

## **A423 - ENEL - DINAMICHE FORMAZIONI PREZZI MERCATO ENERGIA ELETTRICA IN SICILIA**

Provvedimento n. 20705

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 27 gennaio 2010;

SENTITO il Relatore Dottor Antonio Pilati;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'articolo 102 del TFUE;

VISTO il Regolamento del Consiglio UE n. 1/2003 del 16 dicembre 2002;

VISTA la comunicazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, pervenuta il 13 agosto 2009, alla quale è allegata la relazione tecnica della Delibera Vis n. 3/09;

VISTI gli atti del procedimento;

### **I. LE PARTI**

1. ENEL S.p.A. (di seguito, ENEL) è una società holding a capo di un gruppo attivo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Il capitale sociale di ENEL è attualmente detenuto per il 14% circa dal Ministero dell'Economia e Finanze, per il 17,4% dalla Cassa Depositi e Prestiti, da investitori istituzionali per il 36,6% e da investitori individuali per la rimanente porzione.

Il fatturato consolidato di ENEL è stato nel 2008 di circa 60 miliardi di euro, il 60% del quale realizzato in Italia.

2. ENEL Produzione S.p.A. (di seguito, EP) è la capofila della Divisione Generazione e *Energy Management* del gruppo ENEL ed è attiva nella produzione di energia elettrica (prevalentemente da fonte non rinnovabile) e nello sviluppo e realizzazione di impianti di generazione di elettricità.

EP vende l'energia elettrica prodotta sia sulle piattaforme gestite dal Gestore del Mercato Elettrico (di seguito, GME), sia attraverso contratti bilaterali con altre società del gruppo ENEL, sia al gestore della rete di trasmissione nazionale Terna S.p.A. ai fini del bilanciamento. EP individua quindi le offerte di vendita dell'energia generata.

EP è interamente controllata da ENEL.

Il fatturato realizzato da EP nel 2008 è stato pari a oltre 11 miliardi di euro, realizzati quasi interamente in Italia.

### **II. IL FATTO**

#### ***La segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas***

3. In data 13 agosto 2009 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito, AEEG), in esito alla chiusura dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi dell'energia elettrica in Sicilia tra la fine del 2008 e gli inizi del 2009, ha segnalato all'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 33, della legge n. 481/95, alcuni comportamenti posti in essere sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica – e in particolare nella macrozona Sicilia – nei mesi di novembre e dicembre 2008 e gennaio 2009. Gli elementi di fatto relativi a tale segnalazione sono contenuti nel documento denominato *“Relazione Tecnica sugli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009”* (allegato A alla delibera VIS. 3/09).

#### ***Gli elementi strutturali***

4. Dal punto di vista della formazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, il territorio nazionale è suddiviso in zone, identificate dai principali limiti di transito che caratterizzano la rete di trasmissione nazionale. Quando i flussi di energia che sarebbero necessari ad eguagliare il prezzo di due zone confinanti risultano superiori ai limiti di transito tra le due zone, esse si “separano” e i prezzi zonalі assumono valori differenti, al fine di eguagliare domanda e offerta delle due zone separatamente.

La Regione Sicilia, in particolare, è una delle zone in cui è divisa la rete di trasmissione nazionale. Al suo interno esiste un polo limitato di produzione di energia elettrica, costituito dal polo produttivo di Priolo-Gargallo.

Nel corso del 2008 e del 2009, il prezzo zonale della Sicilia si è differenziato da quello del polo limitato di Priolo in un numero estremamente limitato di ore<sup>1</sup>. Il polo di Priolo si è quindi “separato” dalla Sicilia solo raramente; insieme essi formano la c.d. macrozona Sicilia.

Al contrario, nel corso del 2008 e del 2009 il prezzo zonale siciliano è stato differente da quello delle zone del Continente cui la Sicilia è direttamente collegata in circa 2/3 delle ore, nelle quali la Sicilia è risultata “separata” dal Continente. Nelle ore in cui la Sicilia è risultata separata dal Continente il prezzo è stato pari al doppio circa di quello registrato in assenza di separazione.

---

<sup>1</sup> [Circa il 3,5% delle ore nel 2008 e circa lo 0,3% delle ore nei primi 10 mesi del 2009.]

