

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

Provvedimento n. 21960

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 22 dicembre 2010;

SENTITO il Relatore Dottor Antonio Pilati;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287, e in particolare l'articolo 14-*ter* introdotto dalla legge 4 agosto 2006, n. 248, che ha convertito con modifiche il decreto legge 4 luglio 2006, n. 223;

VISTO l'articolo 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea ("TFUE");

VISTA la propria delibera del 27 gennaio 2010, con la quale è stata avviata, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, un'istruttoria nei confronti delle società ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. volta ad accertare eventuali violazioni dell'articolo 102 del Trattato UE;

VISTO il Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli artt. 81 e 82 del Trattato CE (ora artt. 101 e 102 del TFUE);

VISTA la *"Comunicazione sulle procedure di applicazione dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90"*, adottata dall'Autorità con delibera del 12 ottobre 2006 e pubblicata sul bollettino n. 39 del 16 ottobre 2006;

VISTA la comunicazione del 4 giugno 2010, modificata per ultimo il 26 luglio 2010, con la quale le società ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A., secondo modalità e tempistiche indicate specificatamente nell'apposito *"Formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14 ter della legge n. 287/90"*, hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90;

VISTA la propria delibera adottata in data 5 agosto 2010, con cui è stata disposta la pubblicazione degli impegni presentati dalle società ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. ed è stato fissato al 31 dicembre 2010 il termine per l'adozione di una decisione sugli impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90;

VISTE le osservazioni dei terzi interessati e le controdeduzioni da parte di ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A.;

VISTA la richiesta di parere inviata all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas il 10 agosto 2010 e la risposta pervenuta l'11 ottobre 2010;

VISTE le modifiche accessorie agli impegni, comunicate da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. in data 3 novembre 2010;

VISTA la propria comunicazione alla Commissione europea, ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 1/2003;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. ENEL S.p.A. ("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 2009 di circa 64 miliardi di euro, il 60% circa del quale realizzato in Italia.

2. ENEL Produzione S.p.A. ("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 dei Mercati Energetici ("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 2009 è stato pari a 6,8 miliardi di euro, realizzati quasi interamente in Italia.

II. IL FATTO

a) Il contesto: domanda, offerta e infrastrutture di rete nel mercato elettrico siciliano

3. 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 separatamente domanda e offerta in ciascuna delle due zone.

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.

A partire dal 2008, il prezzo zonale della Sicilia si è differenziato da quello del polo limitato di Priolo in un numero estremamente limitato di ore¹. Il polo di Priolo si è quindi “separato” dalla Sicilia solo raramente.

La Sicilia, comprensiva del polo limitato di Priolo, costituisce la c.d. macrozona Sicilia.

4. Il prezzo siciliano è stato stabilmente più alto del prezzo delle zone dell'Italia continentale, a causa di vari fattori: l'elevata concentrazione del mercato, il peso di impianti vetusti ed inefficienti, la ridotta capacità di interconnessione con il continente, le carenze delle infrastrutture di rete siciliane².

A partire dal 2007 si è assistito ad una progressiva divaricazione tra il prezzo zonale siciliano e il PUN (Prezzo Unico Nazionale), a causa principalmente del crescente peso dei moderni impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (“CCGT”) sul continente³, mentre in Sicilia rimaneva significativo il peso degli impianti termoelettrici a olio combustibile, che fissavano il prezzo nella grande maggioranza delle ore di picco. Inoltre, la Sicilia è rimasta l'unica zona d'Italia dove i costosi turbogas a ciclo aperto sono stati chiamati a produrre con una certa frequenza sul Mercato del Giorno Prima, dove hanno fissato il prezzo nel 6% circa delle ore di picco del 2009 e nel 5,4% di tali ore nel 2008.

5. A partire dal 2007 si è inoltre manifestata, una progressiva carenza di offerta in Sicilia, che ha spinto il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., a richiedere nella seconda metà del 2007 alla Regione Sicilia di autorizzare la permanenza in servizio di alcuni gruppi dell'impianto di San Filippo del Mela. Secondo Terna, infatti, l'entrata in servizio del nuovo CCGT di EP a Termini Imerese (PA) (avvenuta all'inizio del 2008) non sarebbe stata sufficiente a compensare l'uscita dal servizio dei due gruppi a olio di Termini Imerese⁴ e anche dei gruppi di San Filippo del Mela.

Attualmente, a fronte di una potenza complessiva teorica di oltre 5200 MW (escludendo gli impianti eolici), Terna stima che sarà in media disponibile alla punta settimanale di consumo poco più dei 2/3 di tale capacità, a causa – tra l'altro - di manutenzioni rese più frequenti dalla vetustà di parte del parco termoelettrico siciliano e di limitazioni di rete.

A fronte di un *trend* crescente della domanda siciliana, tali carenze di offerta saranno definitivamente risolte⁵ soltanto con l'entrata in funzione del nuovo elettrodotto di collegamento da 1000 MW tra Sicilia e continente, prevista per il 2013.

6. L'incidente alla centrale ISAB nell'ottobre 2008 – che ha sottratto capacità produttiva a basso costo per circa 550 MW fino alla metà di dicembre 2008 e per circa 275 MW fino alla fine di giugno 2010 – ha inasprito i vincoli di offerta sul mercato siciliano, ampliando le opportunità di esercizio del potere di mercato da parte sia di EP, che di Edipower, proprietaria dell'impianto di San Filippo del Mela.

7. A causa di ciò, 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 zonale è stato pari al doppio circa di quello registrato in assenza di separazione.

