

## **I 530 - ENEL PRODUZIONE-ENDESA ITALIA**

*Provvedimento n. 13268*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 10 giugno 2004;

SENTITO il Relatore Professor Nicola Occhiocupo;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTA la propria delibera, adottata in data 26 giugno 2003, con la quale è stata avviata un'istruttoria, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti delle società Enel Produzione S.p.A., Enel Green Power S.p.A., Endesa Italia S.r.l., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., volta ad accertare eventuali violazioni dell'articolo 2 della legge n. 287/90;

VISTA la comunicazione delle risultanze istruttorie, inviata alle parti del procedimento in data 27 febbraio 2004, ai sensi dell'articolo 14, comma 1, della legge n. 287/90 e dell'articolo 14, comma 2, del D.P.R. n. 217/98;

VISTA la propria delibera dell'11 marzo 2004, con la quale, al fine di assicurare una compiuta valutazione degli elementi dedotti in istruttoria, nonché di consentire la piena applicazione del principio del contraddittorio e l'esercizio del diritto di difesa, è stato fissato il nuovo termine di conclusione del procedimento al 25 aprile 2004;

VISTI gli atti, presentati congiuntamente da Enel Produzione S.p.A., Enel Green Power S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., in data 26 marzo 2004, e da Endesa Italia S.r.l. ed Edipower S.p.A., in data 1° aprile 2004, con i quali è stata richiesta l'autorizzazione in deroga, ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90, degli aspetti di coordinamento tra imprese concernenti l'appartenenza al Sistema Transitorio delle Offerte di Energia Elettrica - STOVE;

VISTA la propria delibera del 15 aprile 2004, con la quale, al fine di effettuare una compiuta ed approfondita valutazione delle richieste di autorizzazione in deroga ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90, è stato fissato il nuovo termine di conclusione del procedimento al 15 giugno 2004;

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

### **I. LE PARTI DEL PROCEDIMENTO**

**1. ENEL PRODUZIONE S.p.A. (ENEL PRODUZIONE)** è una società operante nel mercato della generazione elettrica interamente controllata da ENEL S.p.A. (ENEL), *holding* dell'omonimo gruppo attivo nei settori elettrico, della distribuzione e vendita del gas naturale, delle telecomunicazioni, dei servizi idrici, dell'*engineering* e del *contracting* immobiliare, dell'impiantistica, del riciclo dei rifiuti, del *trading* e della logistica di combustibili, dei servizi informatici e telematici. Al momento, le società operative del gruppo ENEL risultano collocate in cinque aree funzionali distinte in (i) Generazione ed *Energy Management*; (ii) Mercato; (iii) Infrastrutture e Reti; (iv) Telecomunicazioni; (v) Servizi alle Aziende e Attività Diversificate. Il 60,978% del capitale sociale di ENEL è detenuto dallo Stato Italiano.

**2. ENEL GREEN POWER S.p.A. (ENEL GP)** è una società operante nel mercato della generazione elettrica da fonti rinnovabili controllata da ENEL. La società è compresa nell'area Generazione ed *Energy Management*, insieme a ENEL PRODUZIONE.

**3. ENDESA ITALIA S.p.A. (ENDESA ITALIA)** è una società attiva nella produzione, importazione, esportazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas naturale. ENDESA ITALIA ha avviato le proprie attività con l'acquisizione, nel settembre 2001, di ELETTRROGEN S.p.A. (ELETTRROGEN)<sup>1</sup>, una delle tre società di produzione di energia elettrica (*generating company*, c.d. *genco*) costituite da ENEL nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore elettrico, avviato con il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Decreto Legislativo n. 79/99)<sup>2</sup>. ENDESA ITALIA fa parte del gruppo spagnolo ENDESA, operante a livello mondiale nei settori energetici e delle telecomunicazioni e avente come *holding* la società spagnola ENDESA SA.

**4. EDIPOWER S.p.A. (EDIPOWER)** è una società attiva nella produzione, importazione, esportazione, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nel maggio 2002 EDIPOWER ha acquisito la *genco* EUROGEN S.p.A. (EUROGEN)<sup>3</sup>. EDIPOWER è controllata da Edison S.p.A. (EDISON) che, con una partecipazione del 40% del capitale sociale, è in grado di esercitare il controllo esclusivo in virtù delle previsioni statutarie e dei patti parasociali stipulati con gli altri soci industriali aventi partecipazioni inferiori, Aem S.p.A. (16%), Aar e Ticino SA (16%) e Aem Torino S.p.A. (8%).

<sup>1</sup> [Dec. COMP/M.2553 - ENDESA/ENEL-ELETTRROGEN, in Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee n. C 281 del 5 ottobre 2001, pag. 11.]

<sup>2</sup> [Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in Gazzetta Ufficiale del 31 marzo 1999, n. 75.]

<sup>3</sup> [Dec. COMP/M.2792 - EDISON/EDIPOWER/EUROGEN, in G.U.C.E. n. C 217 del 13 settembre 2002, pag. 16.]

EDISON fa parte del gruppo Italergergia, attivo nel settore elettrico, del gas naturale, delle telecomunicazioni, dei servizi idrici, agroindustriale, chimico e delle costruzioni navali.

5. TIRRENO POWER S.p.A. (TIRRENO POWER) è una società attiva nella produzione, importazione, esportazione, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nel febbraio 2003 TIRRENO POWER ha acquisito la *genco* INTERPOWER S.p.A. (INTERPOWER)<sup>4</sup>. Il capitale sociale di TIRRENO POWER è interamente detenuto dalla società AIRE S.p.A., a sua volta controllata congiuntamente, con quote paritarie del 50%, da ENERGIA ITALIANA S.p.A. ed EBLACEA S.p.A.. Quest'ultima società, appositamente costituita per realizzare l'operazione di acquisizione di INTERPOWER, è controllata in via esclusiva da ELECTRABEL SA ed è partecipata con una quota di minoranza del 30% da ACEA S.p.A..

## II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

6. Il procedimento è stato avviato d'ufficio dall'Autorità, in data 26 giugno 2003, al fine di accertare alcune condotte poste in essere dalle imprese sopra citate (di seguito congiuntamente anche definite Parti) nell'ambito del processo di riorganizzazione e apertura alla concorrenza del settore elettrico<sup>5</sup>. In particolare, gli accertamenti hanno interessato i comportamenti collegati alla partecipazione delle imprese a due organismi, rispettivamente denominati *Team Energy Management* (TEM) e Sistema Transitorio di Offerte Vendita di Energia (STOVE).

7. Successivamente alla costituzione del TEM, in data 21 giugno 2002, le imprese ENEL PRODUZIONE e ENDESA ITALIA hanno depositato una comunicazione volontaria d'intesa, ai sensi dell'articolo 13 della legge n. 287/90 e, in subordine, dell'articolo 4 della medesima legge. Tenuto conto della progressiva adesione anche di altri soggetti al TEM, l'Autorità ha ritenuto modificata l'intesa originariamente comunicata e, in data 18 ottobre 2002, ha interrotto i termini ai sensi dell'articolo 13 del D.P.R. n. 217/98, in attesa di ricevere una nuova comunicazione. Tale atto, tuttavia, non è mai pervenuto prima dell'avvio di istruttoria.

8. In seguito all'invio della comunicazione delle risultanze istruttorie (CRI) alle Parti, avvenuto il 27 febbraio 2004, ENEL PRODUZIONE, ENEL GP e TIRRENO POWER hanno depositato una comunicazione congiunta ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90 relativa a uno dei due aspetti del coordinamento restrittivo individuato nelle CRI nell'ambito della partecipazione allo STOVE. In data 1 aprile 2004, EDIPOWER e ENDESA ITALIA hanno formulato richiesta di autorizzazione, sempre ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90, relativamente ad entrambi i profili restrittivi individuati nelle CRI nell'ambito della partecipazione allo STOVE.

## III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

9. Al fine di rendere comprensibile il contesto delle condotte tenute dalle Parti, si procederà qui di seguito a delineare lo stato attuale del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, avviato dal Decreto Legislativo n. 79/99, nonché a una ricostruzione delle vicende relative a TEM e STOVE.

### III.1 L'avvio del mercato elettrico

10. In data 1° aprile 2004 ha preso avvio il mercato centralizzato degli scambi di energia elettrica (ME), nell'ambito del quale si svolgono le contrattazioni relative alla compravendita di energia elettrica<sup>6</sup> – destinata al fabbisogno dei clienti idonei e vincolati<sup>7</sup> – e dal cui esito dipende la determinazione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità<sup>8</sup>. L'effettiva operatività del ME ha determinato il passaggio a un sistema di dispacciamento energetico secondo il merito economico, curato da una società per azioni appositamente costituita da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

---

<sup>4</sup> [Dec. COMP/M.2792 - ELECTRABEL/ENERGIA ITALIANA/INTERPOWER, in G.U.C.E. n. C 025 del 1° febbraio 2003, pag. 2; provv. 1561 - ELECTRABEL-ENERGIA/TIRRENO POWER del 5 giugno 2003, in Bollettino n. 23/2003.]

<sup>5</sup> [Provv. 1530 - ENEL PRODUZIONE-ENDESA ITALIA del 26 giugno 2003, in Bollettino n. 26/2003.]

<sup>6</sup> [Sotto il profilo organizzativo, il ME risulta distinto tecnicamente in tre mercati specifici: (1) il "mercato del giorno prima" è finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti, alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno dopo e all'allocatione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato; (2) il "mercato di aggiustamento" consente agli operatori di modificare i programmi definiti sulla base della chiusura giornaliera del mercato del giorno prima; (3) il "mercato per il servizio di dispacciamento, per l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni e per il servizio di riserva" è quello in cui gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che il GRTN utilizza al fine di svolgere i propri compiti di dispacciamento e di gestione della rete.]

<sup>7</sup> [Ai sensi dell'articolo 2 del D.Lgs. n. 79/99, per "cliente idoneo" s'intende la persona fisica o giuridica avente la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, mentre cliente vincolato è il soggetto che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, risulta legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza.]

<sup>8</sup> [Mentre con l'avvio del ME la remunerazione dell'energia elettrica offerta risulta interamente definita dall'incontro con la domanda espressa nel contesto di mercato, sino all'aprile del 2004 l'energia immessa sul mercato e destinata al fabbisogno dei clienti vincolati è stata remunerata sulla base di prezzi fissati per via regolamentare: il "Prezzo all'ingrosso per l'energia elettrica da destinare al mercato vincolato" (PG) è stato istituito dall'AEEG a mezzo della delibera 205/99 con la finalità di determinare la componente della tariffa per i clienti vincolati dovuta all'attività di generazione nazionale. ed era scaglionato in quattro fasce decrescenti: F1, F2, F3 e F4, volte ad indicare, rispettivamente, le ore a maggior consumo di energia della giornata (F1 e F2), quelle a consumo medio basso (F3) e le cosiddette "ore vuote" (F4) coincidenti con le ore notturne e le giornate festive.]

(GRTN) e denominata Gestore del Mercato Elettrico (GME). In precedenza, nelle more dell'avvio del ME, in Italia coesistevano invece un regime di dispacciamento passante ed uno secondo l'ordine di merito tecnologico<sup>9</sup>.

**11.** Il dispacciamento passante riguardava l'energia destinata al soddisfacimento della domanda espressa dai clienti idonei, e, in particolare, (i) l'energia nazionale relativa ai contratti bilaterali sottoscritti tra generatori nazionali e clienti idonei; (ii) i contratti bilaterali sottoscritti a valere sull'energia importata e su quella derivante dalle aste effettuate dal GRTN a valere sull'energia prodotta da impianti ammessi al regime c.d. CIP 6; (iii) l'energia generata da impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili non rientranti nei programmi CIP 6; (iv) l'energia generata dalle imprese municipalizzate e trasferita a livello infragruppo ai propri clienti vincolati.

**12.** Il dispacciamento di merito tecnologico interessava invece la gran parte del parco termoelettrico italiano utilizzato a fini di copertura del fabbisogno dei clienti vincolati. A tale riguardo, il Decreto Legislativo n. 79/99 ha previsto, all'articolo 4, la costituzione, da parte del GRTN, di una società per azioni denominata Acquirente Unico (AU), avente il compito di stipulare e gestire contratti di fornitura tali da garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, nonché di parità di trattamento, anche tariffario.

**13.** L'effettiva operatività dell'AU è stata per lungo tempo rinviata a causa del mancato avvio del ME. Il ruolo di AU è stato svolto dall'ex monopolista ENEL, in capo al quale il Decreto Legislativo n. 79/99 – proprio in prospettiva di un periodo di transizione prima dell'effettiva entrata a regime della riforma – ha opportunamente stabilito l'obbligo di operare quale AU *pro tempore*<sup>10</sup>. Fino al 1° aprile 2004, dunque, ENEL ha assunto il ruolo di garante della copertura del fabbisogno vincolato ed ha assolto tale compito attraverso il supporto di due organismi: il TEM, sino al giugno 2003, e STOVE, dal giugno 2003 al marzo 2004.

### **III.2 Il sistema TEM**

*La costituzione del TEM e le comunicazioni avvenute al riguardo*

**14.** A seguito dell'apertura alla concorrenza del settore della generazione di energia elettrica – avvenuta con la cessione obbligata da parte di ENEL<sup>11</sup> di parte della propria capacità produttiva – sono risultate trasferite ai singoli produttori le competenze relative alle attività di (i) programmazione delle centrali di generazione e (ii) ottimizzazione economica delle risorse di produzione. Tali attività, precedentemente gestite da ENEL in forma verticalmente integrata<sup>12</sup>, sono funzionali alla definizione dei flussi energetici per lo svolgimento, da parte del GRTN, della trasmissione e del dispacciamento di energia sulla rete ad alta e altissima tensione.