5. La capacità produttiva installata in Sicilia è principalmente detenuta dal gruppo ENEL e da Edipower S.p.A., con quote rispettivamente del 51% e del 19,5%. La restante capacità produttiva è gestita in parte dal GSE (16,7%, in gran parte riguardante impianti CIP6) e in parte da altri operatori minori (tra cui E.ON S.p.A.) che detengono quote singolarmente inferiori al 5%.

Il gruppo ENEL è l'unico operatore che in Sicilia detiene impianti di generazione termoelettrici di diversa tecnologia e differente posizionamento nel c.d. "ordine di merito": impianti a ciclo combinato (di seguito, CCGT), impianti a olio combustibile, turbogas. EP dispone inoltre di un importante impianto di pompaggio (Anapo) situato nel polo limitato di Priolo.

Tra gli altri operatori, in Sicilia Edipower dispone solo di impianti a olio combustibile, E.ON solo di turbogas.

6. Nel corso del 2008 i prezzi zionali dell'energia elettrica realizzati nella macrozona Sicilia sul mercato del Giorno Prima sono risultati particolarmente elevati, segnando un valore medio annuo di quasi 120 €/MWh, superiore di oltre il 50% rispetto al 2007, e di circa il 37% rispetto al prezzo unico nazionale di acquisto dell'energia ("PUN").

Similmente, nel corso del 2009 il prezzo medio siciliano è stato del 38% superiore al PUN medio, registrando una discesa inferiore a quella dei prezzi delle zone continentali e andamenti difforni nei mesi di gennaio, aprile, maggio e novembre, quando i prezzi siciliani sono aumentati o non diminuiti (aprile), a fronte di un prezzo calante nelle zone continentali.

7. Le dinamiche di prezzo siciliane del 2008 sono state analizzate sia dal GME che dall'AEEG.

Il GME, nella sua Relazione Annuale per l'anno 2008, ha sottolineato l'andamento anomalo dei prezzi siciliani nel periodo maggio-ottobre 2008, affermando che esso non può essere ricondotto, se non molto parzialmente, all'effetto di fattori esogeni quali domanda, indisponibilità di capacità o costo dei combustibili<sup>2</sup>.

8. L'AEEG ha focalizzato invece la sua analisi sul trimestre novembre 2008-gennaio 2009. Tale analisi è descritta nella Relazione Tecnica alla delibera AEEG VIS 3/09.

Questo periodo è stato caratterizzato da significative avarie e indisponibilità del parco impianti, che tuttavia non sembrano in grado di spiegare completamente gli alti livelli dei prezzi registrati. Neppure l'andamento del costo dei combustibili – omogeneo sul territorio nazionale – appare in grado di spiegare la dinamica dei prezzi siciliani nel trimestre.

Dall'analisi dei dati forniti dall'AEEG risulta inoltre che nel mese di gennaio 2009 si è verificato un aumento dei prezzi – che non ha riscontro nelle zone dell'Italia peninsulare – a fronte di una riduzione delle indisponibilità complessive e di un aumento del margine di offerta<sup>3</sup> disponibile sul mercato siciliano, elementi che avrebbero dovuto invece favorire una riduzione del prezzo zonale siciliano.

#### ***I comportamenti degli operatori nel trimestre novembre 2008 – gennaio 2009***

9. Per quanto riguarda in particolare EP, l'indagine dell'AEEG riporta che, nel trimestre considerato, EP è stata indispensabile per la soddisfazione del fabbisogno di energia della macrozona Sicilia nel 79% delle ore<sup>4</sup>. Nello stesso periodo, EP è stata indispensabile per la soddisfazione del fabbisogno di potenza della macrozona Sicilia nel 99% delle ore<sup>5</sup>.

10. Secondo l'analisi dell'AEEG, in questo trimestre EP avrebbe trattenuto capacità disponibile<sup>6</sup> in poco meno di un terzo dei giorni del trimestre.

Il trattenimento si sarebbe concentrato nelle ore di picco e nei giorni festivi nei mesi di novembre e dicembre 2008, e nelle ore fuori picco e nei giorni festivi nel mese di gennaio 2009.

Nei mesi di novembre 2008 e gennaio 2009 il trattenimento sarebbe stato in larga misura di tipo economico<sup>7</sup>, mentre a dicembre trattenimento economico e fisico sarebbero stati quantitativamente equivalenti.