8. Nel corso del 2008 i prezzi zonalі 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.

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

¹ [Circa il 3,5% delle ore nel 2008, circa il 2,7% nel 2009 e circa l'1,2% nei primi 9 mesi del 2010.]

² [L'elettrodotto esistente tra la Sicilia ed il Continente ha una capacità di 300 MW, che tuttavia è limitata a 100 MW dal gestore di rete Terna durante le ore diurne per creare una riserva necessaria alla gestione in sicurezza del dispacciamento sulla rete siciliana. La rete siciliana è insufficientemente magliata ed è attualmente ancora sprovvista di un anello completo a 380 Kv, per cui a causa della loro localizzazione la riserva di capacità di alcuni impianti non può essere utilizzata appieno. Le limitazioni del collegamento tra Priolo e il resto della Sicilia non permettono di sfruttare circa un terzo della potenza disponibile nel polo limitato di Priolo.]

³ [Si ricorda che, in linea di principio, l'ordine di merito economico per tecnologia vede – in ordine crescente di costo – l'idrico fluente, il carbone, i CCGT, l'olio combustibile e i turbogas. A sinistra dell'idrico fluente vi sono le offerte a zero o con priorità di dispacciamento (convenzionalmente offerte a zero), tra cui l'eolico e gli impianti CIP6.]

⁴ [La Regione Sicilia aveva già autorizzato l'utilizzazione come “riserva fredda” di uno dei due gruppi a olio combustibile, su richiesta di Terna e su base non continuativa. Per “riserva fredda” si intende un impianto che è normalmente spento ed è avviato su richiesta di Terna, con congruo preavviso.]

⁵ [Tuttavia, la permanenza in servizio (almeno come “riserva” a disposizione di Terna) di alcuni specifici impianti dovrà comunque essere assicurata fino al completamento di alcune opere di magliatura della rete siciliana e in particolare dell'“anello” in alta tensione lungo l'intero perimetro dell'isola.]

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 combustibili⁶.

b) La segnalazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e l'avvio del procedimento

10. In data 13 agosto 2009 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (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 e ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009”* (allegato A alla delibera VIS. 82/09).

11. L'AEEG osservava che gli alti livelli dei prezzi registrati nel trimestre novembre 2008 - gennaio 2009 non sembravano completamente riconducibili né alle rilevanti avarie e indisponibilità verificatesi nel periodo, né dall'andamento del costo dei combustibili – omogeneo sul territorio nazionale.

12. L'indagine dell'AEEG sottolineava l'indispensabilità di EP in Sicilia. Nel trimestre considerato, EP era stata indispensabile per la soddisfazione del fabbisogno di energia della macrozona Sicilia nel 79% delle ore⁷. Nello stesso periodo, EP era stata indispensabile per la soddisfazione del fabbisogno di potenza della macrozona Sicilia nel 99% delle ore⁸.

13. L'analisi dell'AEEG attirava l'attenzione su due fenomeni: il trattenimento di capacità da parte dei due principali operatori – ENEL e Edipower – e il possibile coordinamento tra i *toller* di Edipower.

Per quanto riguarda in particolare EP, secondo l'analisi dell'AEEG, EP avrebbe trattenuto capacità disponibile⁹ in poco meno di un terzo dei giorni del trimestre considerato.

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 economico¹⁰, mentre a dicembre il trattenimento economico e quello isico sarebbero stati quantitativamente equivalenti.

Il trattenimento economico avrebbe riguardato sia impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (“CCGT”), sia turbogas a ciclo aperto (“TG”).

14. Da una serie di elaborazioni effettuate utilizzando i dati forniti dall'AEEG sul trimestre in esame¹¹ sembrava, inoltre, emergere un significativo effetto del trattenimento di capacità effettuato da EP sui prezzi zonalari siciliani, che si manifestava in un elevato differenziale rispetto ai prezzi registrati nelle ore senza trattenimento. Tale effetto del trattenimento sembrava essere autonomo e indipendente da quello delle indisponibilità e, più in generale, dell'andamento del margine di offerta.

15. Le analisi effettuate mettevano in luce: (i) il trattenimento di capacità dei CCGT di EP, in particolare il trattenimento economico dei cicli combinati di Priolo nel gennaio 2009, quando furono offerti a prezzi superiori ai 200 €/MWh, largamente superiori ai costi di produzione; (ii) il trattenimento economico dei turbogas di EP¹².

16. Sulla base della segnalazione dell'AEEG e delle proprie analisi, l'Autorità decideva di aprire il 27 gennaio 2010 due istruttorie sul mercato siciliano, una per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di EP e della controllante ENEL S.p.A. – oggetto del presente provvedimento – ed uno per presunta intesa tra i *toller* di Edipower, volta al

⁶ [Cfr. *Gestore del Mercato Elettrico, Relazione Annuale 2008*, pp. 70-71]

⁷ [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.]

⁸ [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.]

⁹ [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.]

¹⁰ [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 quella 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 [Tali dati sono stati inviati dall'AEEG in data 13/11/2009, a seguito di una specifica richiesta di informazioni dell'Autorità.]

¹² [Può essere pienamente legittimo parlare di trattenimento dei TG in presenza di più impianti di questo tipo, con costi di generazione diversi e posseduti da imprese diverse, come accade in Sicilia.]

coordinamento delle loro strategie di offerta per sfruttare l'indispensabilità di tale impianto nelle ore di picco (cfr. caso 1721 *Tolling Edipower*).

