovrebbe risolvere la questione⁴.

1.2 Le scelte di liberalizzazione e privatizzazione

Come si è anticipato in premessa, nel settore elettrico si è avuta una manifestazione del diverso modo in cui lo Stato ha operato le sue scelte di politica economica, nelle diverse epoche.

Così nel cinquantennio, che parte dal primo dopoguerra, lo Stato assume una funzione imprenditoriale che si attua attraverso la nazionalizzazione delle industrie private del settore, facendo leva sulla disposizione dell'art. 43 della Costituzione.

Accadde così che con la legge n. 1643 del 16/12/1962 fu istituita l'ENEL, cui venne affidato l'esercizio delle attività di generazione (ovvero produzione), trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

Un deciso cambiamento di politica economica conduce, successivamente, lo Stato ad intraprendere il cosiddetto processo di privatizzazione che si prefiggeva alcuni precisi obiettivi che possono rispettivamente riassumersi:

- nell'esigenza di garantire liquidità alla finanza pubblica attraverso l'apporto di rilevanti capitali provenienti dalle dismissioni delle partecipazioni pubbliche;
- nell'obiettivo di garantire nuovi livelli di efficienze alle aziende interessate, in aderenza a quanto impone il mercato;
- nel conseguimento di una vitalizzazione del mercato azionario con attrazione degli investimenti dei risparmiatori verso titoli azionari affidabili.

La prima tappa del processo di privatizzazione risale al D.L. n. 333 del 1992, convertito dalla legge 8 agosto 1992 n. 359, che trasforma l'ENEL,

⁴ Con detto Decreto Presidenziale è stata data "autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio delle opere di cui al progetto di variante del tracciato dell'elettrodoto Matera S. Sofia ricadente nei comuni di Rampolla e di Melfi".

assieme all'ENI, all'IRI e all'INA in altrettante società per azioni concessionarie delle rispettive attività riservate per legge.

Secondo il programma di riordino dell'allora Ministero del Tesoro si prevedeva, per l'ENEL, di mantenere l'unità dell'azienda, con lo scopo di permettere l'utilizzo di ampie economie di scala fondate su di una valorizzazione produttiva che risultasse essere apprezzata dal mercato.

Nel maggio 1994 con D.L. 332, convertito con modificazioni con legge 30 luglio 1994 n. 474, sono state affrontate alcune importanti questioni relative:

- alla costituzione di una Autorità;
- alla fissazione di alcuni criteri relativi all'azionariato ed ai diritti di voto dopo la privatizzazione.

L'assetto dell'ENEL, in questo periodo, non veniva modificato in quanto prevaleva l'orientamento di mantenere la struttura del settore elettrico nella sua forma originaria, avendo di mira essenzialmente il rapido collocamento delle azioni.

In questo quadro in evoluzione, si inserisce in sede europea l'approvazione, in data 19 dicembre 1996, da parte del Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea della direttiva 96\92\CEE concernente norme comuni per il Mercato Interno dell'Energia elettrica.

I principi fondamentali della direttiva riguardano:

- liberalizzazione della generazione di energia elettrica. In forza di tale orientamento si prevede che gli Stati membri per la costruzione di nuove centrali possono scegliere, nel quadro legato alla sussidiarietà, tra un sistema di autorizzazioni ovvero uno incentrato sulle procedure di appalto;
- obbligo di "separazione contabile" tra l'attività di produzione, trasmissione e distribuzione, ma anche di separazione "gestionale" della trasmissione dalle altre attività del mercato elettrico;
- accesso alla rete di trasmissione attraverso tre procedure a scelta dei Paesi membri e costituite rispettivamente da: accesso negoziato; regolamentato; mediato dall'acquirente unico;
- instaurazione di un duplice mercato; il primo un mercato libero, caratterizzato dalla presenza dei c.d. "clienti idonei"; l'altro un mercato vincolato sottoposto a regime tariffario, costituito dai clienti di massa;

- la creazione, da parte degli Stati membri, di un Gestore che si occupi del funzionamento, della manutenzione e dello sviluppo della rete di trasporto e distribuzione.