**15.** La rilevante modifica a livello organizzativo del settore ha tuttavia dovuto combinarsi, fino all'avvio del ME, con il ruolo di AU vicario svolto da ENEL, per il cui espletamento – subito dopo l'entrata in vigore del decreto e la costituzione delle *gencos* – le società ENEL PRODUZIONE, ENEL GP (all'epoca denominata ERGA S.p.A.), ELETTOGEN, EUROGEN e INTERPOWER (in quanto ancora appartenenti al gruppo ENEL) hanno sottoscritto con ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. (ENEL DISTRIBUZIONE) dei contratti di fornitura di energia elettrica a copertura del fabbisogno del mercato vincolato. Le medesime società hanno, inoltre, mantenuto un'attività congiunta di tipo infragruppo, finalizzata alla programmazione delle centrali di generazione e ottimizzazione delle risorse di produzione, per coprire il fabbisogno del mercato vincolato.

**16.** Il 14 giugno 2000 ENEL ha comunicato le attività di programmazione infragruppo al GRTN, proponendo una procedura denominata "*Modalità transitorie per la programmazione della produzione delle centrali del gruppo ENEL*", seguita attraverso una struttura appositamente costituita e denominata *Team Energy Management - TEM*. Nella citata comunicazione, oltre a chiarire che l'attività del TEM consisteva nella trasmissione al GRTN degli elementi informativi a quest'ultimo necessari per definire e garantire il dispacciamento dell'energia necessaria alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato, ENEL faceva anche presente che la procedura sarebbe stata sottoposta a verifica man mano che

---

<sup>9</sup> [Gli impianti di generazione elettrica possono essere chiamati in produzione (tecnicamente si dice che vengono "dispacciati") in base ad un ordine di priorità legato all'esistenza dei rapporti contrattuali di fornitura a valle con i clienti finali (c.d. "dispacciamento passante"), oppure sulla base di una graduatoria che definisce una sorta di "ordine di merito". L'ordine di merito può essere, a sua volta, di tipo "tecnologico" (cioè basato sul principio della minimizzazione dei costi variabili di produzione, per cui risultano dispacciati per primi gli impianti che denotano i minori costi di generazione), oppure "economico" (cioè basato sui prezzi offerti per l'energia generata).]

<sup>10</sup> [In base all'articolo 4, comma 8, del D.Lgs. n. 79/99, "la data di assunzione da parte dell'acquirente unico della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati è stabilita dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con proprio provvedimento ai sensi del comma 3 dell'articolo 1. Fino a tale data, l'ENEL S.p.a. assicura la fornitura ai distributori sulla base dei vigenti contratti e modalità".]

<sup>11</sup> [Cfr. articolo 8 del D.Lgs. n. 79/99.]

<sup>12</sup> [Nel corso dell'audizione tenutasi il 25 luglio 2003 i rappresentanti di ENEL PRODUZIONE hanno chiarito come, fino al 1999, il dispacciamento era effettuato secondo un criterio di minimo costo dal Centro Nazionale di Controllo, organo interno a ENEL e predecessore tecnico dell'odierno GRTN. Le modifiche di sistema intervenute a seguito del decreto Bersani avrebbero determinato la necessità di rivedere integralmente tale procedura interna: infatti, a seguito della realizzazione della separazione societaria delle tre *gencos* e dell'esercizio obbligato delle funzioni vicarie di AU da parte di ENEL, a partire dal 2000 all'interno del gruppo si è dovuto affrontare "il problema di determinare il concorso di soggetti giuridicamente distinti alla produzione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato", a fronte di una domanda costituita dal fabbisogno nazionale di energia (doc. 30).]

il perimetro delle società di generazione di proprietà ENEL fosse mutato a seguito della prospettata vendita delle *gencos*.

**17.** In considerazione del fatto che, al momento della realizzazione dell'accordo per la procedura TEM, tutte le società partecipanti erano interamente controllate da ENEL, tale procedura non aveva rilievo ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 287/90, in quanto svolta a livello infragruppo. A seguito della cessione della *genco* ELETTOGEN a ENDESA ITALIA, tuttavia, tale condizione veniva meno.

**18.** In data 21 giugno 2002, le imprese ENEL PRODUZIONE ed ENDESA ITALIA hanno depositato una comunicazione volontaria, ai sensi dell'articolo 13 della legge n. 287/90, ed in subordine ai sensi dell'articolo 4 della medesima legge, relativa a un'intesa avente ad oggetto una "*procedura temporanea per la programmazione della produzione delle centrali ENDESA Italia S.r.l. per il 2002*" (doc. 9 del fascicolo istruttorio).

**19.** In data 13 agosto 2002, la società EDIPOWER, acquirente di EUROGEN, ha inviato una comunicazione all'Autorità con la quale informava di avere avviato un processo di valutazione del sistema di dispacciamento degli impianti di EUROGEN, così come esistente al momento dell'acquisizione (doc. 11). Nelle more della conclusione di tale processo di valutazione, EDIPOWER informava l'Autorità che, pur in assenza di una adesione formale di EDIPOWER alla nuova procedura TEM, gli impianti di EUROGEN continuavano ad essere transitoriamente dispacciati secondo la stessa procedura.

**20.** In data 11 ottobre 2002, EUROGEN ha comunicato all'Autorità la propria intenzione di aderire all'attività del TEM (doc. 13). Alla luce di tale dichiarazione, nella sua adunanza del 17 ottobre 2002 l'Autorità ha ritenuto che, ai sensi dell'articolo 3 del D.P.R. n. 217/98, l'intesa comunicata in data il 21 giugno 2002 risultava modificata e, pertanto, con lettera del 18 ottobre 2002, ha informato che il termine di 120 giorni, di cui all'articolo 13 della legge n. 287/90, sarebbe nuovamente decorso dalla data di ricevimento di una nuova comunicazione d'intesa (doc. 14), eventualmente allargata agli altri operatori acquirenti delle società di generazione poste in vendita da ENEL. Tale nuova comunicazione, tuttavia, non è mai pervenuta.

#### *Modalità di funzionamento del TEM e rapporti con il GRTN*

**21.** Nella sua prima formulazione, il TEM si configurava come la sede di uno scambio di informazioni dettagliate sui costi di generazione e sulla domanda di energia riguardante ogni singolo produttore. Lo scambio era finalizzato all'elaborazione di un piano comune di produzione che consentisse il dispacciamento dell'energia necessaria al soddisfacimento del fabbisogno di elettricità per il mercato vincolato.

**22.** La programmazione avveniva su due distinti orizzonti temporali, ovvero a base settimanale e giornaliera. Il TEM forniva al GRTN una programmazione della produzione destinata alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato (programmazione che il GRTN poteva poi modificare, come effettivamente avvenuto in alcune occasioni, secondo le esigenze di bilanciamento registrate in tempo reale dal sistema), unitamente a informazioni relative alle curve di costo convenzionali degli impianti delle imprese partecipanti, per ogni singola sezione di impianto, al fine di consentire la determinazione di un ordine di merito tecnologico. Sulla base della programmazione così effettuata, veniva anche stilato un piano di entrata in funzione di gruppi di generazione in sostituzione di altri indisponibili, secondo un ordine reso noto a tutti i partecipanti.

**23.** La procedura TEM è stata modificata non appena la prima *genco* è uscita dal gruppo ENEL. Dagli elementi a disposizione è emerso poi che tale nuova procedura è stata mantenuta anche dopo l'acquisto delle altre due *gencos* da parte di EDIPOWER e TIRRENO POWER. Nella forma definitiva assunta dal TEM, tutta l'energia scambiata dai partecipanti nel suo ambito veniva ceduta ad ENEL DISTRIBUZIONE sulla base di contratti di fornitura valorizzati al PG, cioè al prezzo regolamentato per la fornitura all'ingrosso per il mercato vincolato.

**24.** Per quel che riguarda, invece, le modalità concrete di funzionamento della procedura, questa prevedeva la trasmissione, da parte dei generatori partecipanti al TEM – dunque a ENEL –, delle informazioni minime necessarie alla determinazione dell'ordine delle priorità degli impianti. Le imprese si impegnavano a comunicare su base mensile l'aggiornamento dei piani di manutenzione e le sezioni dei propri impianti da dedicare alla copertura del fabbisogno del mercato dei clienti idonei (così da ottenere per differenza le sezioni dedicate al fabbisogno del mercato vincolato), mentre, su base settimanale, le informazioni trasmesse al TEM riguardavano, fra l'altro: (i) le previsioni di disponibilità delle proprie sezioni termoelettriche e di produzione degli impianti idroelettrici, (ii) gli eventuali vincoli derivanti da impegni assunti in relazione ai contratti di fornitura di gas destinato alla produzione termoelettrica, (iii) le eventuali indisponibilità giornaliere o di fine settimana e le limitazioni di potenza per prove, (iv) le sezioni dedicate al mercato dei clienti idonei.

**25.** Sulla base di tali informazioni, e del fabbisogno residuale per il mercato vincolato comunicato dal GRTN, il TEM elaborava la proposta di programma di produzione (l'ordine di merito) e la trasmetteva al GRTN, unitamente ai dati di prezzi, mix di combustibili necessari per la produzione e curve di rendimento dei gruppi di generazione termoelettrica, in modo da consentire al GRTN di effettuare il dispacciamento degli impianti in base all'ordine di merito basato sui costi di generazione.

**26.** L'ordine di merito veniva definito dal TEM non sulla base dei costi di generazione effettivi delle imprese, quanto sui costi attribuibili ad un impianto "*presunto standard*", definito tenendo conto dei costi sostenuti da ENEL PRODUZIONE per l'alimentazione delle proprie centrali di tecnologia corrispondente. ENDESA ITALIA in un primo momento, e, dopo la cessione delle altre due *gencos*, anche EDIPOWER e TIRRENO POWER, non dovevano pertanto comunicare ad ENEL i

dati relativi ai propri costi effettivi di produzione. La nuova procedura prevedeva anche che il TEM mantenesse i collegamenti operativi con le società partecipanti, al fine di apportare, quando richiesto dal GRTN, modifiche al programma di produzione.

**27.** Riguardo l'esercizio di una effettiva autonomia decisionale da parte delle imprese aderenti al TEM nelle procedure di dispacciamento, il GRTN ha fatto presente di essere " *intervenuto, al fine – in qualche caso – di forzare i produttori a far funzionare gli impianti attraverso l'arma della «sicurezza di rete», che individua un obbligo di servizio pubblico. In ogni caso non esist[evano] poteri coercitivi del GRTN verso i generatori: il GRTN p[oteva] dare ordini di dispacciamento (non sanzionabili in caso di inottemperanza) ma non p[oteva] imporre ad un generatore di accendere un impianto*". La conclusione è che " *il GRTN esercita[va] una sorta di moral suasion*", senza disporre tuttavia di strumenti coercitivi volti a imporre le proprie decisioni tecniche ai produttori (doc. 54, pagg. 2/3).

*Gli effetti della programmazione in ambito TEM*

**28.** Le Parti hanno sostenuto che l'ordine di merito tecnologico definito dalla programmazione della produzione effettuata dal TEM, basato sui costi variabili *standard* del parco di generazione termoelettrico dei partecipanti, non avrebbe dato esiti dissimili da quelli che si sarebbero avuti ove si fossero utilizzati i costi variabili effettivi.

**29.** In particolare, ENEL ha affermato che l'ordine di merito tecnologico nel TEM è stato largamente predeterminato dalla ripartizione per tecnologia generativa del parco impianti (doc. 56). Sulla base della ripartizione degli impianti delle società partecipanti al TEM per tecnologia di generazione impiegata, infatti, sarebbe stato possibile definire un:

- 1° livello di merito tecnologico, rappresentato dagli impianti a carbone (e orimulsion), in genere sempre ammessi alla produzione;
- 2° livello di merito tecnologico, rappresentato dagli impianti a ciclo combinato, quasi sempre ammessi alla produzione;
- 3° livello di merito tecnologico, rappresentato dagli impianti termoelettrici tradizionali a gas naturale e olio combustibile<sup>13</sup>.

**30.** A supporto di tali dichiarazioni, ENEL ha fornito alcuni tabulati relativi ai piani di produzione oraria elaborati dal GRTN sulla base delle informazioni fornite dal TEM, cioè gli ordini di merito tecnologici degli impianti (cfr. doc. 59). I tabulati si riferiscono ai giorni 1 febbraio 2003 (sabato); 12 febbraio 2003 (mercoledì); 30 marzo 2003 (domenica); 30 aprile 2003 (mercoledì). Gli impianti chiamati a produrre nelle quattro giornate prese a riferimento hanno compreso 105 sezioni, di cui 65 ad olio e gas, 23 a carbone, 13 a ciclo combinato, 3 turbo gas ed un impianto geotermoelettrico.

**31.** Dalla verifica della documentazione fornita è risultato confermato che gli impianti a carbone sono sempre stati chiamati alla produzione per quantitativi costanti lungo l'intero arco delle 24 ore, sia nei giorni feriali di maggior consumo che nel sabato e nella domenica; i cicli combinati sono stati chiamati a produrre per un numero di ore inferiore agli impianti a carbone, ma comunque assai elevato (ed in qualche caso hanno funzionato lungo l'intero arco delle 24 ore); gli impianti tradizionali ad olio e gas hanno mostrato andamento più eterogeneo e comunque più modulato lungo la giornata; i turbogas sono stati impiegati per un numero limitato di ore (di punta) nei giorni feriali e non sono stati utilizzati nei giorni festivi di minor consumo.

### **III.4 Il sistema STOVE**

*La delibera AEEG n. 67/03*

**32.** Nel giugno del 2003, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) è intervenuta per modificare il sistema TEM sulla base dell'esplicita considerazione, contenuta in un documento di consultazione del 4 giugno 2003, che l'approvvigionamento delle risorse per il mercato vincolato e l'esercizio, da parte del GRTN, del servizio di dispacciamento " *non può riposare su accordi poco trasparenti e basati sulla volontaria adesione dei produttori esponendo il sistema a rischi di instabilità*" (punto 1.7). L'AEEG, peraltro, aveva già espresso il proprio giudizio fortemente negativo nei confronti del TEM nella delibera n. 60/03<sup>14</sup>, con cui aveva avviato un procedimento conclusosi poi con la delibera n. 67/03<sup>15</sup>: " *la procedura [TEM] può porre problemi di compatibilità con l'assetto del processo di liberalizzazione come definito dalla vigente normativa, sia in relazione alle garanzie della concorrenza nel settore della generazione, sia sul piano dell'equilibrio e della sicurezza del sistema elettrico essendo i vincoli assunti dai produttori in relazione ad attività quali l'approvvigionamento del mercato vincolato e delle risorse per il dispacciamento legati ad un assetto pattizio e scarsamente trasparente*".