17. In data 2 febbraio 2010 sono state svolte ispezioni presso le sedi di ENEL ed ENEL Produzione e sono state richieste informazioni regolarmente fornite dalle Parti.

c) I mercati rilevanti individuati nel provvedimento di avvio

18. Nel provvedimento di avvio si è ipotizzato che il mercato rilevante per la valutazione delle condotte in esame fosse quello della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica nella macrozona Sicilia.

19. 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.

A valle di MGP (e dei successivi mercati di aggiustamento) prende avvio il mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito, MSD), 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", sia "in tempo reale".

Sulla base della costante giurisprudenza comunitaria¹³ 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.

20. 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.

L'indagine conoscitiva svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG¹⁴ 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 macrozona Nord, la macrozona Sud, la macrozona Sicilia e la macrozona Sardegna.

21. Le condotte oggetto di analisi riguardano la determinazione delle quantità di energia da offrire sul Mercato del Giorno Prima ("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.

L'estensione geografica del mercato rilevante è dunque limitata alla macrozona Sicilia.

d) La posizione dominante del gruppo ENEL

22. Nel mercato rilevante ipotizzato nel provvedimento di avvio – il mercato della vendita di energia elettrica all'ingrosso nella Macrozona Sicilia – il gruppo ENEL appariva detenere una posizione dominante, alla luce sia della quota della capacità posseduta, sia della sua indispensabilità per il soddisfacimento del fabbisogno siciliano, sia del suo potere di influenzare il prezzo zonale siciliano.

Sul piano strutturale, infatti: (i) circa metà della capacità disponibile in Sicilia (escludendo la capacità eolica) è di ENEL, mentre il rimanente è diviso tra Edipower (23% circa), ERG (9%), E.On (3%) e il GSE (14%), che offre in Borsa gli impianti ammessi al c.d. regime CIP6 di alcuni operatori; (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 "pivotal" 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. Ciò è confermato dal fatto che ENEL ha effettuato circa il 40% delle proprie vendite in Sicilia in assenza di concorrenza¹⁵.

Il gruppo ENEL ha fissato direttamente¹⁶ il prezzo di equilibrio (ossia, la sua offerta è stata quella marginale) nel 36% delle ore nel 2009 e nel 45% delle ore nel 2008¹⁷.

¹³ [Il mercato dei servizi di dispacciamento (*ancillary and balancing services*) è stato incluso nel mercato all'ingrosso solo nel caso M5224, EDF/British Energy, apparentemente a causa delle specificità del mercato britannico.]

¹⁴ [Cfr. IC22 - Indagine Conoscitiva sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, provv. n. 14031 del 9 febbraio 2005.]

¹⁵ [Cfr. Gestore dei Mercati Energetici, Relazione Annuale 2009, p. 247.]

¹⁶ [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.]

¹⁷ [Gestore dei Mercati Energetici, Relazione annuale 2009, p. 106]

23. Infine, il gruppo ENEL è l'unico operatore che possiede in Sicilia sia impianti "di base" (i CCGT di Termini Imerese e Priolo), sia impianti di punta (impianti ad olio combustibile di Augusta e Porto Empedocle, turbogas di Termini Imerese).

Esso sembrava quindi avere sia l'abilità che l'incentivo ad esercitare potere di mercato attraverso il trattenimento di capacità.

e) Le preoccupazioni concorrenziali espresse nel provvedimento di avvio

24. Le condotte contestate ad EP ed ENEL consistevano nell'aver utilizzato nel trimestre novembre - gennaio 2008 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.

Tale comportamento avrebbe contribuito a mantenere il prezzo zonale siciliano ad elevati livelli nelle ore di picco in cui la Sicilia aveva costituito una zona distinta del mercato all'ingrosso dell'elettricità e avrebbe provocato un aumento del costo dell'energia elettrica acquistata da tutti gli utilizzatori italiani, considerata l'esistenza di un prezzo unico d'acquisto nazionale ("PUN") – dato dalla media dei differenti prezzi zionali ponderata con gli acquisti zionali – al quale viene acquistata l'energia venduta in Borsa e sono parametrati i contratti conclusi al di fuori della Borsa.

25. L'Autorità, inoltre, temeva che, stante la carenza di offerta nella macrozona Sicilia, tali condotte avessero stabilmente caratterizzato la strategia di offerta di ENEL almeno nel corso di tutto il biennio 2008 - 2009.

26. Tale trattenimento di capacità, sulla base dei precedenti comunitari¹⁸, era considerato una forma di limitazione della produzione a danno dei consumatori in quanto porta ad un aumento dei prezzi e, quindi, ad un abuso di posizione dominante.

f) Esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati membri

27. Nel provvedimento di avvio è stata inoltre individuata la sussistenza di un possibile pregiudizio al commercio tra Stati Membri derivante dai comportamenti descritti, in ragione della loro estensione e portata.

28. Un pregiudizio al commercio tra Stati Membri come esito dei comportamenti descritti appare sussistere per due ordini di motivi.

In primo luogo, 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.

In secondo luogo, gli effetti della condotta di EP, riflettendosi sul PUN, interessano tutti i consumatori italiani di energia elettrica e si estendono quindi all'intero territorio nazionale.

29. Di conseguenza, la fattispecie oggetto del presente procedimento appare 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 e, quindi, idonea a determinare una violazione dell'articolo 102 del TFUE.