La trasposizione nell'ordinamento italiano della direttiva 96/92/CEE è avvenuta con la legge 128 del 1999, contenente "norme per il mercato dell'Energia elettrica".⁵

Detta legge delegava il Governo a dare attuazione alla direttiva, provvedendo, con propri decreti legislativi, da emanare entro un anno, nel rispetto dei principi e dei criteri direttivi stabiliti dalla stessa legge delega.

La genericità dei principi fissati dalla legge delega e l'estrema flessibilità della stessa Direttiva, hanno affidato al Governo ampi spazi di discrezionalità sul definitivo assetto da realizzare nel settore.

In effetti, i contenuti della normativa di delega sono stati disegnati a maglie larghe, così da consentire al decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 una radicale riforma del sistema elettrico, attuando in primo luogo la separazione delle diverse fasi del servizio che nel precedente regime erano integrate all'interno del monopolio pubblico.

La liberalizzazione avrebbe dovuto garantire, andando oltre quanto avveniva a livello degli altri paesi ed in particolare della Francia che conserva tuttora all'EdF una posizione di monopolio pubblico, il passaggio ad un sistema concorrenziale per la selezione dei produttori che avrebbero dovuto servire il mercato.

1.3 La liberalizzazione del settore

Nel nostro Paese, dando attuazione alla scelta comunitaria, attraverso il decreto 79/99, si impone all'operatore nazionale monopolista di ridimensionare la propria quota di produzione.

⁵ L'adozione definitiva, avvenuta il 26 giugno 2003, della direttiva 54/2003/CE, con cui si introduce un nuovo pacchetto di liberalizzazione del mercato elettrico, ha condotto all'abrogazione della direttiva 96/92/CE. Con la nuova direttiva, si sancisce che dal 1 luglio 2004, tutti gli stati membri dovranno liberalizzare l'utenza non civile di energia elettrica, fino alla completa apertura del mercato elettrico che avverrà entro il prossimo 2007. Con la nuova direttiva 54/2003/CE è entrato in vigore anche il regolamento CE 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Si dispone così che dal 1 gennaio 2003 nessun operatore potrà produrre o importare più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta ed importata sul mercato nazionale, con l'effetto che l'ENEL ha dovuto cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva secondo un apposito piano di dismissione.

Questa scelta evidenzia due punti nodali della politica di liberalizzazione nel settore elettrico, facenti riferimento l'uno alla situazione che sullo stesso terreno contraddistingue la politica di alcuni dei nostri "partners" europei, l'altro aspetto fa riferimento al panorama nazionale.

Per la situazione internazionale, va detto che la scelta di immediata liberalizzazione perseguita dal D. L.vo 79\99, ha evidenziato una certa unilateralità che ha trovato l'intoppo nei diversi comportamenti seguiti da alcuni Paesi nostri diretti concorrenti come la Francia, suggerendo a posteriori soluzioni di ripiego, sul piano delle politiche concrete di settore.

Infatti, mentre in Italia si procedeva, fuori da un coordinamento di livello comunitario, a dare immediata attuazione alla liberalizzazione nel settore della produzione elettrica, in Francia persisteva la situazione di monopolio intestata alla EdF (Electricité de France) che consolidava, con prevalenza sul mercato italiano, la sua florida posizione di esportatore e di monopolista nazionale, sostenuto generosamente dallo stato francese.

E' accaduto così che dopo l'acquisizione da parte dell'EdF di una partecipazione in Edison, che è titolare di una quota azionaria maggioritaria in una delle GENCO costituite dopo la dismissione ENEL, il Governo ha dovuto provvedere, per la salvaguardia degli interessi nazionali minacciati, al congelamento del diritto di voto dei francesi nella stessa Edison.

Il tutto mentre la Commissione Europea chiedeva al gruppo francese di restituire 880 milioni di Euro ricevuti sotto forma di sgravi fiscali costituenti aiuti di Stato contrari alle norme di liberalizzazione, nonostante le richieste già avanzate dalla stessa Commissione europea nell'ottobre 2002.