---

<sup>2</sup> [Cfr. *Gestore del Mercato Elettrico, Relazione Annuale 2008*, pp. 70-71]

<sup>3</sup> [Per "margine di offerta" si intende la differenza tra capacità disponibile termoelettrica (calcolata come potenza massima meno indisponibilità per manutenzioni programmate, avarie, prove e vincoli ambientali) e domanda.]

<sup>4</sup> [Nel 39% delle ore EP è stata pivotale per il soddisfacimento del fabbisogno di energia della sola macrozona Sicilia e nel 31% delle ore per il soddisfacimento del fabbisogno dell'Italia intera. Nel rimanente 9% delle ore è stata pivotale sull'aggregato Macrozona Sicilia + zone direttamente confinanti.]

<sup>5</sup> [Il fabbisogno di potenza rileva, accanto al fabbisogno di energia, in quanto tiene conto anche del fabbisogno di riserva secondaria e terziaria per il bilanciamento del sistema. Nel 32% delle ore EP è stata pivotale per il soddisfacimento del fabbisogno di potenza della sola macrozona Sicilia e nel 42% delle ore per il soddisfacimento del fabbisogno dell'Italia intera. Nel rimanente 25% delle ore è stata pivotale sull'aggregato Macrozona Sicilia + zone direttamente confinanti.]

<sup>6</sup> [Si parla di "trattenimento di capacità" (withholding) quando della capacità di generazione disponibile viene sottratta dal mercato, in particolare dal Mercato a Pronti – in Italia, il Mercato del Giorno Prima. Il trattenimento può essere "fisico" o "economico". Il trattenimento di capacità fisico si verifica quando un operatore non presenta offerta in vendita su tutta od una parte della propria capacità disponibile. Il trattenimento economico consiste invece nella presentazione sul mercato del giorno prima di offerte in vendita a prezzi così elevati da rendere improbabile l'accettazione di tali offerte.]

<sup>7</sup> [Nell'analisi dell'AEEG una certa quantità di capacità produttiva è trattenuta economicamente in una certa ora se (i) il suo costo variabile standard – stimato da AEEG – è inferiore al prezzo zonale rilevante di quell'ora; (ii) è stata offerta in vendita su MGP ad un prezzo superiore ad un certo prezzo limite e rigettata. Il prezzo limite è fissato pari al valore corrispondente al 95° percentile della distribuzione mensile dei prezzi di MGP nella zona in cui l'unità è localizzata e nella fascia oraria (classificazione GME) cui l'ora in esame appartiene.]

11. Da una serie di elaborazioni effettuate utilizzando i dati forniti dall'AEEG sul trimestre in esame<sup>8</sup> sembrerebbe emergere un significativo effetto del trattenimento di capacità effettuato da EP sui prezzi zionali orari siciliani, che si manifesta in un elevato differenziale rispetto ai prezzi registrati nelle ore senza trattenimento. Tale effetto del trattenimento appare essere autonomo e indipendente da quello delle indisponibilità e, più in generale, dell'andamento del margine di offerta<sup>9</sup>.

Il trattenimento di capacità avviene inoltre quasi esclusivamente nelle ore in cui la macrozona Sicilia si è separata dal Continente, suggerendo un effetto del trattenimento stesso sulla probabilità che la Sicilia si separi dal Continente.

12. Le tabelle seguenti illustrano gli effetti del trattenimento di EP sul prezzo siciliano, considerando soltanto le ore in cui il trattenimento è stato particolarmente significativo (almeno 100 MW di trattenimento per impianto) e la Sicilia si è separata dal Continente.

Per tener conto dell'effetto della disponibilità di offerta rispetto alla domanda, le ore sono state divise nelle seguenti quattro classi, a seconda del livello del margine di offerta realizzatosi: basso (minore di 750 MW), medio-basso (tra 750 e 1.250 MW), medio-alto (tra 1.250 e 1.750 MW), alto (maggiore di 1.750 MW). All'interno di ciascuna classe, sono state individuate le ore con e senza trattenimento (sulla base dei dati AEEG) e per ciascun gruppo di ore sono stati calcolati sia i prezzi medi che il margine di offerta medio.