III. GLI IMPEGNI

III.1 Gli impegni proposti da ENEL Produzione

30. In data 3 maggio 2010 EP ed ENEL hanno fatto pervenire una proposta di impegni.

Una proposta modificata ed arricchita è pervenuta il 26 luglio 2010.

31. Riguardo al profilo del trattenimento fisico, EP dichiara espressamente di non ritenere necessari impegni relativi al trattenimento fisico, in quanto il trattenimento fisico di capacità individuato dall'AEEG nella sua segnalazione, e ripreso dall'Autorità nel provvedimento di avvio, sarebbe frutto soltanto di un errore di misurazione del trattenimento stesso.

Con particolare riferimento ai cicli combinati, tuttavia, ENEL ha espressamente dichiarato che *"anche nel nuovo assetto di mercato che verrà a determinarsi a valle della conclusione del presente procedimento, [EP] continuerà ad operare in coerenza con i comportamenti sino ad oggi adottati, perseguendo per i propri impianti a ciclo combinato una politica di massimizzazione dei volumi venduti sul mercato"*.

32. Quanto al profilo del trattenimento economico, gli impegni di EP prevedono una limitazione dei prezzi ai quali EP offrirà *tutti* i propri impianti siciliani a partire dal 1° gennaio 2011, con possibilità di estensione dell'impegno fino al 2013, anno nel quale Terna prevede sia completato il nuovo elettrodotto di collegamento tra la Sicilia ed il Continente da 1000 MW (e, dunque, a partire dal quale dovrebbero avere termine le problematiche dovute alla carenza di offerta di energia sull'isola).

Tale limitazione consiste nella fissazione per il 2011 di un tetto massimo alle offerte (*bid cap*) pari a 190 €/MWh.

33. L'eventuale estensione dell'impegno agli anni 2012 e 2013 è condizionata ad una piena indicizzazione del *bid cap* alle variazioni del prezzo del petrolio Brent e alla verifica dell'impatto delle eventuali modifiche strutturali intervenute nel mercato siciliano sulla concorrenza in tale mercato.

La formula di indicizzazione, da calcolare alla fine di dicembre per l'anno successivo, è la seguente:

Bid cap anno T = 190 €/MWh (*bid cap* 2011) + variazione del valore previsto da un indice del prezzo del Brent (convertito in €/MWh) rispetto al valore base utilizzato per il *bid cap* 2011.

¹⁸ [Cfr. la decisione della Commissione del 26 novembre 2008 nel caso COMP/39.388 – German Electricity Wholesale Market, §28.]

L'indice di prezzo del Brent è costruito nel modo seguente. Innanzitutto si calcola, per ciascun mese dell'anno T-1, la media aritmetica delle quotazioni Brent Crude espresse in \$/barile dei nove¹⁹ mesi precedenti il mese considerato, rilevate come segue: per i mesi precedenti al mese di Novembre (Novembre incluso) si utilizzerà la media aritmetica dei prezzi giornalieri di chiusura del contratto futures Brent Crude L1 (prima linea) registrati presso l'Intercontinental Exchange (ICE); per i mesi successivi a Novembre (Novembre escluso) si utilizzerà la media aritmetica dei prezzi giornalieri di chiusura dei contratti futures Brent Crude relativi ai mesi successivi a Novembre registrati nel corso del mese di Novembre presso l'ICE; tale media è, poi, convertita in euro utilizzando il cambio euro/dollaro medio del mese precedente ed infine convertita in €/MWh utilizzando un apposito fattore di conversione. L'indice di prezzo del Brent è ottenuto a sua volta come media aritmetica dei valori mensili calcolati come sopra descritto.

Inoltre, in ottemperanza alla Direttiva 2009/29/CE, a partire dal 1° gennaio 2013 verrà meno l'assegnazione a titolo gratuito delle quote di emissione CO2 per il settore termoelettrico. Per tale motivo, il valore del *bid cap* per il 2013 verrà incrementato al fine di tenere in debita considerazione l'onere relativo all'acquisto dei permessi di emissione di CO2.

III.2 Gli impegni proposti dai toller di Edipower nel procedimento I721

34. Anche le Parti del procedimento I721 - Edipower e le società *toller*²⁰ - hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90.

Tali impegni non potranno non influenzare il comportamento di ENEL, in quanto i costi e i benefici di una eventuale strategia di trattenimento dipenderanno anche dal prezzo che sarà fissato dall'impianto Edipower di San Filippo del Mela quando esso risulterà marginale.

Per tale motivo, la valutazione degli impegni di ENEL dovrà essere effettuata in uno scenario di mercato siciliano che tenga conto anche degli effetti degli impegni dei *toller* di Edipower.

35. Tali impegni consistono: (i) nell'affidamento ad Edipower delle attività di approvvigionamento dei combustibili e di formulazione delle offerte di energia elettrica su MGP e su MSD relativamente alla centrale di generazione siciliana di San Filippo del Mela; (ii) nell'adesione da parte di Edipower, a partire dal 1° gennaio 2011 fino alla data di completamento dell'elettrodotto Sorgente - Rizziconi di collegamento della Sicilia con il continente, per le unità produttive di San Filippo del Mela individuate da Terna come essenziali, al regime "ordinario" di cui all'articolo 65 dell'Allegato A della delibera AEEG n. 111/06, come modificata dalla delibera ARG/elt 52/09, che prevede vincoli alle offerte formulate²¹ sia su MGP/MI che su MSD a fronte dell'ammissione al reintegro dei costi complessivi riferibili alla gestione dell'impianto essenziale; (iii) nella disponibilità a proporre impegni di effetto equivalente a quelli sopra elencati nel caso in cui la disciplina sulle unità essenziali dovesse modificarsi, anche a causa di un eventuale accoglimento dei ricorsi pendenti relativi alla delibera ARG/elt 52/09 dell'AEEG.