Quale che siano gli effetti della scelta operata dal D. L.vo 79\99, resta fermo che all'art. 8 del decreto 79\99 si prevede di seguire, scegliendo tra i due sistemi rispettivamente di autorizzazioni e di gare pubbliche delineati dalla direttiva comunitaria, la procedura di autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti di produzione.

Al fine di accelerare i tempi dell'apertura del mercato alla concorrenza, è quindi intervenuta la legge 9 aprile 2002 n. 55 (c.d. legge sblocca centrali) che ha provveduto a semplificare le procedure di autorizzazione relative alla costruzione ed all'esercizio di impianti di potenza superiore a 300 MW.

Il fine della semplificazione è perseguito attraverso una procedura unificata e semplificata, riferita a ciascuna categoria di impianto nonché mediante il rilascio, in tempi determinati, di un unico provvedimento riguardante sia l'impianto principale che le opere connesse e le infrastrutture necessarie al suo esercizio.

In estrema sintesi si è inteso, con il D. L.vo 79\99, favorire, in un primo momento, la concorrenza nel mercato dell'energia elettrica attraverso la riduzione forzata delle dimensioni dell'operatore dominante ed il trasferimento di parte dei suoi "assets" ad operatori concorrenti.

Tale processo è risultato, come si è riferito, in controtendenza con lo sviluppo reale del mercato europeo; e così pure le privatizzazioni operate nel settore, che si proponevano di perseguire la salvaguardia della sicurezza e dell'economicità del sistema di generazione elettrica, quale pure era previsto dalla legge delega, hanno visto, tuttavia, privilegiare l'obiettivo di drenare liquidità sul mercato azionario rispondendo alle diverse esigenze di finanza pubblica più che alla sicurezza ed all'economicità del sistema di generazione elettrica.

Ciò sebbene lo stesso DPEF 2002\2003 avesse invano ribadito l'esigenza di "procedere alle operazioni di privatizzazione ed alle dismissioni di partecipazioni pubbliche in una ottica che non tenga conto soltanto delle esigenze di carattere finanziario, ma contribuisca a determinare un miglioramento generale delle condizioni produttive del mercato", "in termini tali da concorrere alla efficienza e alla competitività del sistema economico".

La Corte dei Conti, già nelle relazioni concernenti gli esercizi precedenti del GRTN aveva evidenziato come la separazione tra proprietà, (TERNA) e gestione (GRTN) determinasse aspetti di criticità nell'attività di esercizio degli impianti e di conduzione degli stessi, sottintendendo che per una corretta gestione il soggetto incaricato della stessa ne avesse la titolarità.

Nella relazione rassegnata dalla Corte si affermava che "in presenza di una tale situazione, che accresce confusione nel quadro complesso del processo di liberalizzazione del sistema elettrico, la Corte aveva rappresentato l'esigenza

di addivenire, in tempi brevi, alla riunificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale in un unico soggetto, come già indicato sin dal 2002, tra gli obiettivi del documento di programmazione economica e finanziaria".

Questa unificazione da attuarsi in esecuzione dell'art. 1 ter della legge 27 ottobre 2003 n. 290, è stata oggetto del DPCM 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per la unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale.⁶

⁶ Con legge 27 ottobre 2003 n. 290 è stato convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 29 agosto 2003 n. 239 recante misure urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Tale provvedimento detta misure per un diverso assetto ed organizzazione della rete elettrica nazionale. In particolare demanda ad un DPCM la definizione dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN e per la gestione del soggetto che risulterà dalla unificazione. La legge 290/03 introduce alcune modifiche al D.Lvo n. 79/99, mentre viene disposta la successiva privatizzazione del soggetto che risulterà dall'unificazione della proprietà e della gestione. Al fine, poi, di assicurare la terzietà e neutralità rispetto agli altri operatori del settore, viene anche previsto che, a decorrere dal 1° luglio 2007, nessuna società operante nel settore elettrico nei comparti diversi dalla trasmissione, possa detenere quote superiori al 20% del capitale del nuovo soggetto in cui risultano unificati proprietà e gestione della rete.