<sup>13</sup> [È possibile definire gli impianti carbone e quelli a ciclo combinato come impianti "di base", cioè impianti che sono sempre chiamati a produrre nell'ordine di merito e che funzionano per tutte le 8.760 ore dell'anno; gli impianti convenzionali ad olio e gas sono tipicamente impianti mid-merit che lavorano per un numero inferiore di ore nell'anno (comprese tra le 5.000 e le 7.000). Gli impianti termoelettrici di punta (peak load) vengono resi operativi solamente per sostenere le fasi di maggiore domanda; sono tipicamente le centrali a turbo gas, con riferimento al segmento dei termoelettrici, e gli impianti idroelettrici a bacino.]

<sup>14</sup> [Delibera n. 60 del 4 giugno 2003, Avvio di procedimento per la definizione di criteri e modalità di un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato e per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento.]

<sup>15</sup> [Delibera n. 67 del 26 giugno 2003, Adozione di misure transitorie per l'efficienza e la sicurezza nell'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento sul territorio nazionale.]

**33.** L'AEEG, nei considerati iniziali della propria delibera n. 67/03, ha osservato come sia "emerso che l'operatività dell'Enel, nell'esercizio della funzione vicaria di Acquirente unico, al di fuori della fattispecie di cui all'articolo 4, comma 8, del Decreto Legislativo n. 79/99, ha avuto anche, negli anni precedenti il 2003, una esplicitazione ben più ampia di quella prevista dall'articolo 4 del Decreto Legislativo n. 79/99, essendo stato definito un accordo con le società costituite ai fini della cessione di capacità produttiva imposta dall'articolo 8 del Decreto Legislativo n. 79/99, in forza del quale è stata innovativamente organizzata, rispetto alle condizioni contrattuali e modalità vigenti all'entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 79/99, la gestione dell'approvvigionamento del mercato vincolato".

**34.** Con la citata delibera l'AEEG ha pertanto posto fine all'intesa TEM, così come descritta nei precedenti paragrafi. Al suo posto è stato istituito, a partire dal 1° luglio 2003 e – almeno originariamente – sino al 31 dicembre 2003, un nuovo sistema denominato *Sistema Transitorio delle Offerte di vendita di Energia Elettrica-STOVE*. La citata delibera ha stabilito l'obbligo di partecipazione a STOVE per i produttori titolari delle unità di produzione beneficiari della reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili (c.d. *stranded costs*) prevista dall'articolo 3, comma 1, lettera a), del D.M. 26 gennaio 2000. Si trattava delle medesime imprese partecipanti sino a quel momento al TEM<sup>16</sup>.

**35.** Rispetto al TEM, lo STOVE era caratterizzato per il ruolo di coordinamento e gestione dell'intero sistema assunto dal GRTN, tenuto a operare mantenendo la riservatezza sulle informazioni commerciali sensibili trasmesse dalle Parti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del Decreto Legislativo n. 79/99, nonché dell'articolo 4.2 dell'allegato A alla delibera n. 67/03. In ambito STOVE, in particolare, il GRTN svolgeva i seguenti compiti: (i) previsione del fabbisogno orario di energia elettrica del sistema elettrico nazionale, ivi incluso il prelievo degli impianti di pompaggio dei produttori partecipanti; (ii) acquisizione delle offerte di vendita presentate dai partecipanti; (iii) ordinamento delle offerte appena citate, ai fini della compilazione di un ordine di merito delle medesime; (iv) determinazione dei programmi di immissione di ciascuna unità di produzione, nel rispetto dei vincoli di rete e delle esigenze di riserva definite dal Gestore della rete; (v) imputazione delle partite fisiche immesse in rete al singolo rapporto di somministrazione ai fini della regolazione delle partite economiche.

**36.** Tenuto conto del ruolo assunto dal GRTN, i produttori sono stati chiamati ad una funzione di supporto operativo, per lo svolgimento della quale l'articolo 4.3 dell'allegato A alla delibera n. 67/03 ha previsto l'istituzione di un comitato tecnico consultivo (Comitato STOVE) avente "una funzione di supporto tecnico quale sede stabile per la consultazione dei partecipanti e per la rappresentazione della pluralità dei loro interessi, nonché per l'acquisizione di informazioni necessarie per l'operatività dello STOVE e per la formulazione di eventuali proposte di modifica del regolamento dello STOVE con primario riferimento alle esigenze di sicurezza e di operatività del sistema elettrico. Il Comitato tecnico consultivo è formato da rappresentanti degli esercenti che partecipano, obbligatoriamente o su base volontaria, allo STOVE".

**37.** Per quel che riguarda l'aspetto più propriamente organizzativo delle produzioni, va considerato che i partecipanti allo STOVE avevano l'obbligo di offrire nello STOVE tutta la potenza disponibile delle unità di produzione termoelettriche partecipanti, al netto dei programmi di immissione con destinazione diversa, in primo luogo, quella destinata al mercato libero (articolo 7.1 allegato A alla delibera n. 67/03).

**38.** Ciascun produttore aderente a STOVE doveva sottoscrivere un contratto di somministrazione di energia con ENEL DISTRIBUZIONE per la copertura del fabbisogno del mercato vincolato. Tutta l'energia ceduta in STOVE dai partecipanti – dunque tanto quella ceduta a ENEL DISTRIBUZIONE che quella ceduta al GRTN per il servizio di bilanciamento – era remunerata al prezzo PG.

**39.** Ciascun produttore aderente allo STOVE era, inoltre, tenuto a dichiarare al GRTN, per ciascuna unità di produzione termoelettrica, una serie di parametri al fine di determinare la relativa offerta di vendita dell'energia elettrica, tra cui, in particolare, i propri costi unitari di combustibile. Merita segnalare che, con riferimento al tipo di costi di produzione da dichiarare al GRTN, l'AEEG aveva affermato con estrema chiarezza la preferenza per costi variabili unitari di combustibile rispetto all'impiego di costi *standard*<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> [Potevano, tuttavia, essere ammessi a partecipare allo STOVE anche altri produttori, purché titolari di unità di produzione che, per almeno il 50%, in termini di somma della potenza nominale delle medesime unità, fossero abilitate alla fornitura della riserva secondaria e terziaria, secondo le modalità definite dal GRTN (cfr. articolo 6 dell'allegato A della delibera 67/03), il quale ha emanato, nel rispetto dei criteri generali definiti dalla delibera, un regolamento recante le modalità di organizzazione e di funzionamento del sistema.]

<sup>17</sup> [Secondo la delibera n. 67/03 "l'utilizzo di costi variabili unitari di combustibile determinati in maniera standard per ciascuna unità di produzione, in luogo dell'utilizzo di costi variabili unitari di combustibile esposti da ciascun produttore sotto la propria responsabilità risulta:

a. incompatibile con l'attivazione di meccanismi concorrenziali per la selezione delle risorse;  
b. improprio nel caso in cui detti costi standard fossero utilizzati per la programmazione centralizzata della produzione di energia elettrica, in aperta contraddizione con le disposizioni di cui all'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, secondo le quali l'attività di produzione di energia elettrica sul territorio nazionale è libera e, pertanto, esercitata sulla base della libera scelta dell'impresa piuttosto che vincolata ad una programmazione centralizzata;  
c. di difficile implementazione, atteso che detti costi standard dovrebbero essere determinati in maniera puntuale per ciascuna unità di produzione attraverso istruttorie ad hoc non potendo, a causa della necessità di approvvigionare risorse per il servizio di dispacciamento che fanno riferimento alla singola unità di produzione, utilizzare il metodo di determinazione di costi medi per classi di unità di produzione o per soggetto produttore".]

## *Il Regolamento STOVE*

**40.** Il regolamento recante modalità di organizzazione e di funzionamento dello STOVE, adottato dal GRTN il 15 luglio 2003 (Regolamento STOVE), ha stabilito la procedura di funzionamento del sistema elaborata dal gestore della rete per ottemperare a quanto disposto dall'AEEG nell'allegato A della delibera n. 67/03.

**41.** L'articolo 5 riportava i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato STOVE, formato dai rappresentanti delle imprese partecipanti allo STOVE (ENEL PRODUZIONE, ENDESA ITALIA, EDIPOWER, TIRRENO POWER), che potevano designare un rappresentante permanente e indicare un suo sostituto. Alle riunioni del Comitato assistevano il GRTN e ENEL, quest'ultimo nel ruolo di AU *pro tempore*.

**42.** L'articolo 7.5 definiva le curve di costo orario in base alle quali il GRTN stabiliva l'ordine di merito con cui dispacciare gli impianti. In particolare, ai sensi del primo capoverso dell'articolo, *"I soggetti aderenti allo STOVE sono tenuti a rendere disponibile su richiesta delle autorità competenti, per ciascuna unità di produzione termoelettrica e per ciascun periodo di riferimento, i seguenti parametri che determinano la relativa offerta di vendita dell'energia elettrica:*

- tipologia dell'unità di produzione;
- potenza nominale dell'unità di produzione;
- potenza disponibile dell'unità di produzione;
- curva di consumo specifico;
- i mix di combustibili utilizzati;
- i costi unitari di combustibile franco centrale espressi in termini percentuali rispetto al parametro standard  $V_t$ , costo unitario riconosciuto, dei combustibili, di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97".

**43.** Ai sensi del secondo capoverso dell'articolo 7.5, invece, *"I soggetti aderenti allo STOVE hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, secondo le modalità ed i tempi descritti nel presente documento, le curve di costo orarie di ciascuna unità termoelettrica coerenti con i parametri sopra elencati. Il Gestore adotta tali curve di costo orario per la definizione dei programmi di immissione in sede settimanale e giornaliera, nonché per il bilanciamento in tempo reale. Le curve di costo orario devono essere comunicate anche per le unità totalmente o parzialmente dedicate al mercato libero, per consentire l'eventuale modifica dei programmi di immissione, al fine della risoluzione delle congestioni, sia nella fase di programmazione che in tempo reale, secondo le modalità descritte nella presente procedura operativa. [...] I soggetti aderenti allo STOVE accettano incondizionatamente l'ordine di merito economico che deriva dalle curve di costo orario da essi comunicate. Il Gestore si riserva il diritto di riportare all'Autorità variazioni dell'ordine di merito ritenute anomale rispetto alle caratteristiche tecniche dell'unità di produzione".*

**44.** L'articolo 7.5 elencava anche l'insieme delle informazioni che i partecipanti a STOVE erano tenuti a rendere disponibili su richiesta al GRTN e all'AEEG, in caso di formulazione di offerte di costo giudicate anomale. Si trattava di un set informativo molto penetrante e non fornito su base stabile dai generatori, i quali, invece, sulla scorta del secondo capoverso dell'articolo 7.5, dovevano comunicare le curve di costo orarie di tutti i loro impianti (anche quelli dedicati al mercato libero) al fine della determinazione dell'ordine di merito e la risoluzione delle congestioni.

**45.** L'articolo 7.6.4, infine, riguardava la gestione delle unità di produzione destinate al mercato libero (cui pertanto è collegato un contratto bilaterale con un cliente idoneo). Il Regolamento STOVE prevedeva che, a queste unità di produzione, si applicasse il dispacciamento passante, e, dunque, che esse avessero priorità rispetto a quelle destinate al mercato vincolato. Nel caso di congestioni sulla rete, il regolamento prevedeva che il GRTN, sia in sede di programmazione sia di gestione del sistema in tempo reale, potesse ridurre progressivamente le immissioni delle unità termoelettriche dedicate al mercato libero *"secondo l'ordine di merito (dalle unità con prezzo marginale più alto a quelle con prezzo più basso), sino ad ottenere l'opportuno margine a scendere"*.

### *I verbali del Comitato STOVE*

**46.** Nel corso del procedimento sono stati acquisiti alcuni tra i verbali delle riunioni del Comitato STOVE tenute nel periodo compreso tra il 24 luglio 2003 e il 23 marzo 2004, in cui sono stati affrontati molti argomenti connessi all'operatività di STOVE.

**47.** Nel corso della riunione del 24 luglio 2003, *"i partecipanti al Comitato rilevano una sostanziale criticità nelle modalità di definizione delle offerte di vendite di energia previste dall'Allegato A della delibera AEEG n. 67/03 [...]. Si evidenzia che ciò che è in discussione riguarda non tanto il criterio di formazione dell'ordine di merito economico quanto, piuttosto, l'opportunità di richiedere offerte di vendita di energia (basate sui costi combustibili) in presenza di un regime di prezzi amministrato di remunerazione dell'energia stessa, nonché l'attinenza delle offerte comunicate con i reali costi di produzione delle unità termoelettriche essendo questi non univocamente definiti [...]. Tale indeterminazione, inoltre, potrebbe indurre gli operatori a fornire dati per l'offerta di vendita [...] non sempre in linea con i valori reali, al fine di migliorare la propria posizione nell'ordine nel merit order. Questo genererebbe un conflitto di legittimità sui dati di offerta non risolvibile nel breve termine a causa dell'assenza di un sistema di audit. Il Comitato rileva il rischio di una paralisi operativa di STOVE, con possibili ricadute sulla gestione del sistema elettrico; e ciò sia per l'impossibilità di definire un merit order realistico e verificabile, sia per le inevitabili azioni che ogni operatore intraprenderebbe per tutelare, nelle opportune sedi, i propri interessi. Il Comitato propone, per risolvere il problema sopra evidenziato, di adottare criteri di formulazione dell'ordine di merito fondati su valori oggettivi dei parametri*

necessari alla formulazione delle curve di costo. A tal fine si ritiene che il GRTN [...] possa elaborare un metodo per classificare le unità di produzione termoelettrica e associare ad ogni classe una curva di prestazione, un mix di combustibili e un costo di combustibile di riferimento desunto da indici internazionali quali quelli utilizzati per la definizione del Vt" (cfr. doc. 39, pag. 3).