IV. LE OSSERVAZIONI PERVENUTE IN MERITO AGLI IMPEGNI

IV.1. Le osservazioni dei partecipanti al market test

36. Al *market test* hanno partecipato 3 società attive nella produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica: ERG S.p.A. – Divisione Gas & Power, International Power Italia S.r.l.²² e Sorgenia S.p.A..

Osservazioni di carattere generale

37. Secondo **ERG**, tra l'avvio delle istruttorie in oggetto e la pubblicazione degli impegni sono avvenute variazioni strutturali del mercato elettrico siciliano a seguito delle quali *"sono venuti meno alcuni degli elementi di fatto che hanno dato luogo alle Istruttorie dell'AGCM"*. Infatti, le *"situazioni peculiari che avevano portato al verificarsi [in Sicilia] di prezzi meno concorrenziali rispetto al resto del Paese"* nei periodi oggetto dell'avvio sarebbero state superate grazie alla *"entrata in funzione di ulteriori impianti, tra cui quelli appartenenti a società del Gruppo ERG"*, che avrebbe *"favorito l'aumento dei livelli di concorrenzialità in Sicilia"*.

In particolare, vi sarebbe stato l'ingresso di circa 1000 MW di nuova capacità, che avrebbe portato ad un incremento del 20% della capacità installata in Sicilia: 450 MW di impianti eolici, 480 MW del nuovo CCGT di ERG, 260 MW dovuti al rientro in servizio del secondo gruppo dell'impianto ISAB, fermo dall'ottobre 2008. A tale incremento di capacità sarebbe corrisposto solo un aumento modesto della domanda.

¹⁹ [Tipicamente gli indici che determinano il costo del gas naturale sono ancorati alla media dei prezzi del Brent nei nove mesi precedenti.]

²⁰ [Si ricorda che le società *toller* sono Edison Trading S.p.A., A2ATrading S.r.l., Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.) e Alpiq Energia Italia e che parti del procedimento sono anche le società controllanti Edison S.p.A., A2A S.p.A., Iren S.p.A. e Alpiq Holding SA ed Edipower S.p.A..]

²¹ [Tra tali vincoli assumono particolare rilievo quelli per i quali l'utente del dispacciamento: (i) è tenuto a offrire su MGP/MI ad un prezzo pari al costo variabile standard di generazione, nelle ore in cui e per le quantità per cui l'impianto non è ritenuto da Terna indispensabile per la sicurezza del sistema e (ii) è tenuto a offrire su MGP/MI ad un prezzo pari a zero, nelle ore in cui e per le quantità per cui l'impianto è ritenuto da Terna indispensabile per la sicurezza del sistema.]

²² [International Power Italia S.r.l. ed ERG S.p.A. controllano congiuntamente ISAB Energy S.r.l. che gestisce l'omonimo impianto di generazione siciliano.]

38. In questo quadro, gli impegni, secondo ERG, sarebbero *"di scarsa efficacia, se non dannosi"*, perché lascerebbero inalterata la capacità dell'incumbent ENEL di influenzare i prezzi – ora che Edipower è di fatto escluso dalla formazione del prezzo a seguito della nuova entrata di capacità generativa – e potrebbero determinare una *"alterazione ulteriore del regolare funzionamento del mercato"*.

39. Sorgenia rileva inoltre che *"la via per poter limitare l'effetto della forte concentrazione dell'offerta in Sicilia è legata all'allargamento [dell'offerta] agli impianti del Continente"*. In attesa che vengano completate le nuove infrastrutture di trasmissione previste da Terna e già autorizzate, Sorgenia propone di compiere tale allargamento dell'offerta *"attraverso un ridisegno dei vincoli zonal (per esempio attraverso soluzioni del tipo interconnessioni virtuali [...])"*.

Osservazioni sugli impegni di ENEL

40. Secondo ERG, l'impegno di ENEL *"non pare determinare effetti diretti di natura operativa particolarmente critici"* – in altri termini, non appare incidere significativamente sul meccanismo di formazione dei prezzi in Sicilia.

ERG considera comunque l'introduzione di un *bid cap* *"un controllo regolamentare latu sensu distorsivo"*, in quanto interferirebbe con la determinazione dei prezzi in un contesto concorrenziale di libero mercato.

41. International Power Italia ritiene che l'impegno comportamentale proposto da ENEL sia *"in grado di ripristinare le condizioni concorrenziali sul mercato"*, in quanto, data l'elevata quota della capacità produttiva disponibile nella macrozona Sicilia detenuta da ENEL, *"la proposta di fissare un bid cap alle offerte di vendita appare congrua ed idonea a riportare le condizioni essenziali per la concorrenzialità del mercato del MPG"*.

42. Sorgenia ritiene che un *bid cap* fissato a partire dai costi dei turbogas *"possa non essere del tutto efficace al fine di limitar[e] l'eventuale posizione dominante"* di ENEL Produzione, considerato che il parco termoelettrico di quest'ultima *"è quasi interamente caratterizzato da impianti a gas a ciclo combinato (CCGT)"*. Secondo Sorgenia, inoltre, i casi in cui il prezzo orario su MGP ha superato il valore del *bid cap* sarebbero *"rari"*.