Capitolo II

2.- Organi e personale della società

2.1.- Organi sociali

In data 3 luglio 2003 si è tenuta la riunione dell' l'Assemblea Ordinaria della Società GRTN, durante la quale, si è preso atto che, con la contestuale approvazione del Bilancio 2002 di cui al primo punto all'ordine del giorno, era venuto a naturale scadenza il Consiglio di Amministrazione della società già nominato dall'Assemblea del 15 febbraio 2000 , con una durata fissata per tre esercizi.

Nel procedere all'aggiornamento della composizione del nuovo Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea ha tenuto conto di quanto disponeva in materia l'art. 2380 del c.c. (prima della recente riforma del diritto societario), a tenore del quale, se l'atto costitutivo non stabilisce il numero degli amministratori, ma ne indica solamente un numero massimo e minimo, spetta all' Assemblea determinare il numero degli amministratori da nominare.

Su tale fondamento, il rappresentante dell'Azionista Unico del GRTN, che è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, nel corso di detta Assemblea del 3 luglio 2003 ha illustrato una proposta di deliberazione elaborata d'intesa tra lo stesso Ministero ed il Ministero delle Attività Produttive ai sensi degli artt. 3, comma 4 del D. L.vo 79\99 e dell'art. 8.1 dello Statuto sociale.

In piena adesione a detta proposta, l'Assemblea, ha aumentato il numero degli amministratori deliberando che *"i componenti del Consiglio di Amministrazione sono determinati nel numero di 7 (sette), per la durata degli esercizi 2003, 2004,2005 e fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2005"*, elevando, in tal modo, il numero originario di cinque componenti.

La stessa Assemblea, quindi, ha nominato i sette membri del CdA. di cui uno risulterà sostituito nel corso del 2003.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 2380, u.c., del codice civile, secondo il quale in assenza di una diversa disposizione dello Statuto Sociale, il Consiglio di Amministrazione sceglie tra i suoi membri il Presidente se questi non è nominato

dall'Assemblea, la stessa, nel corso della stessa riunione, ha nominato il Presidente.

Il compenso per i componenti del Consiglio di Amministrazione veniva determinato in Euro 40.000 per il Presidente ed in Euro 20.000 per tutti gli altri componenti.

Successivamente, il Consiglio di Amministrazione, nella sua nuova composizione, in occasione della riunione del 4 luglio 2003, procedeva a norma dell'art. 24.1 dello Statuto sociale alla nomina del nuovo Amministratore delegato.

A seguito della modifica introdotta nello statuto sociale ed in forza di quanto deliberato dall'Assemblea straordinaria del GRTN tenutasi il 6 ottobre 2003, è consentita l'attribuzione di specifici compiti a più consiglieri nonché il conferimento di una delega al Presidente, circoscritta in modo da non interferire con la gestione

In particolare, risulta formalizzata con la delibera del CdA del 21 ottobre 2003 l'attribuzione al Presidente, salvo l'obbligo di mantenere opportuni contatti con l'Amministratore delegato, di compiti concernenti specifiche materie elencate nella stessa delibera.

Le materie attribuite in tal modo al Presidente concernono:

- comunicazione ed immagine, con la facoltà di avvalersi anche di esperti esterni; nonché relazioni internazionali;
- studi nel settore energetico, mantenendo rapporti con il mondo scientifico e proponendo al Consiglio l'assunzione delle relative iniziative.

Inoltre, al Presidente, sempre secondo detta delibera del 21 ottobre 2003, è delegato il potere di sottoscrivere tutte le convenzioni e gli atti contrattuali connessi alle attività a lui riservate "assicurando di detti atti, contratti e convenzioni la corretta attuazione e predisponendo le necessarie verifiche e controlli, senza preventiva delega del CdA, fino ad un importo di euro 100.000, 00, con facoltà di delega per singoli atti o categorie di atti ai sensi dell'art. 24.2 dello Statuto".