Qualora il margine medio di offerta risulti uguale o superiore nelle ore con trattenimento rispetto a quello relativo alle ore senza trattenimento di capacità (cfr. riga "Differenza margine di offerta medio con/senza trattenimento" in tabella), l'eventuale differenza di prezzo (cfr. riga "diff. media prezzi con/senza trattenimento") potrebbe essere dovuta al trattenimento stesso. Qualora il margine medio di offerta risulti invece minore nelle ore con trattenimento rispetto a quello relativo alle ore senza trattenimento, l'eventuale differenza di prezzo in larga parte dovuta alle indisponibilità di impianti, potrebbe essere attribuita in parte al trattenimento solo se fosse piuttosto elevata.

13. La tabella 1 illustra gli effetti del trattenimento di capacità dei cicli combinati nel mese di gennaio 2009 (in prevalenza, i gruppi di EP di Priolo).

Come si può osservare, il margine medio di offerta appare maggiore nelle ore in cui vi è stato trattenimento (ultima riga della tabella). Le differenze di prezzo osservate, comprese tra il 27% e il 39%, possono quindi essere attribuite al trattenimento di capacità da parte di EP.

È possibile concludere, quindi, che il trattenimento di capacità effettuato sui propri CCGT abbia consentito a EP di ridurre l'offerta disponibile al fine di aumentare i prezzi.

**Tabella 1 - Effetti del trattenimento di capacità dei CCGT**

Margine d'offerta	Gennaio		
	Basso	Medio-basso	Medio-alto
n. di ore	1	8	11
Trattenimento fisico medio	100	80	20
Trattenimento economico medio	0	143	305
Diff. % prezzi medi con/senza tratt.	27,06%	35,25%	39,06%
Differenza prezzo zonale - PUN	136,19	118,80	64,21
Differenza margine di offerta medio con/senza trattenimento	Positiva	positiva, significativa al 5%	positiva, significativa all'1%

Fonte: elaborazioni su dati AEEG e GME

Il trattenimento economico, in particolare, è stato messo in atto offrendo i cicli combinati di Priolo a prezzi superiori ai 200 €/MWh, largamente superiori ai costi di produzione<sup>10</sup>.

14. La tabella 2 illustra invece gli effetti del trattenimento dei turbogas di EP.

<sup>8</sup> [Tali dati sono stati inviati dall'AEEG in data 13/11/2009, a seguito di una specifica richiesta di informazioni dell'Autorità.]

<sup>9</sup> [Ai fini di queste elaborazioni, il margine di offerta orario della macrozona Sicilia è stato stimato nel seguente modo. La capacità disponibile è stata considerata pari alla somma della potenza massima degli impianti termoelettrici (dato Terna, fornito da AEEG) installati nella macrozona, più il valore orario del massimo transito dal Continente (dato fornito da AEEG), meno la somma delle indisponibilità orarie di ENEL e di Edipower (dato fornito da AEEG), meno le indisponibilità ISAB nel trimestre novembre 2008-gennaio 2009 (pari, sulla base di notizie di stampa, a 556 MW fino alle ore 24 del 17/12/08 e a 278 MW nel resto del trimestre). Alla capacità disponibile sono stati sottratti gli acquisti nella Macrozona Sicilia (dato GME) per ottenere il margine di offerta.]

<sup>10</sup> [I cicli combinati hanno infatti fissato il prezzo a tali livelli in tali ore.]

**Tabella 2 - Effetti del trattenimento di capacità dei turbogas**

	Novembre		Dicembre	Gennaio
Margine d'offerta	Basso	Medio-basso	Basso	Medio-alto
n. di ore	44	2	66	0
Trattenimento fisico medio	0	0	0	0
Trattenimento economico medio	110	110	110	110
Diff. % prezzi medi con/senza tratt.	59,37%	93,00%	78,21%	101,78%
Differenza prezzo zonale - PUN	115,59	112,96	115,05	114,23
Differenza margine di offerta medio con/senza trattenimento	negativa, significativa all'1%	statisticamente non significativa	statisticamente non significativa	positiva significativa all'1%

Fonte: elaborazioni su dati AEEG e GME

Come si può osservare, in queste ore il trattenimento è stato sempre di tipo economico ed è stato particolarmente efficace. Nelle ultime tre colonne della tabella 2, in particolare, si osserva come il margine medio di offerta sia risultato nelle ore con trattenimento di capacità uguale o più elevato di quello delle ore senza trattenimento di capacità; le significative differenze di prezzo osservate tra ore con e senza trattenimento sembrerebbero quindi da attribuirsi al trattenimento stesso. Anche in questo caso relativo ai turbogas il trattenimento economico è servito a ridurre l'offerta disponibile al fine di aumentare i prezzi.