Sorgenia ritiene inoltre che vadano chiariti sia il riferimento al *"gas Eni"*, sia il fatto che gli impegni riguardano anche gli impianti del polo limitato di Priolo Gargallo.

IV.2. Il parere dell'AEEG

43. In data 11 novembre 2010 è pervenuto un parere dell'AEEG sugli impegni. In tale parere, che riguarda principalmente l'effetto congiunto degli impegni proposti dalle Parti nell'ambito dei procedimenti A423 e I721, l'AEEG formula una valutazione complessivamente positiva degli impegni, in quanto idonei a ridurre il prezzo zonale nella macrozona Sicilia.

44. L'AEEG basa il proprio giudizio su una analisi *"what if"*, nella quale gli esiti effettivi di MGP nei mesi di febbraio, maggio e giugno 2010 vengono confrontati con gli esiti simulati che si sarebbero avuti in tali mesi se gli impegni del gruppo ENEL e di Edipower fossero stati già operanti.

In tali simulazioni si assume che: (i) Edipower offra sempre ai costi variabili, come prescritto dagli impegni; (ii) EP scelga la strategia più profittevole all'interno di un insieme pre-definito²³; (iii) gli altri operatori seguano il medesimo comportamento tenuto nella realtà in quei tre mesi.

45. Da tale analisi è emerso come il prezzo medio zonale siciliano che si sarebbe registrato nelle ore di picco nei tre mesi del 2010 presi in esame dall'AEEG se gli impegni del gruppo ENEL e di Edipower fossero già stati in vigore, sarebbe stato inferiore del *[5-10%]*²⁴ circa a quello effettivamente realizzatosi.

L'AEEG conclude che l'effetto congiunto degli impegni sarebbe quello quantomeno di calmierare il prezzo siciliano, impedendogli di oltrepassare livelli determinati, in larga misura, dal costo variabile riconosciuto²⁵ alle unità di generazione dell'impianto di San Filippo del Mela.

46. Inoltre, l'AEEG ritiene che gli impegni siano idonei ad impedire o a rendere non profittevole una strategia di trattenimento economico o fisico di capacità per il gruppo ENEL.

47. Per quanto riguarda EP, l'AEEG ritiene, sulla base delle proprie simulazioni, che nella maggior parte delle ore gli impegni dovrebbero vincolare efficacemente il *mark up* sui costi variabili che EP applicherà sulle proprie offerte e che la strategia ottimale per EP sia quella di offrire nella maggior parte delle ore di picco tutta la capacità disponibile a prezzi inferiori al *bid cap* (pari a 190 €/MWh).

Ciò deriverebbe dal fatto che il gruppo ENEL ha stipulato contratti finanziari di copertura dal rischio prezzo sulle vendite a termine per un ammontare sufficiente a ridurre l'incentivo di EP ad adottare nella macrozona Sicilia una strategia di offerta caratterizzata da prezzi relativamente alti. Tale strategia, infatti, contribuendo ad innalzare il prezzo

²³ [In particolare, l'AEEG ipotizza tre tipi di strategie che Enel può adottare: i) una strategia di tipo concorrenziale, in base alla quale essa offre tutte le sue unità termoelettriche in Sicilia al minor valore tra il proprio costo variabile ed il prezzo effettivamente offerto su MGP, ii) una strategia da monopolista sulla propria domanda residuale, in cui Enel formula le offerte sui suoi impianti in Sicilia al valore del *bid cap* (190 €/MWh), iii) una strategia *"ibrida"*, in base alla quale Enel offre le sue unità in Sicilia al minor valore tra il *bid cap* (190 €/MWh) ed il prezzo effettivamente offerto su MGP. In tutti gli scenari ipotizzati, Enel offre tutta la capacità disponibile.]

²⁴ [Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

²⁵ [Le modalità di calcolo di tali costi sono state recentemente definite dall'AEEG nelle delibere ARG/elt 161/10 e ARG/elt 222/10.]

zonale siciliano e quindi anche il valore effettivo del PUN, ridurrebbe i guadagni o aumenterebbe i costi derivanti da tali coperture in misura tale da compensare il maggior profitto realizzato nella macrozona Sicilia.

V. LE CONTRODEDUZIONI DI ENEL

V.1. Le controdeduzioni di ENEL al market test

48. In data 20 ottobre 2010 sono pervenute le controdeduzioni di ENEL e ENEL Produzione alle osservazioni formulate sugli impegni pubblicati in data 9 agosto 2010.

49. Dopo aver osservato che gli impegni mirano a far venire meno i profili anticoncorrenziali evidenziati nel provvedimento di avvio istruttorio e non a limitare la posizione dominante di un'impresa in quanto tale, le Parti hanno ribadito che i propri impegni sono efficaci allo scopo in quanto volti a *"impedire tecnicamente a ENEL Produzione di sottrarre artificialmente dal mercato capacità produttiva attraverso le proprie politiche di prezzo. [...] [A] fronte degli impegni assunti, una condotta volta a "sottrarre" una parte della potenza degli impianti CCGT, in ragione del loro posizionamento nella curva di merito e del portafoglio contrattuale della società, non potrebbe essere attuata senza il rischio di incorrere in rilevanti perdite economiche"*.

50. ENEL, inoltre, ha contestato che l'accettazione dei propri impegni da parte dell'Autorità introdurrebbe un controllo regolamentare distorsivo della concorrenza, come sostenuto da ERG.