In particolare, nella stessa data il Consiglio ha approvato l'instaurazione di un rapporto di lavoro dirigenziale a tempo indeterminato con l'Amministratore delegato, alle dipendenze del CdA per un compenso annuo lordo di 150.000,00

euro, oltre il riconoscimento di quanto previsto dal CCLN dei dirigenti di azienda industriali applicato ai dirigenti del GRTN.

Nello stesso tempo, veniva previsto, sempre nella citata delibera del 4 novembre, il riconoscimento per la carica di Amministratore delegato, ai sensi dell'art. 2389 c.c., secondo comma c.c., la corresponsione di un compenso globale sino a 290.000,00 (170 quale parte fissa e 120 quale parte variabile che non ha avuto per il 2003 parametri obiettivi di riscontro) euro annui lordi dalla data di conferimento delle deleghe (4 luglio 2003) sino al mantenimento dell'incarico.

Nel prosieguo è stato sottoposto al CdA una proposta tesa a definire, in rapporto ai compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato ex art. 2389 c.c., una articolazione in una parte fissa ed in una parte variabile, da corrispondere quest'ultima al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati alle funzioni loro affidate e definiti dal CdA ovvero da un "compensation committee" all'uopo costituito.

Va evidenziato che per la liquidazione della parte variabile della retribuzione sino al 31 dicembre 2003 si è provveduto intendendosi dovuta tale prestazione indipendentemente del raggiungimento convenzionale degli obiettivi e da una valutazione del "compensation committee", stante il suo mancato insediamento.

Entrambe le determinazioni inoltre prevedono, sia per il presidente che per l'amministratore delegato, un trattamento di fine mandato (TFM) pari ad 1\12 degli emolumenti complessivamente goduti nell'arco del mandato, che non era stato riconosciuto nella precedente consiliatura e non trova applicazione in molte altre società pubbliche implicando l'esigenza di specifiche direttive da parte del Ministero azionista.

Pertanto, restando in materia di compensi da disporsi a favore dei componenti del CdA "investiti di particolari cariche", in conformità a quanto previsto dall'art. 2389, va rilevato che su proposta di un consigliere formulata nel corso della riunione del CdA del 4 novembre 2003 si è proceduto, ai sensi dell'art. 18.1 dello Statuto sociale, alla nomina del vice presidente ed alla attribuzione di compenso aggiuntivo per detta carica.

Nella sostanza, si può rilevare come nella nuova fase iniziata il primo luglio 2003 gli oneri per il funzionamento degli organi societari di vertice hanno subito un incremento.

I compensi per incarichi esecutivi sono stati tutti determinati sentito il parere del Collegio sindacale (art. 2389, secondo comma, codice civile).

2.2 Il Personale dipendente

Si premette che la struttura organizzativa della società, che si identifica nelle direzioni centrali nonché nell'organizzazione territoriale risulta stabilita nel 2001. Da e non modificata, mentre si è registrato un ampliamento dell'organico complessivo.

L'affinamento dell'esperienza operativa dal 2001 ha fatto emergere delle significative criticità nella gestione delle attività di programmazione dell'esercizio, tali da indurre alla costituzione nel corso del 2003 di una task-force tecnico operativa nell'attività di programmazione dell'esercizio costituita appunto dalla direzione dispacciamento e dalla unità esercizio rete.

A valere dal 2004 si è definito il criterio di determinazione del sistema di incentivazione al personale dipendente correlandolo ad obiettivi predeterminati che rispondono a specifici parametri di riferimento, al di là della soglia comune di ammissibilità di detto beneficio (il c,d, "cancello") legato al mancato manifestarsi di disservizi, nell'erogazione dell'energia (indice di disalimentazione 2003 quale condizione per l'erogazione piena dell'incentivo).

Va notato che il parametro prescelto è connesso, peraltro, all'anno (2003) che ha registrato il maggiore disservizio, nella pur recente storia del GRTN.⁷

Questa previsione, deliberata dal CdA nella seduta del 20 luglio 2003, pone termine al sistema vigente in cui la corresponsione dell'incentivazione era indipendente dalla verifica degli obiettivi raggiunti. e dà attuazione ad una evidente finalità di efficienza.