Nella prima colonna, invece, vi è un gruppo di ore nel quale si è verificato trattenimento economico, nonostante il margine di offerta disponibile in Sicilia fosse già basso. In questo caso, è possibile che il trattenimento abbia solo esacerbato i vincoli di offerta, contribuendo parzialmente alla significativa differenza di prezzo osservata tra ore con e senza trattenimento nel mese di novembre 2008<sup>11</sup>.

### III. IL DIRITTO

#### *I mercati rilevanti*

**15.** Il mercato interessato dalle condotte oggetto di analisi è quello della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica.

Il mercato all'ingrosso si può definire, sulla base dell'impostazione conferitagli dalla normativa italiana, come l'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (tramite produzione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, grossisti, e Acquirente Unico dall'altro. Si tratta di contratti che possono essere conclusi sia su una piattaforma di scambi centralizzata (borsa elettrica), sia al di fuori di quest'ultima, tramite contrattazione bilaterale (cosiddetti contratti OTC). La borsa elettrica italiana è costituita principalmente da un mercato a pronti, nel quale la maggior parte dell'energia viene contrattata sul Mercato del Giorno Prima, dove vengono scambiati diritti/impegni a prelevare ed immettere energia elettrica per il giorno successivo, quando gli scambi di energia tra le parti si realizzano fisicamente.

**16.** A valle di MGP (e dei successivi mercati di aggiustamento) prende avvio il mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito MSD), a cui è abilitato a partecipare un sottoinsieme degli impianti attivi su MGP, che gode di particolari caratteristiche tecniche. Su MSD, il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A. (di seguito Terna), si approvvigiona delle risorse necessarie a: risolvere le congestioni della rete all'interno di ciascuna zona; predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione; garantire il bilanciamento tra immissioni e prelievi di energia, sia "a programma", che "in tempo reale".

Sulla base della costante giurisprudenza comunitaria e nazionale, il mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica – di cui MGP è parte – è un mercato distinto da quello dei servizi di dispacciamento o MSD.

**17.** Poiché la rete di trasmissione nazionale è caratterizzata da una serie di vincoli fisici di natura strutturale che, soprattutto in alcune ore della giornata, limitano il trasporto di energia da una zona all'altra del territorio italiano, determinando vere e proprie congestioni di rete, la dimensione geografica del mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica non si può ritenere nazionale.

<sup>11</sup> [Queste analisi puntuali appaiono confermate da alcune analisi effettuate con l'ausilio di regressioni econometriche, dalle quali emergerebbe il forte impatto del trattenimento economico di EP sul prezzo siciliano, una volta tenuto conto della variazione della capacità disponibile ed aver controllato per il trattenimento di Edipower, per la variazione del costo del Brent, per la variazione della domanda macrozonale, per la variazione dei transiti, per le peculiarità del mese di gennaio 2009 che per la peculiarità delle ore di picco. E' stato usato il Brent ritardato di 4 mesi. Nelle analisi è stata inoltre inserita una variabile dicotomica per tener conto del cambiamento della configurazione zonale del sistema elettrico italiano a partire dall'1/1/2009, mentre un'altra variabile dicotomica controlla per la caratteristica "ora di picco".]

L'indagine conoscitiva svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG<sup>12</sup>, ha individuato, infatti, più mercati di tipo macrozonale, sulla base della frequenza di separazione delle differenti zone tra loro e degli aggregati di zone non separate più frequenti. In particolare, sono stati individuati quattro distinti mercati geografici rilevanti: la macroarea Nord, la macroarea Sud, la macroarea Sicilia e la macroarea Sardegna.

**18.** Le condotte oggetto di analisi riguardano la determinazione delle quantità di energia da offrire sul Mercato del Giorno Prima (di seguito, MGP), dei prezzi ai quali offrire tale energia e degli impianti che dovranno produrla.

Tali condotte si riferiscono, in particolare, alle decisioni relative agli impianti localizzati nella macrozona Sicilia.

Il mercato rilevante per la valutazione di tali condotte è dunque il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nella macrozona Sicilia.