**48.** Durante la riunione successiva del 29 luglio 2003, il rappresentante del GRTN informa i produttori che, "anche con il parere dell'AEEG", la metodologia di *clusterizzazione* degli impianti proposta nella precedente riunione non risulta praticabile: "Il GRTN al fine di avviare le procedure di controllo e verifica previste dallo STOVE, sentita l'AEEG, evidenzia la necessità di definire un intervallo di ammissibilità delle offerte al di fuori del quale avviare la procedura di verifica e comunicazione all'AEEG di cui al p.to 7.5 del Regolamento [STOVE]" (cfr. doc. 39, pag. 5).

**49.** Ne segue una discussione tra tutti i rappresentanti delle imprese partecipanti al Comitato sulla definizione di una metodologia alternativa per la definizione dell'intervallo di ammissibilità delle offerte di costo. In primo luogo, si identifica la necessità di definire dei livelli di costo di combustibile *benchmark* su cui parametrare le offerte di costo dei vari produttori. Su proposta del rappresentante di ENDESA ITALIA, vengono assunti come *benchmark* gli indici internazionali utilizzati per il calcolo della componente Vt dei costi variabili di generazione come definiti dalla delibera AEEG n. 24/99. Come periodo di riferimento su cui calcolare i costi *benchmark* viene stabilito di considerare la "media delle quotazioni dell'ultimo mese antecedente quello che precede il mese di applicazione". Quanto alla definizione dei limiti di ammissibilità delle offerte di costo, i partecipanti alla riunione concordano "di fissare l'intervallo ammesso di variazione del prezzo del singolo combustibile a  $\pm 5\%$ ". Nel verbale della riunione del Comitato STOVE del 29 luglio 2003 sono anche riportate delle tabelle con i valori dei coefficienti Vt da considerare come *benchmark* nella definizione delle offerte di costo da parte dei partecipanti.

**50.** Nel corso della riunione del 16 ottobre 2003, "EDIPOWER mette in discussione la procedura del regolamento relativa al criterio di priorità utilizzato dal GRTN ai fini della modifica delle immissioni destinate al mercato libero, la quale, sia in fase di programmazione, sia nel tempo reale prevede di utilizzare come chiave di selezione degli impianti l'ordine di merito economico<sup>18</sup>. [...] EDIPOWER propone che, in caso di necessità di modifica dei programmi per il mercato libero, il criterio da adottare, da parte del GRTN, sia quello della suddivisione pro quota delle riduzioni, in proporzione ai programmi di immissione complessivi per il mercato libero di ciascun operatore nell'area congestionata. ENDESA Italia condivide la proposta di EDIPOWER. ENEL PRODUZIONE ritiene che l'applicazione del criterio di merito economico sia l'unica soluzione in grado di garantire la trasparenza delle scelte ed il corretto funzionamento del meccanismo STOVE e pertanto si dichiara contraria alla proposta di EDIPOWER e di ENDESA Italia".

**51.** Il GRTN, su richiesta di TIRRENO POWER, conferma la fattibilità tecnica di entrambe le soluzioni prospettate (ordine di merito, riduzione *pro quota*); "TIRRENO POWER manifesta la disponibilità ad accettare entrambe le soluzioni prospettate" (cfr. doc. 60, pagg. 7/8). Dai verbali acquisiti al fascicolo risulta che EDIPOWER abbia reiterato la propria richiesta nel corso delle riunioni del Comitato STOVE del 30 ottobre 2003 e del 27 novembre 2003, e che nelle medesime occasioni ENEL PRODUZIONE si sia di nuovo espressa in senso contrario sostenendo l'adozione del sistema di riduzione secondo il merito economico (cfr. doc. 60).

#### *Il Nuovo Regolamento STOVE*

**52.** In data 30 dicembre 2003 il GRTN ha pubblicato una nuova versione del Regolamento STOVE, in sostituzione di quella emessa il 15 luglio 2003 (Nuovo Regolamento STOVE). In tale atto sono state recepite le richieste degli operatori – segnatamente EDIPOWER e ENDESA ITALIA – emerse nel corso delle riunioni del Comitato STOVE in merito ai criteri di riduzione dei programmi di immissione in rete dagli impianti destinati al mercato libero (dunque soggetti al dispacciamento passante) nel caso in cui il GRTN, a causa della congestione di rete, abbia la necessità di imporre la rimozione dei vincoli di dispacciamento passante.

**53.** Nel discostarsi da quanto previsto dall'articolo 7.6.4 del Regolamento STOVE, l'articolo 7.7.4 del Nuovo Regolamento STOVE (unità di produzione destinate al mercato libero) ha disposto che, "qualora il gestore rilevi una violazione dei limiti di capacità di trasporto della rete interzonale o infrazonale [...] assegna a ciascun produttore aderente allo STOVE le cui unità sono necessarie alla rimozione del vincolato rilevato: i) un valore di riduzione delle immissioni; ii) un valore di margine a scendere da rispettare, determinati ripartendo pro quota, in proporzione ai programmi di immissione di ciascuna unità di produzione di competenza del produttore, i valori complessivi di riduzione delle immissioni e dei margini a scendere necessari".

#### *Attività dello STOVE concomitanti (e successive) all'avvio del ME*

**54.** Inizialmente STOVE sarebbe dovuto cessare il 31 dicembre 2003 per lasciar posto al ME dal 1° gennaio 2004. Il mantenimento dello STOVE, oltre il termine del 31 dicembre 2004, ha comportato una modifica dei criteri di partecipazione obbligatoria al sistema transitorio delle offerte. Ciò in quanto la delibera AEEG n. 67/03 ha reso obbligatoria la partecipazione a STOVE per i soggetti ammessi alla reintegrazione degli *stranded cost*, mentre la legge 17 aprile 2003 n. 83, ha stabilito, a decorrere dal 1° gennaio 2004, la cessazione del reintegro di questi costi<sup>19</sup>. Di

<sup>18</sup> [Si tratta delle procedure previste all'articolo 7.6.4 del Regolamento STOVE.]

<sup>19</sup> [Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 18 febbraio 2003, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. Sanatoria degli effetti del D.L. 23 dicembre 2002, n. 281, in Gazzetta Ufficiale 19 aprile 2003, n. 92.]

conseguenza, la delibera AEEG n. 163/03<sup>20</sup> ha previsto, per il periodo di proroga della validità di STOVE, l'obbligo di partecipazione al sistema transitorio per tutti i titolari di unità di produzione situate sul territorio nazionale, ad eccezione delle unità di produzione aderenti agli impianti CIP 6 e agli impianti in auto-produzione. Alla data attuale, risulta (doc. 96) che solo un soggetto diverso dalle Parti, la società ENIPOWER S.p.A., abbia effettivamente aderito al sistema STOVE, peraltro prendendo parte a una sola riunione del Comitato STOVE, quella del 23 marzo 2004, l'ultima prima dell'avvio del ME.

55. Nell'ambito della fase immediatamente precedente all'avvio del ME, caratterizzata da un'intensa produzione regolamentare e dallo svolgimento di prove tecniche di funzionamento c.d. in bianco, il 29 marzo 2004, il GRTN, sulla base di alcune delibere AEEG<sup>21</sup>, ha provveduto a pubblicare le nuove *Regole per il dispacciamento di merito economico*<sup>22</sup> (Regole di dispacciamento ME). In relazione al procedimento in oggetto, risulta di particolare interesse la previsione contenuta all'articolo 7.11.3 (*Norme transitorie per la gestione della mancata definizione degli esiti del mercato dell'energia*), in base alla quale "per un periodo transitorio non superiore a sei mesi dall'avvio del dispacciamento di merito economico, rinnovabili su motivata richiesta del GRTN all'Autorità [AEEG], i Produttori hanno l'obbligo di fornire tutti i dati rilevanti per la programmazione giornaliera, comunicati al Gestore nell'ambito della programmazione STOVE. Qualora ricorrano le condizioni descritte alla precedente sezione 7.11 [mancata definizione e/o comunicazione degli esiti del mercato dell'energia], limitatamente al Mercato del Giorno Prima, tali dati saranno utilizzati dal Gestore in tale periodo transitorio per: (a) la definizione dei programmi di immissione delle unità di produzione, (b) la definizione dell'ordine di merito per la gestione del bilanciamento in tempo reale".

56. Riguardo i tempi di operatività residuale dello STOVE anche successivamente all'avvio del ME, va altresì citato un atto che il Ministero delle Attività Produttive (MAP) ha provveduto a diramare nei confronti di GRTN, GME e AU al fine di fornire indicazioni di indirizzo necessarie al funzionamento del ME<sup>23</sup>. Nel documento, tra le altre cose, viene dato conto del fatto che "[§9] Anche dopo l'avvio operativo del Sistema Italia 2004, il Gestore della rete e il Gestore del mercato provvedono a simulare gli esiti delle transazioni di offerte di vendita di energia elettrica, denominato STOVE, che viene aggiornato sia ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale, sia al fine di disporre di riferimenti e confronti durante un opportuno periodo di tempo, dandone informazione al Ministro delle Attività Produttive".

57. Il MAP ha motivato la necessità di non smantellare immediatamente il sistema STOVE sulla base di esigenze di sicurezza in particolari casi di emergenza: "[§10] Allo scopo di salvaguardare la continuità delle forniture e di ridurre la vulnerabilità del sistema elettrico nazionale, in situazioni che ne pongano a rischio la sicurezza e l'economicità, il Ministro delle attività produttive dà indirizzi operativi al Gestore della rete prevedendo in particolare che, ai sensi dell'articolo 31 della Disciplina del mercato elettrico, il Gestore del mercato, su richiesta del Gestore della rete, disponga la sospensione del mercato del giorno prima dell'energia e del mercato di aggiustamento per il tempo occorrente per il ripristino di condizioni di funzionamento normali. In tale caso le transazioni verranno effettuate con procedure e modalità analoghe a quelle previste per il sistema denominato STOVE aggiornato come al punto precedente".

### **III.5 La posizione di GRTN e AEEG**

#### *Considerazioni relative al TEM*

58. Richiesto di fornire il proprio parere in merito al TEM, il GRTN ha manifestato la convinzione "che il TEM sia stato un modo efficiente – e forse l'unico possibile stante le possibili alternative – per svolgere il compito affidatogli e cioè la programmazione dell'energia da fornire al mercato vincolato stante l'assenza della borsa e dell'Acquirente Unico. Ad esempio, il metodo contenuto nella delibera 36/02 dell'AEEG e relativo al programma differenziale nazionale poneva problemi di implementazione in quanto non dava un ordine di merito su cui organizzare la produzione. E' chiaro, pertanto, che l'unica alternativa al TEM era l'istituzione del mercato elettrico di tipo pool" (doc. 54, pag. 3).

59. L'AEEG, invece, ha ribadito le considerazioni critiche nei confronti della procedura TEM contenute nelle delibere n. 60/03 e n. 67/03, rilevando che "la procedura TEM era di natura transitoria e si basava su accordi non trasparenti e sulla volontaria adesione dei produttori, esponendo il sistema a rischi di instabilità e discriminazione tra soggetti. Tali rischi aumentarono notevolmente col protrarsi dell'avvio del sistema delle offerte, di cui all'articolo 5 del Decreto Legislativo n. 79/99, e man mano che il piano di dismissione degli impianti di produzione nella disponibilità dell'ENEL previsto dal medesimo decreto veniva completato" (doc. 66, pag. 2). Sempre in merito al TEM, l'AEEG ha ricordato le lamentele ricevute da alcuni operatori del settore – sia in vigenza della procedura che in sede di consultazione riguardo alla definizione dello STOVE – relative alla "necessità di conferire maggiore trasparenza e non discriminatorietà alle procedure di fornitura di energia elettrica al mercato vincolato" (doc. 66, pag. 3).

<sup>20</sup> [Delibera n. 163 del 23 dicembre 2003, Disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico.]

<sup>21</sup> [In particolare delibera n. 47/04 del 27 marzo 2004, Verifica dello schema di regole per il dispacciamento di merito economico e approvazione delle medesime ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03.]

<sup>22</sup> [Il testo è disponibile nel sito istituzionale del GRTN, <http://www.grtn.it/ita/index.asp>.]

<sup>23</sup> [Atto di indirizzo MAP dell'8 aprile 2004, Indirizzi alle società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, Gestore del mercato elettrico Spa e Acquirente unico Spa, per il funzionamento del sistema Italia 2004, riportato in Staffetta Quotidiana del 14 aprile 2004, pag. 6.]

#### Considerazioni relative allo STOVE

**60.** Il GRTN ha affermato che lo STOVE ha rappresentato, rispetto al TEM, un miglioramento nel sistema, dal momento che ciascun produttore era tenuto a comunicare al GRTN i dati sulle curve di costo, senza alcuno scambio di informazioni sensibili tra generatori concorrenti e con piena assunzione di responsabilità dei generatori verso il GRTN circa i dati di costo dei propri impianti (cfr. doc. 54, pag. 3).

**61.** Il GRTN, peraltro, ha rilevato come un meccanismo tipo STOVE potesse incentivare comportamenti opportunistici, volti a ottimizzare le rispettive produzioni da parte dei generatori partecipanti, con la comunicazione di costi nulli nelle ore di picco (in cui l'energia veniva ceduta ai prezzi massimi) e costi infiniti nelle ore vuote (in cui veniva ceduta a prezzi pari ai soli costi variabili di generazione). Per ovviare a tale rischio, dunque, nel Regolamento STOVE (articolo 7.5) è stata prevista la già citata procedura di *audit* dei costi, la cui attivazione dipendeva dal superamento delle soglie di tolleranza delle offerte, definite sulla base delle indicazioni del Comitato STOVE. A tale proposito, il GRTN ha ritenuto che *"il range del 5% sia sufficientemente ampio da garantire, data la durata limitata dello STOVE, che al suo interno vengano contenuti tutti i possibili incrementi di efficienza di impianti di tipologia simile. A tale conclusione si giunge ove si osservi che per passare, su di un medesimo impianto, da una tecnologia di generazione meno efficiente ad un'altra più efficiente sono necessari, in media, 18 mesi più il tempo per le autorizzazioni"* (doc. 54, pag. 4).