Sul terreno dell'assetto organizzativo del personale del GRTN, va riferito della distribuzione, del personale all'esterno del GRTN (MAP-AEEG); distribuzione che influisce sulla composizione numerica complessiva della dotazione di personale in servizio presso il GRTN.

Si tratta di un forte contingente di personale distaccato (57 unità), con riflessi sulla gestione interna evidenziandosi che mentre alla data del

⁷ Tuttavia per gli organi di vertice (Presidente ed Amministratore delegato) il conseguimento degli obiettivi di cui è correlata la corresponsione del premio incentivante è avvenuta in modo automatico per il 2003 essendo mancata ogni valutazione del Comitato appositamente costituito.

30/04/2003, la dotazione complessiva del GRTN ammontava a 703 dipendenti di cui 44 dirigenti, due dei quali distaccati al MAP ed uno distaccato alla Cassa Conguaglio del Settore elettrico, nel prosieguo si è registrato un progressivo incremento.

Alla data del 30 giugno 2004, infatti, pur dopo che era chiaro il ridimensionamento della funzione del GRTN- per effetto del trasferimento del ramo d'azienda a TERNA Spa - a fronte dell'aumento del numero complessivo dei dipendenti arrivati a 772, dai 703 appena citati, per i dirigenti si è passati da 44 a 60.

Peraltro, dall'esame della situazione di dettaglio, quale risulta essere in atto, si evidenziano due vicende che appaiono porre in risalto alcuni profili meritevoli di approfondimento.

La prima situazione che viene in evidenza concerne l'impiego di personale del GRTN presso il Ministero per le Attività Produttive (MAP), così come, si segnala la speculare vicenda dell'impiego di personale del GRTN presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE), la cui dotazione di personale è per oltre il 90% costituita da detto personale del GRTN in posizione definita di "distacco".

Nelle sottostanti tabelle è riportato il numero di dipendenti del GRTN (interni e distaccati) presenti in servizio negli anni 2003 alle date del 1° gennaio, 1° luglio e 31 dicembre, suddividendo Dirigenti ed Impiegati (Quadri + Impiegati + Operai).

Il 31 dicembre 2003 il personale in servizio ammontava a 745 unità, di cui 50 dirigenti, facendo registrare un incremento pari al 6%.

Anno 2003	Personale in servizio			Variazioni percentuali		
	01/01/03 (a)	01/07/03 (b)	31/12/03 (c)	1°semestre [(b-a)/a]	2°semestre [(c-b)/c]	Anno 2003 [(c-a)/a]
Dirigenti	43	44	50	2%	14%	16%
Impiegati	659	667	695	1%	4%	5%
Totale	702	711	745	1%	5%	6%

La situazione appena descritta ha avuto un evidente impatto sull'andamento degli oneri finanziari accollati al GRTN così come si ricava dalla tabella di seguito riportata:

	2000	2001	2002	2003
Costo del lavoro (€*1000)	42.480	44.735	46.020	48.675
Variazione percentuale del costo del lavoro	---	5,3%	2,9%	5,8%
Salari/stipendi (€*1000)	29.399	31.774	32.470	34.469
Variazione percentuale dei salari/stipendi	---	8,1%	2,2%	6,2%
Consistenza numerica al 31/12	660	698	702	745
Variazione percentuale della consistenza numerica	---	5,8%	0,6%	6,1%

Nel 2002 l'aumento percentuale del costo del lavoro (+2,9%) è superiore all'aumento percentuale della dotazione di personale (+0,6%).

2.3.- Il Personale "distaccato"

Con riferimento al personale GRTN in attività di servizio, definito come "distaccato" presso il M.A.P., risulta che nell'ambito della cessione di ramo d'azienda da parte della società ENEL, avvenuta il 2 agosto 1999, furono trasferiti al GRTN 30 dipendenti per i quali era già in atto, da anni, il "distacco" presso l'allora Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato.