Il giudice amministrativo avrebbe, infatti, escluso l'acquisizione da parte dell'Autorità di un ruolo assimilabile a quello del regolatore quando gli Impegni non comportino una sostanziale modifica delle regole di mercato – eccedente l'ambito delle contestazioni formulate – e non siano efficaci nei confronti di operatori terzi rispetto al procedimento²⁶. Entrambe le condizioni sarebbero soddisfatte nel caso in oggetto.

51. Secondo ENEL, infatti, da un lato gli impegni sarebbero proporzionati alla rimozione delle preoccupazioni concorrenziali evidenziate in avvio, e in particolare a quelle relative al trattenimento economico, e, dall'altro lato, riguarderebbero soltanto ENEL Produzione e non inciderebbero direttamente sulle condotte di nessun altro operatore.

V.2. Osservazioni sulla convenienza del trattenimento di capacità

52. In data 11 ottobre 2010 ENEL e EP hanno fatto pervenire la versione finale di alcune simulazioni, volte a dimostrare che EP non avrebbe alcun incentivo a seguire nuove strategie di trattenimento di capacità, in presenza di un *bid cap* pari a 190 €/MWh sulle proprie offerte.

53. Secondo ENEL ed EP, la convenienza di una strategia di trattenimento sul mercato siciliano andrebbe valutata alla luce degli effetti che tale trattenimento avrebbe sui contratti di copertura del rischio prezzo che il gruppo ENEL stipula a fronte delle vendite di energia "a termine"²⁷. Tali contratti nel 2011 copriranno una quota assai rilevante della capacità termoelettrica installata da EP sul territorio nazionale.

Secondo ENEL, una nuova strategia di trattenimento messa in atto sul mercato siciliano potrebbe certamente accrescere i profitti di ENEL in tale mercato. Tuttavia, il maggior prezzo zonale aumenterebbe il valore del PUN effettivo e quindi porterebbe ENEL a pagare maggiori differenze rispetto agli *strike prices*²⁸.

Secondo ENEL, nella maggior parte dei casi realistici la perdita sulle coperture più che compenserebbe il guadagno dalla strategia di trattenimento.

54. ENEL giunge a questa conclusione analizzando una situazione in cui l'impianto di Edipower di San Filippo del Mela è marginale²⁹ ed EP trattiene capacità al fine di far fissare un prezzo pari al *bid cap* ad uno dei propri impianti più costosi di San Filippo (gli olii di Augusta e Porto Empedocle, i turbogas di Termini Imerese). In entrambi gli scenari considerati da ENEL (con una domanda pari a 2.550 MWh, corrispondente alla media sulle ore di picco 2008-2009, e con una domanda di picco molto elevata, pari a 3.000 MW), l'effetto combinato delle coperture e della minore quantità venduta in Sicilia a causa del trattenimento stesso renderebbero la strategia non profittevole³⁰.

VI. LE MODIFICHE ACCESSORIE AGLI IMPEGNI

55. In data 3 novembre 2010 ENEL e EP hanno presentato una nuova versione degli impegni, che contiene una modifica accessoria riguardante la durata degli impegni stessi.

56. ENEL ed EP si impegnano a offrire la capacità siciliana ad un prezzo non superiore al *bid cap* fino al 31 dicembre 2013, ferma restando l'indicizzazione del *bid cap*.

²⁶ [Cfr. sentenza del T.A.R. Lazio. I Sez., 8 maggio 2009, n. 5005, relativa al caso A391 – Servizi di soccorso autostradale.]

²⁷ [Tali contratti prevedono che la regolazione delle differenze tra il prezzo di scambio pattuito (c.d. *strike price*) e il prezzo di acquisto effettivo (il PUN) avvenga in modo che ENEL paghi la differenza se il PUN è superiore allo *strike price*.]

²⁸ [Oppure a ricevere differenze minori nel caso il PUN sia inferiore allo *strike price*.]

²⁹ [ENEL non tiene conto dell'entrata del nuovo impianto di ERG.]

³⁰ [ENEL stessa tuttavia ammette che tale strategia, anche in presenza di coperture, potrebbe essere conveniente per ammontari di trattenimento non superiori ai 175 MW. Tali situazioni potrebbero verificarsi, secondo ENEL, in presenza di domanda particolarmente elevata e superiore ai 3000 MW (evenienza che potrebbe registrarsi nel 4-5% delle ore di picco).]

ENEL e EP si riservano comunque la possibilità di chiedere un riesame degli impegni qualora ritengano che ciò sia giustificato da modifiche nell'assetto competitivo del mercato siciliano.

VII. VALUTAZIONI

57. Gli impegni presentati dalle parti appaiono idonei a rimuovere le preoccupazioni concorrenziali evidenziate in sede di avvio e proporzionati all'obiettivo perseguito.

Nel caso di specie, le preoccupazioni concorrenziali dell'Autorità nascevano dal timore che EP avesse messo in atto in Sicilia una strategia di trattenimento di capacità – fisico ed economico – volto a mantenere a livelli particolarmente elevato il prezzo zonale siciliano, sfruttando sia le frequenti carenze di offerta dovute alle indisponibilità di impianti per avaria che i picchi di domanda.

58. Rispetto al trimestre oggetto di analisi da parte dell'AEEG (novembre 2008 - gennaio 2009) e rispetto al momento in cui è stato aperto il presente procedimento (gennaio 2010), l'offerta di capacità termoelettrica siciliana appare aumentata, grazie al recupero del secondo gruppo dell'impianto ISAB e all'entrata in servizio di un nuovo CCGT da 400 MW, di proprietà di ERG³¹.