**62.** L'AEEG, dal canto suo, ha ritenuto che *"l'intervallo di ammissibilità del  $\pm$  5% è stato individuato al fine di consentire al Gestore della rete di verificare la congruità delle offerte formulate dai singoli produttori rispetto ad un indice di riferimento, e non assolutamente per vincolare le predette offerte all'interno di un range predefinito. Nel regolamento STOVE, infatti, [...] non vi è alcun riferimento alla possibilità di escludere dall'ordine di merito [...] le offerte risultate non congrue sulla base del sopra citato intervallo di ammissibilità. In altre parole, le offerte STOVE sono assolutamente libere nella discrezionalità del singolo produttore"* (doc. 66, pag. 5). Rispetto alla concreta definizione dei parametri di valutazione delle offerte, sulla base del verbale di riunione del Comitato STOVE del 29 luglio 2003, l'AEEG ha, inoltre, considerato *"corretto che i componenti del medesimo Comitato abbiano convenuto di utilizzare come riferimento del costo di combustibile, ovvero del benchmark di costo intorno al quale determinare l'intervallo di congruità, gli indici internazionali utilizzati per il calcolo del costo unitario riconosciuto di combustibili (Vt) [...], in quanto, ad oggi, tale costo unitario continua a rappresentare l'indicatore di riferimento per la valutazione del costo standard della produzione termoelettrica"*.

**63.** Con riferimento al profilo delle riduzioni *pro quota* in caso di congestioni della rete, risulta agli atti uno scambio di corrispondenza (doc. 95, all. 1 e 2), avvenuto alla fine del 2003 tra EDIPOWER e l'AEEG, nel corso del quale la prima, prendendo spunto dalle discussioni in seno al Comitato STOVE, richiama alla seconda l'opportunità di intervenire presso il GRTN per una modifica del Regolamento STOVE, in modo da equiparare il regime delle riduzioni a quello proporzionale previsto nelle Regole di Dispacciamento V.0, applicate ai generatori non partecipanti a STOVE. In particolare, gli Uffici dell'AEEG hanno scritto al GRTN, richiedendo di modificare il Regolamento STOVE e le regole di dispacciamento nel senso di una riduzione *pro quota* (doc. 95, all. 3). Pur in assenza di una esplicita deliberazione dell'AEEG a sostegno della soluzione proposta da EDIPOWER, si può dunque desumere una sostanziale accettazione (*ex post*) da parte dell'AEEG del modello di regolazione in questione, effettivamente recepito anche dal GRTN con l'adozione del Nuovo Regolamento STOVE.

**64.** Per quel che riguarda la persistenza del sistema STOVE anche dopo l'avvio del ME, infine, il GRTN ha chiarito che, in base all'articolo 7.11.3 delle Regole di dispacciamento ME, lo STOVE continua ad applicarsi in tutti i casi in cui non si chiude il c.d. mercato del giorno prima, e comunque ogni volta in cui il GRTN stesso non ha notizia dei suoi esiti. Secondo il GRTN, *"in considerazione dei presupposti che ne legittimano il ricorso, in presenza di un corretto funzionamento del mercato elettrico, l'applicazione dello STOVE dovrebbe essere del tutto residuale"* (doc. 103, pag. 6). Anche tenuto conto delle indicazioni da ultimo rese dal MAP, secondo il GRTN la previsione di mantenere in essere lo STOVE trova giustificazione nella necessità di disporre, in casi particolari di emergenza e solo per una limitata prima fase di avvio del ME, di un sistema di garanzia rispetto al ME stesso, al fine di consentire il dispacciamento dell'energia elettrica e il conseguente soddisfacimento della domanda di energia espressa a livello nazionale<sup>24</sup>.

#### IV. I MERCATI RILEVANTI

**65.** Al fine di definire i mercati rilevanti su cui valutare la portata restrittiva delle intese connesse alle procedure TEM e STOVE, si è utilizzato un criterio che tenga conto delle relazioni economiche di sostituibilità dal lato della domanda e dell'offerta delle varie fonti primarie di copertura della domanda nazionale di energia elettrica. Si tratta di una definizione tale da poter ricomprendere contemporaneamente al suo interno più fasi della filiera elettrica. Una volta assunta tale prospettiva, si devono considerare le fonti primarie di energia elettrica cui può attingere un operatore che intende vendere in Italia energia elettrica (sia a clienti intermedi sia a clienti finali) – dunque energia generata da

---

<sup>24</sup> *"La previsione comunque di mantenere tale sistema nasce dall'esigenza di poter contare, in situazioni di emergenza, su un sistema di approvvigionamento delle risorse necessarie a coprire il fabbisogno nazionale collaudato, conosciuto dagli operatori e dal Gestore, che ha consentito nei mesi precedenti all'avvio della borsa di assicurare la copertura del fabbisogno di energia elettrica. Si tratta sostanzialmente di poter disporre, a fini di sicurezza, in una primissima fase di avvio del mercato elettrico di un sistema di riserva che possa entrare in funzione nel momento in cui dovessero verificarsi delle anomalie nel sistema di mercato come evidenziato nei menzionati indirizzi del Ministro delle Attività produttive"* (doc. 103, pag. 6).]

impianti nazionali ed importazioni di energia generata all'estero – e considerare la capacità di approvvigionamento indipendente di tali fonti da parte degli operatori.

**66.** Quanto precede consente di individuare quali mercati del prodotto rilevante nel caso in esame il mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso delle fonti di energia elettrica da destinare al mercato vincolato ed il mercato per l'approvvigionamento all'ingrosso delle fonti di energia elettrica da destinare al mercato libero.

**67.** Sino all'avvio del ME, le fonti primarie di energia elettrica cui attingere per l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia destinata alla fornitura dei clienti vincolati sono state le seguenti:

– energia nazionale prodotta da ENEL e dalle tre ex *gencos* (ENDESA ITALIA, EDIPOWER e TIRRENO POWER) e scambiata nel TEM prima e nello STOVE successivamente;

– energia importata proveniente dai contratti di importazione di lungo periodo sottoscritti da ENEL;

– energia residua prodotta dagli impianti CIP 6 non aggiudicata al mercato libero attraverso le aste del GRTN e ceduta ad ENEL DISTRIBUZIONE.

**68.** Per quel che riguarda, invece, le fonti primarie di energia cui si è attinto per l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia destinata alla fornitura dei clienti idonei sino all'avvio del ME, occorre considerare le seguenti:

– energia nazionale fornita tramite contratti bilaterali (direttamente con un generatore e/o un grossista nazionale);

– energia estera acquistata direttamente da un produttore estero o da un grossista estero e vettoriata in Italia attraverso la capacità allocata dal GRTN annualmente o mensilmente tramite aste spot, ovvero a valere sulla capacità direttamente a disposizione dei gestori esteri (c.d. "canali esteri dedicati")<sup>25</sup>;

– energia di origine CIP 6 messa a gara dal GRTN;

– energia nazionale ceduta sul mercato dello scambio, ai sensi della delibera n. 36/02 e ss. dell'AEEG<sup>26</sup>.

**69.** Sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso per il mercato vincolato, sino all'avvio del ME, hanno operato, dal lato dell'offerta: (i) i generatori nazionali partecipanti al TEM prima e a STOVE poi; (ii) i produttori esteri con cui ENEL ha sottoscritto i contratti di importazione di lungo periodo; dal lato della domanda, ha invece operato la sola ENEL Distribuzione, in qualità di AU *pro tempore*. Sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso per il mercato libero hanno operato: (i) i generatori nazionali; (ii) i grossisti nazionali che hanno acquistato energia estera e energia CIP 6; (iii) i grossisti esteri che hanno acquistato energia estera e energia CIP 6; (iv) i grandi clienti che si sono approvvigionati direttamente di energia estera e CIP 6.

**70.** L'avvio del ME modificherà in parte, una volta entrato pienamente a regime, le modalità di approvvigionamento; in particolare, mentre è lecito attendersi che i contratti bilaterali a valere sull'energia nazionale o su quella estera importata mantengono un ruolo preminente nella copertura del fabbisogno per il mercato libero, la centralizzazione in capo ad AU della copertura del fabbisogno vincolato opererà nella direzione di modificare la composizione dell'offerta. Inoltre, nella prospettiva della definitiva totale apertura dei mercati dal lato della domanda (prevista per il 2007 dalla direttiva comunitaria 2003/54/CE), la presenza di un ME faciliterà la costituzione di un unico, indistinto, mercato di approvvigionamento all'ingrosso dell'energia (cd mercato *wholesale*).

**71.** Da un punto di vista geografico, i mercati rilevanti individuati hanno ancora dimensioni nazionali. Su entrambi i mercati, le quote di energia approvvigionate dalle Parti del presente procedimento sono state particolarmente consistenti (in particolare, nel caso dell'approvvigionamento all'ingrosso per il mercato vincolato).

## V. CONDOTTE DELLE PARTI

**72.** I comportamenti in esame, sia con riferimento al periodo di vigenza dell'accordo TEM, sia a partire dal luglio 2003 (cioè quando si è passati al regime STOVE), riguardano principalmente l'attività di approvvigionamento – tramite energia elettrica generata da impianti nazionali – delle risorse da destinare al mercato vincolato e all'attività di bilanciamento della rete di trasmissione.

**73.** Per come sono stati formulati gli accordi TEM, prima, ed il sistema STOVE poi, i comportamenti in esame appaiono aver influenzato, almeno in potenza, la capacità delle Parti di servire il mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso anche per il mercato libero. Infatti, nel momento in cui, sulla base di un accordo volontario in un primo momento (TEM), e di un obbligo derivante dalla delibera n. 67/03 dell'AEEG poi (STOVE), gran parte dell'energia generata dalla Parti è stata ceduta a ENEL DISTRIBUZIONE, in quanto garante *pro tempore* per la fornitura al mercato vincolato, è stata di fatto influenzata la conseguente capacità dei medesimi soggetti di approvvigionare all'ingrosso l'energia destinata al mercato libero.

### V.1 Partecipazione al TEM

**74.** Nella sua formulazione originaria, il TEM era una procedura interna al gruppo ENEL, funzionale alla trasmissione dei costi effettivi di generazione e organizzata al fine di minimizzare possibili discontinuità organizzative nella programmazione degli impianti di generazione del gruppo, in vista dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore

---

<sup>25</sup> [Sui c.d. "canali dedicati" vd. il provv. A333 - ENEL TRADE/CLIENTI IDONEI del 27 novembre 2003, in *Bollettino* n. 48/2003.]

<sup>26</sup> [Si tratta di energia che è stata valorizzata allo stesso prezzo all'ingrosso per il mercato vincolato. In realtà, è assimilabile, per finalità e destinazione finale, ad energia fornita al mercato libero, dal momento che è stata utilizzata dal GRTN per sottoscrivere i contratti di scambio con i grossisti che hanno avuto necessità di modulare le proprie disponibilità "piatte" di energia in banda di provenienza estera o CIP 6.]

elettrico. Con l'uscita delle *gencos* dal perimetro del gruppo ENEL, il TEM ha mutato la propria natura, divenendo un'intesa tra generatori indipendenti, i quali hanno di fatto aderito a un'organizzazione preesistente a fronte della mancanza di alcune componenti fondamentali del nuovo sistema elettrico nazionale (AU e ME). In particolare, l'esistenza di obblighi contrattuali verso ENEL DISTRIBUZIONE, nella sua qualità di vicario *pro tempore* dell'AU, ha di fatto impedito agli acquirenti delle *gencos* di poter liberamente definire autonome politiche commerciali a valere sull'energia generata dai propri impianti.

**75.** Dagli accertamenti istruttori è emerso che nell'ambito del TEM si è verificata, in un primo tempo solo tra ENEL ed ENDESA ITALIA, poi anche tra EDIPOWER e TIRRENO POWER, una trasmissione di dati relativi alle attività di organizzazione industriale (es. l'aggiornamento dei piani di manutenzione degli impianti di generazione), e alle modalità di soddisfazione delle rispettive domande di energia (es. la comunicazione delle sezioni degli impianti dedicate alla copertura del fabbisogno del mercato dei clienti idonei).

**76.** In conseguenza del suo disegno organizzativo, il TEM è stato, per oltre due anni, l'unico soggetto qualificato a riferire al GRTN le informazioni rilevanti ai fini del dispacciamento dell'energia prodotta dai diversi generatori per la trasmissione sulla rete nazionale. La circostanza che il TEM abbia utilizzato dati *standard* sui costi di produzione degli impianti delle Parti in luogo dei costi effettivi ha necessariamente condizionato gli esiti della definizione dell'ordine di merito tecnologico relativo alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato.

## **V.2 Partecipazione allo STOVE**

**77.** Il passaggio dal sistema TEM al sistema STOVE ha determinato una sostanziale modifica della natura dei rapporti intercorrenti tra gli operatori partecipanti, dal momento che, all'interno di STOVE, il flusso informativo non è più stato diretto a ENEL, ma bensì al soggetto terzo GRTN.

**78.** In ambito STOVE, nondimeno, i produttori hanno potuto continuare a coordinarsi attraverso l'operatività del Comitato STOVE, al cui interno alcune condotte sono state effettivamente definite in via autonoma rispetto alle regole previste dalla delibera AEEG n. 67/2003. In particolare, dai verbali del Comitato STOVE risulta: (i) la decisione unanime dei partecipanti di adottare livelli *benchmark* di costi variabili di combustibile per le diverse tipologie di impianti partecipanti allo STOVE, entro un margine di tolleranza del  $\pm 5\%$ , per la verifica delle offerte comunicate al GRTN, in via alternativa rispetto alla comunicazione al GRTN delle curve di costo effettivamente attribuibili ai diversi produttori; (ii) la decisione, formulata da due delle quattro imprese, di richiedere al GRTN di adottare variazioni *pro quota* dei programmi di immissioni di energia per il mercato libero in caso di congestione della rete di trasmissione, in luogo dell'utilizzo di un ordine di merito sui costi.