In quella occasione, il Ministero chiese al GRTN la conferma dei "distacchi" di 24 dipendenti già in essere, invocando l'art 3, comma 15, del D. L.vo n.79\99, che prevede un generico "supporto tecnico", da attuarsi con idonee modalità organizzative, "per il rispetto degli adempimenti relativi all'attuazione del decreto di riordino del settore elettrico".

Nel corso del 2001 è stata sottoscritta, tra GRTN e Ministero, una "nota esplicativa" intesa a disciplinare le modalità di fornitura del supporto tecnico sino alla data del 30 giugno 2003.

Allo scadere di quest'ultima data, il Ministero ha chiesto la conferma dei "distacchi" già in essere ed un ulteriore potenziamento del "supporto tecnico" fornito.

Con l'assenso dell'AEEG, in data 28 novembre 2003 è stata così sottoscritta una convenzione tra GRTN e Ministero, che nello specificare le modalità di fornitura del "supporto tecnico" precisa che:

- gli oneri relativi e conseguenti al "supporto tecnico" rientrano tra le spese di funzionamento del GRTN e sono coperti finanziariamente dal corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale, nel limite autorizzato dall'AEEG di 1,7 milioni di euro su base annua;
- in considerazione delle esigenze di potenziamento del "supporto tecnico" al Ministero è riconosciuta la possibilità di richiedere - in aggiunta a quelli già in essere alla data di sottoscrizione della convenzione - ulteriori distacchi di risorse umane, normalmente di personale qualificato (art. 4 della convenzione, comma 4.2);
- il GRTN, dal suo canto, si riserva la possibilità di garantire il "supporto tecnico" anche attraverso strumenti diversi e concorrenti tra loro come "il ricorso a tipologie contrattuali differenti dal rapporto di lavoro a tempo indeterminato" (art.4 della convenzione comma 4.5).

Si deve rilevare, altresì, che il GRTN è divenuto titolare, subentrando all'ENEL, dei contratti individuali di lavoro, a suo tempo stipulati dall'ENEL, del personale ENEL in servizio presso la CCSE dal 1 settembre 1987 concernenti 29 unità.

Dopo una fase contenziosa tra GRTN e CCSE circa i poteri di gestione del personale distaccato, si è, quindi, pervenuti alla stipula di una apposita convenzione, in data 31 luglio 2003, con la quale è stata definita la posizione di n. 31 unità.

Capitolo III

3. I principali atti gestionali

3.1.- L'attività di pianificazione

Per la prima volta dopo diversi esercizi da quando il GRTN è divenuto operativo, sono state sottoposte al CdA, nella seduta del 4 novembre 2003, le "prime linee guida per la redazione del Piano Strategico".

Si tratta di un approccio razionale, diretto a ridurre - con una accorta pianificazione che investe i diversi settori, coordinandoli in una ottica convergente capace di bilanciarla adeguatamente - la spinta degli aspetti critici.

Aspetti critici che concernono una gestione strutturalmente condizionata da diversi fattori quali:

- un'insufficiente produzione nazionale;
- una non adeguata situazione di efficienza del parco di generazione;
- una rilevante quota di importazione dall'estero, mediamente del 16% con punte notturne altissime.

Il documento, sottoposto ed approvato dal CdA, si articola in tre parti riguardanti rispettivamente:

- sicurezza del sistema;
- sviluppo della rete;
- andamento dei risultati economico-finanziari.

A - SICUREZZA DEL SISTEMA

Per quanto attiene la sicurezza del sistema, dopo aver previsto una variazione della capacità di riserva con un aumento, che tiene conto dell'incremento dell'importazione da 5.400 a 5.500 MWh, cui vanno ad aggiungersi 1.200 MWh che si giovano dell'apporto di nuovi impianti e di un saldo del repowering, si prevedeva per il 2004 una punta estiva di 55.500 MWh ed una riserva pari a 1.500 MWh.

Per l'incremento della capacità disponibile, le linee del piano strategico introducono, come potenziale contributo alla copertura della punta estiva - per la