**19.** Dato che le offerte su MGP determinano gli acquisti e le vendite di Terna su MSD, il mercato dei servizi di dispacciamento è potenzialmente un mercato rilevante per la valutazione delle condotte oggetto dell'istruttoria<sup>13</sup>.

#### **La posizione dominante**

**20.** Nel mercato rilevante della vendita di energia elettrica all'ingrosso nella Macrozona Sicilia il gruppo ENEL detiene una posizione dominante.

Sul piano strutturale, infatti: (i) circa metà della capacità disponibile è di ENEL, mentre il rimanente è diviso tra Edipower (25% circa), E.ON e vari operatori, i cui impianti sono offerti in Borsa dal GSE; (ii) la quota di mercato di ENEL sulle vendite su MGP (bilaterali inclusi) è stabilmente compresa tra il 50% e il 60%.

Inoltre, tra il 2008 e il 2009 il gruppo ENEL è stato pivotale in misura assai superiore a quella degli altri operatori e pari, in media, ad oltre il 50% delle ore. Ciò significa che essa è in grado di esercitare potere di mercato in una misura significativa e di gran lunga maggiore degli altri operatori.

Infine, il gruppo ENEL ha fissato direttamente<sup>14</sup> il prezzo di equilibrio (ossia, la sua offerta è stata quella marginale) in almeno il 30% delle ore del 2008 e del 2009.

#### **L'abuso di posizione dominante**

**21.** L'andamento del prezzo siciliano nel corso del 2008 e all'inizio del 2009 è stato segnato da anomalie che hanno attirato l'attenzione sia del GME che dell'AEEG.

Entrambi hanno suggerito che le anomalie riscontrate non possano essere spiegate soltanto da fattori strutturali. Esse perciò devono essere il frutto di condotte strategiche dei principali operatori del mercato all'ingrosso siciliano, volte ad aumentare il prezzo zonale siciliano e quindi, in definitiva, i propri profitti.

**22.** ENEL, in particolare, potrebbe aver utilizzato il trattenimento della propria capacità produttiva per esacerbare i vincoli di offerta esistenti o per creare situazioni di scarsità al fine di far fissare il prezzo ad impianti che avevano presentato offerte più elevate, aumentando i propri profitti.

Inoltre, la sottrazione di capacità potrebbe aver facilitato, di per sé, la separazione della zona Sicilia dal Continente, creando un vuoto di offerta non colmabile dalle limitate importazioni attualmente possibili dal Continente e quindi forzando un aumento del prezzo zonale siciliano, al fine di permettere l'utilizzazione della più costosa offerta siciliana.

Tali condotte potrebbero aver avuto luogo per tutto il corso del biennio 2008-2009.

**23.** Il trattenimento di capacità costituisce una forma di limitazione della produzione a danno dei consumatori, in quanto porta ad un aumento dei prezzi<sup>15</sup>.

In quanto tale, esso costituisce un abuso di posizione dominante.

#### **Imputabilità a ENEL dei comportamenti di EP**

**24.** Secondo costante giurisprudenza<sup>16</sup>, ENEL, in quanto holding capogruppo e controllante al 100% di EP, è in grado di esercitare un'influenza determinante nell'indicazione e nello svolgimento dell'attività delle sue controllate. In via generale esiste una presunzione semplice secondo cui la società controllante, che detiene il 100% del capitale della controllata, eserciti un'influenza determinante sul comportamento della stessa e che le due costituiscano un'unica

---

<sup>12</sup> [Cfr. *L'Indagine Conoscitiva sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, chiusa con provvedimento in data 9 febbraio 2005.*]

<sup>13</sup> [Si ricordi che ENEL è indispensabile per il soddisfacimento del fabbisogno di potenza – e quindi di riserva secondaria e terziaria, approvvigionati su MSD – per una proporzione elevatissima di ore. ]

<sup>14</sup> [Si noti che un operatore, attraverso il trattenimento di un'unità inframarginale, può rendere l'impianto di un altro operatore marginale, e in questo modo aumentare indirettamente il prezzo. ]

<sup>15</sup> [Cfr. in questo senso la decisione della Commissione del 26 novembre 2008 nel caso COMP/39.388 – German Electricity Wholesale Market, §28.]