## **V.3 Le argomentazioni delle Parti**

### *Argomentazioni relative al TEM*

**79.** Secondo ENEL (nella memoria presentata da ENEL PRODUZIONE e ENEL GP), "la procedura TEM ha costituito un'intesa: (i) realizzata al fine di dare attuazione alla previsione di cui all'articolo 4, comma 8 del Decreto Legislativo 79/99; (ii) non volontaria; (iii) necessitata, in ragione dell'assenza di modalità alternative di dispacciamento e (iv) avente natura transitoria" (così doc. 91, memoria di replica alle CRI, pag. 14). Tale ricostruzione, conseguente alla linea difensiva mantenuta da ENEL nel corso dell'intero procedimento, si basa su di un'interpretazione necessitante della funzione vicaria all'AU, riconosciuta in capo a ENEL. Entro tale contesto, il TEM ha rappresentato una procedura di dispacciamento in attesa dell'avvio del ME, finalizzata a sopperire a carenze organizzative del nuovo sistema elettrico, "a fronte dell'impossibilità da parte del GRTN, appena formatosi, di adempiere tali compiti" (doc. 30, pag. 2).

**80.** A tali elementi, inoltre, secondo ENEL, va aggiunto a proprio discarico un ulteriore profilo necessitante rispetto ai partecipanti alla procedura TEM, derivante dalla previsione di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo n. 79/99 della cessione obbligatoria, da parte di ENEL, di 15.000 MW di capacità generativa installata, posto che "il coinvolgimento di soggetti concorrenti, deriva dai mutamenti dell'assetto proprietario dovuti alla dismissione delle Genco, intervenuta in ottemperanza ad una previsione legislativa e non in virtù di una libera scelta delle parti" (doc. 91, pag. 15).

**81.** Per quel che riguarda, in concreto, le modalità di funzionamento del TEM, ENEL ha contestato gli addebiti formulati rispetto alla natura riservata delle informazioni scambiate tra i partecipanti, ricollegando anche tale elemento alla necessità della procedura TEM, così come predisposta in assenza di interventi del GRTN. In particolare, ENEL ha fatto presente che i dati scambiati tra le parti avevano natura *standard* e che tale "criterio univocamente determinato, trasparente e non discriminatorio, eliminava a priori la possibilità di atteggiamenti speculativi" che avrebbero potuto essere adottati dalle stesse parti (doc. 58, pag. 2). Tenuto conto della cessione obbligatoria delle tre *gencos* ai concorrenti, a detta di ENEL, "in pratica, non esistevano alternative possibili all'impiego di dati *standard*, a meno di non voler porre in essere un sistema di trasmissione di informazioni di dati effettivi, che nessun operatore avrebbe avuto interesse né avrebbe potuto rivelare ai propri concorrenti". Proprio al fine di tutelare la riservatezza industriale delle parti sotto il profilo dei rispettivi costi di generazione, del resto, è stato previsto che, "in seguito all'uscita delle Genco dal perimetro ENEL, il dato maggiormente sensibile ai fini della programmazione della generazione, vale a dire il costo di approvvigionamento dei combustibili, non veniva trasmesso al TEM" (doc. 91, pag. 15).

**82.** Sempre con riferimento ai parametri di costo impiegati nella procedura TEM, ENEL ha rilevato che "i costi *standard* utilizzati in seno al TEM erano associati alle differenti tecnologie di efficienza di un impianto (carbone, ciclo combinato, olio-gas, turbo-gas) e che i miglioramenti di efficienza di un impianto, per quanto rilevanti, non potevano essere tali da

comportare il passaggio da una classe tecnologica a quella successiva" (doc. 91, pag. 18). Sulla base di tale elemento, nonché della natura delle informazioni relative alle sezioni degli impianti dedicate al mercato libero, ENEL ha ritenuto anche di dover rigettare le contestazioni circa la possibilità che lo scambio di informazioni avvenuto in sede TEM (e finalizzato, lo si ricorda nuovamente, a determinare le forniture da destinarsi ai clienti vincolati) abbia potuto influenzare la condotta delle imprese rispetto alle forniture per i clienti idonei. Ciò in quanto "l'acquisizione, nel contesto del TEM, di informazioni sulle sezioni degli impianti dedicate al mercato libero non poteva, in teoria, né ha avuto, in pratica, alcuna incidenza sulla politica commerciale perseguita nella fornitura di energia ai clienti idonei" (doc. 91, pag. 19).

**83.** Anche sotto il profilo temporale, ENEL ha rilevato come, ferma la sua natura necessitata, la procedura TEM abbia avuto altresì una durata in principio ben determinata e rigorosamente limitata all'entrata in funzione dell'AU e del ME, più volte rinviata non per volontà delle Parti, ma in forza di atti normativi e regolamentari (doc. 91, pag. 16). A fronte di tali elementi, dunque, la procedura TEM ad avviso di ENEL sarebbe da ritenersi legittima, anche alla luce di esplicite dichiarazioni rese al riguardo dal GRTN nel corso del presente procedimento.

**84.** Sull'elemento temporale della partecipazione, è incentrata, in primo luogo, la difesa di TIRRENO POWER, la quale ha rilevato che *"ha avuto modo di partecipare a detto sistema, una volta uscita dal Gruppo ENEL, solo per un periodo molto breve di appena cinque mesi: da febbraio a giugno 2003"* (doc. 93, memoria di replica alle CRI, pag. 1). Per quel che riguarda l'elemento informativo proprio dell'intesa contestata, la società ha confermato la posizione già espressa da ENEL, secondo cui lo scambio di informazioni nel TEM *"relative all'organizzazione industriale, quali la comunicazione dei piani di manutenzione degli impianti non rivestiva particolare natura sensibile ed era comunque giustificata da ragioni di necessità"*. Ancora una volta, i dati *standard* vengono indicati come l'unica soluzione ragionevolmente percorribile, in quanto *"tale scelta rappresentava il presupposto per poter garantire l'indipendenza gestionale di ciascun produttore, limitando allo stretto indispensabile la condivisione delle informazioni sulla programmazione dei singoli impianti"* (doc. 93)<sup>27</sup>.

**85.** Per quel che riguarda la difesa di ENDESA ITALIA ed EDIPOWER, le due società esprimono considerazioni sostanzialmente in linea con quelle di ENEL, cui esse riconducono l'intero disegno del TEM, al quale non avrebbero fatto che aderire senza apportare alcun contributo di tipo organizzativo<sup>28</sup>.

**86.** Anche rispetto alla natura delle informazioni scambiate, si è rilevata la natura in sé neutra delle informazioni *standard*, con la specificazione che *"i costi standard utilizzati nel TEM erano esclusivamente i costi dei combustibili, mentre l'altro elemento rilevante ai fini della determinazione del costo di produzione, e cioè il rendimento dell'impianto, era costituito dal dato storico di ciascun impianto rilevato al momento dell'acquisizione"* (doc. 95, pag. 3). Merita segnalare al riguardo come, in sede di audizione, ENDESA ITALIA avesse già avuto modo di specificare anche le misure adottate successivamente all'acquisto di ELETTRROGEN da ENEL PRODUZIONE al fine di tutelare la segretezza del proprio profilo industriale rispetto a un soggetto, quale il venditore della *genco*, che godeva necessariamente di una rilevante rendita di posizione informativa rispetto ai suoi concorrenti<sup>29</sup>.

#### *Argomentazioni relative allo STOVE*

**87.** Rispetto all'adozione, avvenuta in sede di Comitato STOVE, di livelli *benchmark* dei costi variabili di combustibile per le diverse tipologie di impianti e di soglie di ammissibilità delle offerte, ENEL ha inteso, in primo luogo, sottolineare come tali soluzioni operative non siano ascrivibili in via autonoma alle Parti. Ciò in quanto, *"come riportato nel testo del verbale del 29 luglio 2003, la procedura che ha portato all'adozione del benchmark del  $\pm 5\%$  è scaturita da una richiesta congiunta del GRTN e dell'AEEG"* (doc. 91, pag. 22). Tale posizione si ricollega a quella sostenuta nel corso dell'audizione del 20 ottobre 2003 (cfr. doc. 56). Il criterio in questione, in ogni caso, *"non ha un oggetto restrittivo della concorrenza, in quanto l'obiettivo perseguito non è consistito nel limitare la concorrenza tra le imprese, bensì nell'adottare un meccanismo idoneo a disincentivare comportamenti opportunistici da parte delle imprese aderenti allo STOVE"* (doc. 91, pag. 23). Nella sostanza, stando ad ENEL, la mancata previsione di un simile criterio di verifica delle offerte di costo avrebbe potuto indurre le imprese partecipanti allo STOVE, per garantirsi il dispacciamento dei propri impianti alle condizioni più redditizie, a presentare offerte fittizie, dichiarando costi particolarmente contenuti nelle ore

<sup>27</sup> [In precedenza i rappresentanti di TIRRENO POWER avevano già sottolineato in audizione come la società si fosse ben premunita sotto il profilo informativo nell'ambito della partecipazione al TEM, posto che *"successivamente all'uscita dal Gruppo ENEL, nell'ambito del TEM, TP [TIRRENO POWER] non ha mai comunicato le curve di rendimento ed i dati di costo dei propri impianti"*, pur riconoscendo *"presumibile che ENEL abbia continuato a essere a conoscenza delle stesse in ragione delle informazioni storiche a sua disposizione, in qualità di precedente titolare degli impianti"* (doc. 41, pag. 2).]

<sup>28</sup> [Si deve ricordare che la procedura TEM e i contratti di somministrazione con ENEL DISTRIBUZIONE sono stati redatti e sottoscritti anteriormente alla cessione delle GENCO da parte di ENEL. Gli acquirenti quindi non hanno avuto un ruolo attivo o propositivo nella definizione degli assetti in essi contenuti, essendosi trovati, piuttosto, ad operare in un contesto contrattuale già definito e operativo" (doc. 95, memoria congiunta di EDIPOWER e ENDESA di replica alle CRI, pag. 3).]

<sup>29</sup> [Nel 2001 ELETTRROGEN è stata venduta con un determinato set e piano produttivo sulla base del quale è da ritenersi ovvio che ENEL, almeno per tutto il 2001, abbia avuto completa conoscenza delle attività e del costo di produzione degli impianti ceduti [...] Appena c'è stata possibilità, ENDESA ha intrapreso autonome politiche di approvvigionamento di combustibile, sottoscrivendo contratti di fornitura di gas con ENI di tipo assai diverso da quelli stipulati da ENEL e diversificando sia tra fornitori che tra tipologie di combustibile" (doc. 37, pagg. 3/4).]

piene (F1, F2 e F3) e costi, invece, più elevati nelle ore vuote (F4) con conseguenti scompensi pericolosi per il sistema elettrico nazionale (doc. 91, pag. 23).

**88.** Anche la scelta del margine di tollerabilità, a detta di ENEL, risulterebbe a riprova dell'efficacia in senso concorrenziale del criterio adottato, in quanto *"la scelta di adottare un margine di oscillazione del più o meno 5% è stata effettuata proprio al fine di identificare un intervallo di scostamento sufficientemente ampio a consentire alle imprese offerenti di esercitare una considerevole concorrenza nelle proprie offerte di costo"* (doc. 91, pag. 24).

**89.** Con riferimento, invece, alla proposta emersa nel Comitato STOVE (poi recepita dal GRTN nel Nuovo Regolamento STOVE) circa l'adozione di variazioni *pro quota* dei programmi di immissioni di energia per il mercato libero in caso di congestione della rete di trasmissione, ENEL ha rilevato che essa ha preso esplicitamente le distanze dalla delibera contestata, ribadendo tale posizione in diverse riunioni. La società si è richiamata pertanto alla dottrina c.d. della dissociazione pubblica, sviluppata dalla giurisprudenza comunitaria<sup>30</sup>, rilevando come *"nel verbale del 16 ottobre 2003 [...] EDIPOWER ha proposto che, in caso di necessità di modifica dei programmi per il mercato libero, il GRTN adotti il criterio della suddivisione pro quota delle riduzioni, in proporzione ai programmi di immissione complessivi per il mercato libero di ciascun operatore nell'area congestionata. A sua volta, ENDESA ha dichiarato di condividere tale proposta. Al contrario, ENEL PRODUZIONE si è espressamente opposta a tale modifica sostenendo che l'applicazione del criterio di merito economico sia l'unica soluzione in grado di garantire la trasparenza delle scelte ed il corretto funzionamento del meccanismo STOVE"* (doc. 91, pag. 26).

**90.** La società TIRRENO POWER, da parte sua, ha dichiarato che la fissazione di soglie di ammissibilità delle offerte presentate nell'ambito dello STOVE non abbia avuto un oggetto restrittivo della concorrenza, *"in quanto l'obiettivo perseguito non è quello di limitare la concorrenza tra le imprese, bensì di adottare un meccanismo idoneo a disincentivare comportamenti opportunistici da parte delle imprese aderenti allo STOVE"* (doc. 92, pag. 15).

**91.** Per quel che riguarda, invece, il secondo addebito, TIRRENO POWER ha evidenziato la natura meramente consultiva dell'organo rispetto al sistema generale STOVE, con la conseguenza che le indicazioni emerse al suo interno risultavano comunque prive di autonome conseguenze concrete. Oltre a tale puntualizzazione, TIRRENO POWER ha anche sostenuto che la decisione di adottare un criterio *pro quota* per la variazione dei programmi d'immissione per il mercato libero *"non è riconducibile alla volontà delle imprese: ciò in quanto la modalità di variazione dei programmi di immissione per le destinazioni diverse dallo STOVE è stata esplicitamente sollecitata e suggerita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (lettera AEEG del 11 dicembre 2003 protocollo PB/M03/3660/gb) e autonomamente adottata dal Gestore delle rete che ha riformulato il regolamento di cui all'articolo 5 della delibera 67/03"* (doc. 93, pag. 3). In ogni caso, dal verbale della riunione del Comitato STOVE, tenutasi il 16 ottobre 2003, risulterebbe che *"TIRRENO POWER ha assunto una posizione prettamente neutra purché venisse individuato un <criterio... oggettivo e verificabile>"* (doc. 93, pag. 4).

**92.** In relazione alla fissazione di livelli *benchmark* di costi variabili di combustibile, EDIPOWER ed ENDESA ITALIA hanno fatto riferimento alla discordanza operativa che sussisterebbe tra la delibera AEEG n. 67/03 (in cui veniva prescritto l'impiego dei costi effettivi di generazione nella formulazione delle offerte) e il Regolamento STOVE (in cui all'articolo 7.5 è stato previsto il compito per il GRTN di individuare le offerte ritenute "anomale" e segnalarle all'AEEG). Secondo le due imprese, *"in forza di tale disposizione, il GRTN sarebbe stato tenuto a verificare la veridicità di tutti i dati dichiarati. Peraltro, data l'impossibilità materiale di operare controlli così generalizzati, era (ed è) evidente che il GRTN non avrebbe potuto assolvere efficacemente tale compito"*, con conseguenti rischi di stabilità del sistema elettrico. In conseguenza di ciò, *"il Comitato STOVE, nella riunione del 29 luglio 2003, ha fornito al GRTN un criterio oggettivo e di facile applicazione per l'individuazione delle offerte anomale"* (doc. 95, pag. 5). La fissazione di margini di tolleranza del  $\pm 5\%$ , del resto, non avrebbe avuto effetti anticoncorrenziali di selezione delle offerte, in quanto i valori *benchmark* *"non sono utilizzati ai fini della selezione delle offerte, ma esclusivamente allo scopo di fornire al GRTN un sistema di controllo che gli permetta di limitarsi a verificare l'attendibilità delle sole offerte non allineate ai valori di mercato"* (doc. 95, pag. 6).

**93.** In merito al criterio della ripartizione *pro quota* delle immissioni in caso di congestione della rete, EDIPOWER ed ENDESA ITALIA hanno invece sostenuto che *"gli aderenti allo STOVE non hanno in realtà certamente <concordato> di applicare volontariamente il criterio in esame [...] ma si sono limitati a segnalare all'AEEG [...] che il sistema inizialmente previsto dal Regolamento STOVE per il dispacciamento degli impianti per il mercato libero (basato su un criterio di merito economico) contrastava con il Decreto Legislativo 79/99 e comportava una palese discriminazione, in tema di dispacciamento, tra i programmi per il mercato libero presentati da produttori aderenti allo STOVE e quelli presentati da produttori esterni allo STOVE"*. Ciò in quanto i secondi rimanevano soggetti alla previgente disciplina *"secondo cui, in caso di congestioni di rete, le produzioni termoelettriche dedicate al mercato libero nelle aree con eccesso di produzione s[ono] ridotte in <proporzione ai rispettivi transiti lungo la sezione congestionata>"* (doc. 95, pag. 7).

---

<sup>30</sup> [I principi in materia sono stati da ultimo ribaditi in una pronuncia del Tribunale di Primo Grado nella sentenza dell'11 dicembre 2003, causa T-61/99, Adriatica di Navigazione S.p.A. contro Commissione.]

## VI. VALUTAZIONE DELLE INTESE

### VI.1 L'intesa TEM

**94.** L'intesa relativa alla partecipazione al TEM, originariamente intercorsa tra ENEL (attraverso le controllate ENEL PRODUZIONE ed ENEL GP) ed ENDESA ITALIA, successivamente allargata a EDIPOWER e TIRRENO POWER, costituisce una fattispecie rilevante ai sensi dell'articolo 2, comma 1, della legge n. 287/90, e va valutata, ai sensi del comma 2 del medesimo articolo, al fine di accertare se essa possa aver avuto per oggetto e/o per effetto di impedire, restringere o falsare in maniera consistente il gioco della concorrenza nel mercato rilevante.

**95.** Sulla base dell'attività istruttoria, è emerso che l'intesa in esame, di tipo orizzontale, è consistita nella ripartizione tra i soggetti partecipanti al TEM della fornitura di energia elettrica destinata al soddisfacimento del fabbisogno di energia per il mercato vincolato. Tale esito è stato reso possibile attraverso una trasmissione al TEM di dati relativi a variabili afferenti alle rispettive organizzazioni industriali (aggiornamento dei piani di manutenzione degli impianti di generazione; comunicazione delle sezioni produttive degli impianti di generazione destinate al soddisfacimento della domanda espressa dai clienti idonei), e con l'impiego di costi *standard* di generazione per la definizione del dispacciamento energetico sulla rete di trasmissione nazionale. Tale intesa è durata dal settembre 2001 (con l'acquisizione da parte di ENDESA ITALIA della *genco* ELETTOGEN e la conseguente mutazione del TEM da intesa infragruppo a intesa intercorrente tra diretti concorrenti) al giugno 2003 (quando è entrata in funzione la procedura STOVE in base alla delibera AEEG n. 67/03).

**96.** Nelle rispettive difese, le Parti non hanno contestato la ricostruzione dell'intesa nei termini sopra esposti, ma ne hanno sottolineato (i) il carattere necessitato (nell'ambito della transizione verso il nuovo assetto liberalizzato del sistema elettrico nazionale); (ii) la mancanza di un oggetto anticoncorrenziale, o comunque (in ragione della natura delle informazioni oggetto di trasmissione) meno pregiudizievole rispetto ad altre intese che le Parti avrebbero potuto concludere nel farsi carico operativo della fase di passaggio al ME, (iii) in ogni caso, l'assenza di conseguenze pregiudizievoli per la concorrenza (in particolar modo con riferimento al fatto che l'esito del dispacciamento di merito tecnologico degli impianti utilizzando i costi standard è stato identico a quello che si sarebbe determinato utilizzando i costi effettivi).

**97.** L'intesa TEM ha avuto effetti rilevanti nel mantenere lontana dalla sua possibile condizione ottimale l'allocazione delle risorse energetiche destinate ai consumi nazionali. Il ricorso a costi di generazione *standard* ha infatti recato con sé la conseguenza, nel momento in cui venivano trasmessi dal TEM al GRTN, di non consentire a quest'ultimo un dispacciamento di merito tecnologico basato su una graduatoria dell'efficienza reale degli impianti, come invece sarebbe dovuto avvenire a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione sancita dall'articolo 1 del Decreto Legislativo n. 79/99. In sostanza, qualsiasi guadagno di efficienza di uno dei partecipanti al TEM non avrebbe potuto avere conseguenze sul processo allocativo delle risorse energetiche per il mercato vincolato, con ciò impedendo un corretto confronto concorrenziale tra gli operatori.

**98.** Le argomentazioni delle Parti in proposito non apportano alcun elemento tale da revocare in dubbio tali conclusioni, fondate sulle risultanze dell'istruttoria. Esse, del resto, risultano in contrasto con esplicite affermazioni rese in argomento da alcune delle stesse Parti, quali le seguenti considerazioni manifestate da EDIPOWER all'AEEG in una lettera del 28 gennaio 2003: *"a consuntivo del primo periodo di esercizio degli impianti ex EUROGEN, EDIPOWER ha, di fatto, potuto verificare che la chiave allocativa delle produzioni destinate al mercato vincolato prevista dalla procedura TEM non ha alcuna rappresentatività nell'attuale contesto di mercato e ha generato disparità nell'utilizzo degli impianti appartenenti ai diversi operatori, con rilevanti conseguenze economiche"* (doc. 66, pag. 3).

**99.** Considerato che l'energia scambiata nel TEM è stata valorizzata al prezzo (regolamentato) all'ingrosso per il mercato vincolato PG – che è anche stato, nel periodo prima dell'avvio del ME, stabilmente il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso più alto esistente nel contesto nazionale –, l'effetto della cristallizzazione delle quote di mercato derivante dall'utilizzo di costi *standard* nella definizione dell'ordine di merito tecnologico è stato anche quello di stabilizzare (verso l'alto) i ricavi dei generatori, messi al riparo dalla reciproca concorrenza per il soddisfacimento della domanda vincolata. La maggiore convenienza a cedere quote "stabili" di energia sul mercato vincolato (valorizzate al PG) ha, pertanto, agito da elemento disincentivante autonome politiche aggressive sul mercato libero. Al riguardo, va considerato che, dati i vincoli costituiti dallo stock di capacità di generazione installata, nonché (in particolare per le *gencos*) dagli obblighi in tema di *repowering* delle centrali, la modalità di copertura del mercato vincolato ha determinato, in larga misura, per le imprese Parti, le possibilità di fornitura del mercato libero.

**100.** Sulla base di quanto sin qui considerato, l'Autorità ritiene dunque che l'intesa tra le Parti relativa al TEM sia da ritenersi illecita ai sensi dell'articolo 2, comma 2, della legge n. 287/90, in quanto ha avuto per oggetto e per effetto di restringere e falsare in maniera consistente il gioco della concorrenza nel mercato nazionale della generazione di energia elettrica, quantomeno per la parte destinata al soddisfacimento della domanda espressa dai clienti vincolati.

**101.** Sotto il profilo della possibile applicazione di sanzioni alle Parti per la loro partecipazione al sistema TEM, l'Autorità, con riferimento al profilo della gravità dell'intesa, intende nondimeno tenere conto dell'effettiva complessità del caso, dovuta alla situazione particolare della nuova organizzazione del sistema elettrico nazionale cui le Parti, e in primo luogo ENEL, hanno dovuto fare fronte in assenza di alcuni fondamentali componenti e attività istituzionali pur previsti dal Decreto Legislativo n. 79/99.

**102.** Oltre al particolare contesto di mercato in cui l'intesa si è realizzata e va opportunamente inquadrata, occorre altresì considerare come la stessa, da tempo cessata, sia stata di durata contenuta, in quanto successivamente sostituita dall'intesa STOVE. Tenuto conto di tali elementi, l'Autorità ritiene che non si debbano imporre ammende alle Parti per le loro condotte rispetto all'intesa in esame.

## **VI.2 L'intesa conclusa in ambito STOVE**

**103.** Nell'ambito della partecipazione allo STOVE da parte di ENEL (attraverso le controllate ENEL PRODUZIONE ed ENEL GP), ENDESA ITALIA, EDIPOWER e TIRRENO POWER, sono state poste in essere dalle condotte rilevanti ai sensi dell'articolo 2, comma 1, della legge n. 287/90, da valutarsi ai sensi del comma 2 del medesimo articolo al fine di accertare se possano avere avuto ad oggetto e/o per effetto di impedire, restringere o falsare in maniera consistente il gioco della concorrenza nel mercato rilevante.

**104.** Le Parti hanno aderito allo STOVE sulla base di apposite disposizioni dell'AEEG, e segnatamente della delibera n. 67/03. Nell'ambito del Comitato STOVE, espressamente previsto anche per la rappresentazione della pluralità degli interessi dei produttori, le Parti hanno nondimeno concertato alcune soluzioni tecniche innovative, poi presentate a GRTN e AEEG per ottenere una modifica del Regolamento STOVE, da ritenersi pregiudizievole per l'effettivo confronto concorrenziale da attendersi tra operatori indipendenti.

**105.** Con particolare riferimento all'utilizzo di valori *benchmark* dei costi di generazione per l'organizzazione del dispacciamento degli impianti, l'attività istruttoria ha consentito di concludere che le decisioni assunte autonomamente da parte delle imprese partecipanti in sede di Comitato STOVE hanno disatteso gli obiettivi di incentivo alla concorrenza e all'efficienza del sistema transitorio, tra l'altro esplicitamente espressi dall'AEEG nella delibera n. 67/03 e sintetizzati dall'invito ad utilizzare i costi effettivi di generazione nella formulazione delle offerte.

**106.** Le Parti hanno fatto presente, a propria difesa, l'opportunità della soluzione adottate, al fine di evitare condotte opportunistiche nella presentazione delle offerte, le quali avrebbero determinato significativi rischi di malfunzionamento per l'intero sistema di dispacciamento. Stando a quanto comunicato congiuntamente da ENEL PRODUZIONE, ENEL GP e TIRRENO POWER, *"in assenza di un criterio di verifica delle offerte di costo, imprese di generazione partecipanti allo STOVE, al fine di garantire il dispacciamento dei propri impianti, avrebbero avuto interesse a presentare offerte fittizie, dichiarando costi particolarmente contenuti nelle ore piene (F1, F2, F3). Viceversa, per evitare di esser dispacciati, avrebbero potuto dichiarare costi più elevati nelle ore vuote (F4). Una tale situazione avrebbe evidentemente causato dei pericolosi scompensi per l'intero sistema, in quanto avrebbe comportato un dispacciamento non corrispondente ad una reale graduatoria di merito economico degli impianti. Inoltre, si sarebbero potute verificare impugnative da parte degli operatori insoddisfatti dell'ordine di dispacciamento. Ciò avrebbe potuto causare, in ultima analisi, la paralisi dell'attività di dispacciamento"* (doc. 92, pag. 7).

**107.** Alla luce degli elementi acquisiti, si ritiene in linea generale condivisibile la tesi delle Parti secondo cui, dati gli elementi di contesto economico in cui collocare il sistema STOVE, l'unico equilibrio raggiungibile dai partecipanti al meccanismo, in grado di garantire la stabilità del sistema elettrico (ed in particolare la copertura della domanda vincolata), fosse quello in cui le offerte di costo formulate dalle imprese fossero soggette a meccanismi di controllo *ex ante* (soglia di ammissibilità del  $\pm 5\%$  rispetto al  $V_t$ ) e *ex post* (*audit* del GRTN e dell'AEEG in caso di offerte oltre la soglia).

**108.** Tuttavia, tali elementi – di natura tecnico-economica – risultano estranei ad una valutazione della portata anticoncorrenziale dei comportamenti rilevanti. La soluzione di adottare valori *benchmark* e soglie di tolleranza delle offerte ha determinato l'istituzione di un meccanismo di programmazione delle centrali da dedicare alla copertura della domanda vincolata assai simile a quello impiegato in ambito TEM, in cui ENEL effettuava la programmazione utilizzando costi di produzione *standard*, basati sui dati relativi ai propri impianti. In questo senso, si ritiene che le Parti, nell'ambito della propria attività discrezionale in sede di Comitato STOVE, abbiano adottato una procedura di selezione delle offerte di costo finalizzata alla programmazione degli impianti in grado di fornire una soluzione sub-ottimale rispetto a quella basata su una graduatoria di merito economico misurato sui costi di generazione effettivi. Si riscontra, pertanto, l'esistenza di una intesa restrittiva della concorrenza ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 287/90, finalizzata alla ripartizione della domanda vincolata tra imprese concorrenti.