<sup>16</sup> [Cfr. tra le altre, sentenza della Corte di Giustizia 16 novembre 2000, *Stora Kopparbergs Bergslags AB v. Commissione*, caso C 286/98 P, in *Raccolta*, 2000, I, 9925 (punto 29) e, più di recente, la sentenza del Tribunale di Primo Grado AKZO Nobel NV/Commissione del 12 dicembre 2007, caso T-112/05 (punto 60). Tra i precedenti dell'Autorità, si veda, da ultimo il provvedimento finale del caso A333 ENEL Trade/Clienti Idonei, del 27 novembre 2003, in particolare punti 259 e ss. e il provvedimento di avvio del caso A366 Comportamenti restrittivi sulla borsa elettrica del 6 aprile 2005, punti 48 e ss.]

impresa<sup>17</sup>. In ogni caso, è compito della società controllante vigilare affinché le sue controllate tengano comportamenti conformi alla legge<sup>18</sup>.

**25.** In base alla previsione normativa, contenuta nell'articolo 13 del Decreto Legislativo n. 79/99, ENEL, peraltro, "assume le funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle società da essa controllate". Attualmente, EP è la capofila della Divisione Generazione ed Energy Management del gruppo ENEL. L'assetto di controllo, i legami societari esistenti, l'organizzazione e le attività delle società appartenenti al gruppo ENEL rappresentano indici di influenza determinante della capogruppo sull'attività delle controllate che consentono di ritenere che la holding potrebbe essere responsabile dei comportamenti oggetto di istruttoria, posti in essere dalla sua controllata EP.

#### ***L'applicabilità del diritto comunitario***

**26.** L'esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati Membri come esito dei comportamenti descritti appare sussistere, in quanto i comportamenti di EP interessano l'attività di vendita all'ingrosso dell'energia di un mercato zonale che rappresenta una parte rilevante del territorio nazionale.

Inoltre, gli effetti della condotta di EP si riflettono sul PUN, che è definito su base nazionale come una media ponderata dei prezzi di vendita zonali. Esso è il prezzo al quale tutti coloro che acquistano energia sul territorio italiano pagano l'energia elettrica prelevata. Per tale motivo, le condotte di EP hanno effetti sull'intero territorio italiano.

**27.** Di conseguenza, la fattispecie oggetto del presente procedimento, apparendo idonea ad arrecare pregiudizio al commercio tra Stati membri a causa della distorsione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica di produzione italiana che essa provoca, deve essere valutata ai sensi dell'articolo 102 del TFUE.

RITENUTO, pertanto, che le condotte adottate dalla società ENEL S.p.A, tramite la sua controllata ENEL Produzione S.p.A., possano configurare un abuso di posizione dominante, posto in essere attraverso il trattenimento sia fisico che economico della propria capacità produttiva e quindi una limitazione della produzione a danno dei consumatori;

#### **DELIBERA**

a) l'avvio dell'istruttoria ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90 nei confronti delle società ENEL S.p.A. ed ENEL Produzione S.p.A. per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 102 del TFUE;

b) la fissazione del termine di giorni sessanta, decorrente dalla data di notificazione del presente provvedimento, per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle Parti del diritto di essere sentiti, personalmente o a mezzo di procuratore speciale, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Energia della Direzione Generale per la Tutela della Concorrenza di questa Autorità almeno quindici giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che il responsabile del procedimento è il Dott. Fabio Massimo Esposito;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Energia della Direzione Generale per la Tutela della Concorrenza di questa Autorità dai rappresentanti legali delle Parti, nonché da persona da esse delegata;

e) che il procedimento deve concludersi entro 31 marzo 2011.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Luigi Fiorentino*

IL PRESIDENTE  
*Antonio Catricalà*

---

<sup>17</sup> [Cfr punto 60 della sentenza del Tribunale di Primo Grado AKZO Nobel NV/Commissione del 12 dicembre 2007, cit. ]

<sup>18</sup> [Cfr. Sentenza del Tribunale di primo grado NV, 14 maggio 1998, T309/94, Koninklijke KNP BT v. Commissione, in Raccolta 1998, II, 1007, confermata in appello dalla Corte di Giustizia con sentenza del 16 novembre 2000, C248/98, in Raccolta 2000, I, 9641, cit.. Cfr. inoltre, sentenza della Corte di Giustizia, Stora Kopparbergs Bergslags AB v. Commissione, cit.]