**109.** La giustificazione addotta dalle Parti al coordinamento tra imprese concorrenti, avvenuto in seno al Comitato STOVE e volto alla determinazione di modalità di formulazione delle offerte basate su costi standard, sebbene, come argomentato, non sia in grado di annullarne la natura restrittiva, può essere pienamente apprezzata e tenuta in adeguata considerazione, in sede di bilanciamento tra gli effetti restrittivi descritti ed i benefici economici ad essa connessi e strettamente legati all'obiettivo di stabilità del sistema elettrico e copertura della domanda vincolata.

**110.** Con riferimento al secondo profilo critico emerso nel vaglio delle attività del Comitato STOVE – ovvero la proposta, formulata da alcune imprese aderenti al GRTN, di adottare un meccanismo di riduzione *pro quota* (piuttosto che basato su un ordine di merito degli impianti) dei programmi di immissioni di energia per il mercato libero in caso di congestione della rete di trasmissione – si ritiene che non vi siano elementi tali da avvalorare l'esistenza di una infrazione all'articolo 2 della legge n. 287/90.

**111.** Due società partecipanti a STOVE (EDIPOWER ed ENDESA), infatti, hanno espresso, in sede di Comitato STOVE, la propria preferenza per una soluzione delle congestioni di rete che prevedesse una ripartizione *pro quota* delle immissioni per il mercato libero, al fine di consentire il dispacciamento dell'energia destinata al mercato vincolato

(rispetto ad un criterio che prevedesse riduzioni delle immissioni sulla base di un ordine di merito degli impianti basato sul rispetto costo di generazione). Le imprese, dunque, hanno segnalato sia al GRTN, estensore materiale del regolamento STOVE secondo quanto previsto dalla delibera n. 67/03 dell'AEEG, sia alla stessa AEEG, questa loro richiesta. Tenuto conto della comunicazione degli Uffici dell'AEEG al GRTN dell'11 dicembre 2003, la modifica del Regolamento STOVE appare, dunque, in questa prospettiva, una soluzione assunta dalle competenti autorità di regolazione, ancorché su una esplicita richiesta di due delle quattro imprese partecipanti.

**112.** Il fatto che manchi una volontà delle imprese partecipanti a STOVE di concordare tale soluzione è provato anche dalla contrarietà espressa di ENEL PRODUZIONE e dalla neutralità tenuta nella vicenda da TIRRENO POWER.

## VII. VALUTAZIONE DELLE AUTORIZZAZIONI IN DEROGA RICHIESTE

**113.** Successivamente al ricevimento della CRI, le Parti hanno presentato due distinte richieste di autorizzazione in deroga ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90, nel caso in cui l'intesa STOVE fosse ritenuta in violazione dell'articolo 2, comma 2, della legge n. 287/90. In particolare, ENEL PRODUZIONE, ENEL GP e TIRRENO POWER hanno presentato richiesta di autorizzazione in deroga con esclusivo riferimento alla fissazione di un intervallo di ammissibilità delle offerte, mentre EDIPOWER e ENDESA ITALIA hanno richiesto la deroga anche per il profilo della ripartizione *pro quota* delle immissioni relative al mercato libero. Tenuto conto di quanto espresso nei precedenti paragrafi in relazione a quest'ultimo profilo, di seguito sarà oggetto di valutazione unicamente la richiesta di deroga relativa alla fissazione di un intervallo di ammissibilità delle offerte di costo in sede STOVE.

**114.** Merita ribadire, al riguardo, che la concessione di un'autorizzazione in deroga costituisce esercizio di una valutazione complessa, connotata da ampia discrezionalità, sulla base di quanto addotto dalle Parti, le quali hanno, in ultima istanza, l'onere di provare la sussistenza delle condizioni per la concessione della medesima<sup>31</sup>.

**115.** Va altresì ricordato al proposito che l'Autorità deve verificare il soddisfacimento delle quattro condizioni indicate all'articolo 4, comma 1, della legge n. 287/90: (1) che l'intesa dia luogo a miglioramenti nelle condizioni di offerta sul mercato; (2) che tali miglioramenti comportino un sostanziale beneficio per i consumatori, tenuto altresì conto della necessità di assicurare alle imprese la necessaria concorrenzialità sul piano internazionale; (3) che le restrizioni alla concorrenza siano strettamente indispensabili per il conseguimento delle finalità di cui sopra; (4) che, in ogni caso, non venga eliminata la concorrenza in una parte sostanziale del mercato. Tali condizioni devono essere cumulativamente soddisfatte, con la conseguenza che il mancato rispetto anche di una sola di esse comporta il rigetto dell'autorizzazione in deroga.

**116.** Con riferimento al miglioramento delle condizioni di offerta sul mercato, già risalente giurisprudenza ha stabilito che esso *"deve consistere in un rilevante vantaggio obiettivo atto a compensare gli inconvenienti che ne derivano sul piano della concorrenza"*<sup>32</sup>. Tale rilevante vantaggio appare sussistere nel caso in oggetto, posto che l'intesa ha garantito, per tutta la sua durata, l'intero sistema di approvvigionamento di energia elettrica del mercato vincolato, impedendo il ricorso, da parte delle imprese, a condizioni di offerta che, nel perseguire speculativamente il proprio vantaggio (allocazione maggiormente remunerativa delle proprie partite di energia nell'ordine di dispacciamento), avrebbero potuto effettivamente determinare seri pericoli di stabilità del sistema elettrico nazionale.

**117.** In linea con le più recenti indicazioni fornite dalla Commissione in tema di valutazione dei presupposti per la concessione di deroghe ai sensi dell'articolo 81.3 del Trattato CE<sup>33</sup>, si ritiene di dover ora invertire l'ordine di verifica delle condizioni indicate al para. 116, al fine di procedere ad una considerazione prioritaria dell'indispensabilità delle restrizioni rispetto ai benefici per i consumatori.

**118.** Rispetto, dunque, al requisito dell'indispensabilità, va considerato in primo luogo che la fissazione della soglia del  $\pm 5\%$  risponde alla mancata previsione, sia nella delibera AEEG n. 67/03 che nel Regolamento STOVE, di un limite di offerta superato il quale debba essere attivata la procedura di *audit* da parte del GRTN. L'intesa stipulata tra le Parti risulta, quindi, elemento fondamentale nell'architettura del sistema, e in particolare nelle procedure di controllo. Ancora, l'intervallo di tolleranza previsto appare strettamente proporzionato all'obiettivo di ridurre i rischi derivanti da dichiarazioni di costo fittizie, posto che un *range* più ampio avrebbe consentito alle imprese di generazione di formulare offerte non effettivamente corrispondenti ai costi reali, mentre uno più ristretto non avrebbe consentito alle medesime imprese di riflettere nelle proprie offerte gli eventuali guadagni di efficienza realizzati nell'approvvigionamento.

**119.** Per quel che riguarda il beneficio dei consumatori, esso appare strettamente collegato al primo requisito sopra verificato (miglioramento nelle condizioni di offerta), dal momento che, in assenza di un criterio certo di controllo delle

<sup>31</sup> [Cfr. ad esempio TAR Lazio, sentenza del 25 marzo 1998, n. 1902/98, Operatori nel settore esplosivo da mina, secondo cui "le parti interessate... devono offrire elementi e circostanze concrete, in modo da mettere l'Autorità in grado di esaminare e valutare se l'intesa possiede i necessari requisiti – miglioramento delle condizioni d'offerta, vantaggio per i consumatori, necessità delle restrizioni, non eliminazione della concorrenza – perché le imprese possano usufruire dell'autorizzazione in deroga al divieto".]

<sup>32</sup> [Corte di Giustizia, sentenza del 13 luglio 1966, cause 56 e 58/64, Grundig-Consten, in Raccolta 1966, pag. 457.]

<sup>33</sup> [Cfr. Linee direttrici sull'applicazione dell'articolo 81, paragrafo 3 del trattato, in G.U.U.E., C 101, 27 aprile 2004, para. 39: "ai fini delle presenti linee direttrici, si ritiene opportuno invertire l'ordine della seconda e della terza condizione ed esaminare quindi la questione del carattere indispensabile prima della questione del trasferimento di parte dei benefici agli utilizzatori. L'analisi del trasferimento di parte dei benefici richiede una valutazione comparata degli effetti negativi e positivi di un accordo sugli utilizzatori. Questa analisi non dovrebbe includere gli effetti di eventuali restrizioni che già non soddisfano il criterio del carattere indispensabile e che, per tale ragione, sono vietate dall'articolo 81".]

offerte, e a fronte dei conseguenti possibili comportamenti di tipo opportunistico delle imprese di generazione, risulterebbe compromessa la fornitura stessa di energia elettrica. La previsione di valori *benchmark* garantisce dunque i consumatori – e in primo luogo la fascia meno indipendente dei medesimi, costituita dai clienti vincolati – rispetto a un funzionamento corretto e controllato di un servizio essenziale per l'economia del paese, nel perseguimento di miglioramenti sia sotto il profilo qualitativo che quantitativo.

**120.** L'intesa in esame, infine, non sembra eliminare la concorrenza in una parte sostanziale del mercato. L'ampiezza dell'intervallo di ammissibilità delle offerte, infatti, anche sulla base di quanto dichiarato nel corso del procedimento da GRTN e AEEG, appare tale da consentire alle imprese attive nella generazione di energia elettrica di riflettere nelle medesime offerte eventuali guadagni di efficienza, in primo luogo nell'approvvigionamento del combustibile necessario alla generazione, senza dunque impedire del tutto la possibilità di presentare offerte competitive. Sulla base di quanto sin qui considerato, dunque, si ritiene che sussistano le condizioni perché l'Autorità autorizzi ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90 l'intesa tra le Parti in esame.

**121.** Riguardo la durata della deroga, l'Autorità, tenuto conto dei profili di rilevante interesse pubblico propri del rifornimento di energia elettrica, considera strettamente proporzionato al caso un periodo di sei mesi – non rinnovabile – a decorrere dalla data di avvio effettivo del dispacciamento di merito economico. Tale periodo risulta, del resto, corrispondente a quello di durata residuale dell'intera procedura STOVE previsto dalle Regole di dispacciamento ME a fini di salvaguardia, in casi di particolare emergenza, del sistema elettrico nel suo complesso conformemente a quanto riconosciuto anche dalle Parti<sup>34</sup>.

**122.** Per quel che riguarda le condotte tenute dalle Parti nella partecipazione allo STOVE precedente al periodo per il quale viene riconosciuta l'autorizzazione ai sensi dell'articolo 4 della legge n. 287/90, l'Autorità non ritiene di dover procedere all'applicazione di sanzioni. Infatti, secondo quanto già considerato, l'utilizzo di valori *benchmark* nell'organizzazione del dispacciamento presenta effettivamente profili di tipo tecnico-economico condivisibili i quali, seppure non rilevano nell'ambito della valutazione giuridica, di corrispondenza di una condotta a una fattispecie normativa, possono assumere rilevanza nella fase di definizione delle conseguenze sanzionatorie. La medesima intesa, peraltro, ha avuto una durata limitata, a partire dal 29 luglio 2003, data della riunione del Comitato STOVE in cui le Parti hanno effettivamente concordato la determinazione di una soglia di tolleranza del  $\pm 5\%$ .

Tutto ciò premesso e considerato:

#### DELIBERA

a) che l'intesa intercorsa tra le società Enel Produzione S.p.A., Enel Green Power S.p.A., Endesa Italia S.r.l., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., costituita dalla partecipazione all'organismo denominato Team Energy Management – TEM, ha avuto per oggetto e per effetto di restringere, falsare o impedire in maniera consistente la concorrenza, in violazione del divieto di cui all'articolo 2, comma 2, della legge n. 287/90;

b) che le società Enel Produzione S.p.A., Enel Green Power S.p.A., Endesa Italia S.r.l., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A. si astengano dal porre in essere intese che possono avere oggetto o effetto corrispondente a quello accertato in relazione all'intesa TEM;

c) che l'intesa intercorsa tra le società Enel Produzione S.p.A., Enel Green Power S.p.A., Endesa Italia S.r.l., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., costituita dalla decisione, adottata nell'ambito del Comitato STOVE, di utilizzare valori *benchmark* dei costi di generazione per l'organizzazione del dispacciamento e la previsione di soglie di tolleranza nel margine del  $\pm 5\%$ , ha avuto per oggetto e per effetto di restringere, falsare o impedire in maniera consistente la concorrenza, in violazione del divieto di cui all'articolo 2, comma 2, della legge n. 287/90;

d) di autorizzare, ai sensi dell'articolo 4, comma 1, della legge n. 287/90, l'intesa di cui alla lettera c). L'autorizzazione è concessa fino al 1° ottobre 2004.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e successivamente pubblicato ai sensi di legge.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge n. 287/90, entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

---

<sup>34</sup> *[Secondo quanto comunicato da TIRRENO POWER, l'articolo 7.11.3 di tali regole stabilisce che "per un periodo transitorio non superiore a sei mesi dall'avvio del dispacciamento di merito economico, i produttori hanno l'obbligo di fornire tutti i dati rilevanti per la programmazione giornaliera in ambito STOVE. Tale obbligo, in linea con quanto suggerito dal Ministero delle Attività Produttive, si è reso necessario al fine di prevedere una procedura di back up del mercato elettrico. In altri termini in GRTN, limitatamente al Mercato del Giorno Prima, qualora il Gestore del mercato non sia in grado di determinare e/o comunicare gli esiti del Mercato, anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi informatici del Gestore del Mercato, utilizzerà i dati comunicati dai produttori con le modalità e le procedure analoghe a quelle previste in ambito STOVE ai fini della definizione dei programmi di immissione delle unità di produzione e della definizione di ordine di merito per la gestione del bilanciamento nel tempo reale" (doc. 100, pagg. 1/2). ]*

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Rita Ciccone*

IL PRESIDENTE  
*Giuseppe Tesaro*