Nonostante ERG sia proprietario anche dell'impianto ISAB, l'entrata in servizio del suo nuovo CCGT può essere qualificata a tutti gli effetti come l'entrata di un nuovo operatore nel mercato siciliano, in quanto l'impianto ISAB è sottoposto al regime CIP6 e viene quindi offerto in Borsa dal GSE a prezzo zero.

La nuova entrata avviene, peraltro, nel segmento di offerta che soddisferà il carico medio di base siciliano e una parte del carico di modulazione dove in precedenza operavano soltanto i cicli combinati di EP e l'impianto a olio combustibile di San Filippo del Mela.

Esso quindi aumenterà la concorrenza in questo segmento, particolarmente nei confronti di EP.

Nelle ore di domanda bassa o non significativamente superiore alla media, quando i CCGT hanno maggiore probabilità di essere marginali, il nuovo impianto di ERG potrà dunque contenere l'esercizio del potere di mercato da parte di EP.

59. L'aumento della capacità disponibile ridurrà il numero di ore in cui l'impianto di Edipower di San Filippo del Mela sarà necessario per soddisfare il fabbisogno siciliano (il CCGT di ERG ha una capacità pari a circa un terzo di quella di San Filippo del Mela – anche di più se si considera che due gruppi di San Filippo sono sottoposti a severi vincoli ambientali).

Tuttavia, sulla base delle stime della domanda settimanale di picco e della capacità produttiva disponibile fornite da Terna, è possibile dire che l'impianto di San Filippo del Mela risulterà ancora marginale in una significativa porzione delle ore di picco.

Inoltre, dalle medesime stime risulta che anche i turbogas di ENEL potranno risultare marginali nelle settimane di maggior domanda o con margini di offerta ridotti.

60. Nonostante l'aumento della capacità disponibile, quindi, il sistema elettrico siciliano resta fragile e vulnerabile all'esercizio del potere di mercato unilaterale.

Picchi di domanda, manutenzioni, avarie possono creare opportunità di esercizio del potere di mercato che potranno essere colte sia dagli impianti ad olio combustibile, sia da CCGT e TG.

61. In questa situazione, gli impegni presentati da ENEL e EP appaiono in grado di dissipare i timori espressi nel provvedimento di avvio istruttoria riguardo all'uso del trattenimento fisico ed economico al fine di accrescere il livello del prezzo zonale siciliano e proporzionati a tale scopo.

62. Gli impegni appaiono proporzionati allo scopo, in quanto non esistono impegni altrettanto efficaci e meno gravosi per ENEL e EP, che ottengano il medesimo risultato, anche alla luce degli impegni offerti dai *toller* di Edipower.

In primo luogo, infatti, il *bid cap* è stato modulato sulla base dei costi di produzione della tecnologia più costosa³² e, quindi, permette agli impianti che utilizzano tecnologie meno costose di guadagnare un margine a copertura dei propri costi fissi.

In secondo luogo, essi permettono ad ENEL di variare il *bid cap* negli anni sulla base della variazione dei costi di generazione – e, in particolare, del costo dei combustibili e degli oneri ambientali - assicurando che esso copra i costi variabili sostenuti – e ciò, naturalmente, sia nel caso di aumenti, sia nel caso di diminuzioni di tali costi. Con particolare riferimento agli oneri ambientali, il *bid cap* consente di tenere in debito conto la prevista onerosità dei permessi di emissione della CO₂, nonché eventuali mutamenti della regolamentazione che dovessero incidere su altri oneri ambientali – quale, ad esempio, una riforma del sistema dei Certificati Verdi³³ – ai fini di una sua rimodulazione.

³¹ [La capacità termoelettrica disponibile è quindi aumentata, rispetto al periodo oggetto della segnalazione dell'AEEG da cui ha avuto origine l'istruttoria (novembre 2008 – gennaio 2009) del 15,5% circa e la quota dei CCGT – gli impianti termoelettrici più efficienti e meno costosi installati in Sicilia – è passata dal 46,3% di gennaio 2010 al 52,5% di ottobre 2010.]

³² [Secondo quanto comunicato da EP e ENEL, il valore del *bid cap* comprende il costo del combustibile, i costi di trasporto e sbilanciamento e gli oneri ambientali (certificati verdi e costo di acquisto delle quote CO₂ eccedenti le assegnazioni gratuite) che devono essere sostenuti da un TG siciliano di EP per produrre un MWh di energia elettrica.]

³³ [Nel mese di dicembre è iniziato l'esame in Parlamento dello schema di decreto legislativo per il recepimento della Direttiva 28/2009, che contiene anche una riforma del meccanismo dei Certificati Verdi, che potrebbe incidere sugli oneri per l'acquisto di certificati verdi che i produttori termoelettrici saranno tenuti a pagare a partire dal 1° gennaio 2013.]

In terzo luogo, l'assenza di un impegno riguardante il trattenimento fisico appare proporzionata agli elementi emersi in relazione all'effettivo verificarsi di trattenimento fisico nel periodo considerato dall'AEEG nella sua analisi e all'entrata di nuova capacità sul mercato siciliano.

63. Tali impegni non comportano l'imposizione di vincoli di carattere regolatorio, restando EP del tutto libera di decidere le proprie offerte al di sotto del *bid cap*, sulla base delle proprie previsioni sul comportamento degli altri operatori.

Il trattenimento economico

64. Sulla base degli elementi a disposizione, il *bid cap* proposto appare in grado di limitare il guadagno ottenibile da una strategia di trattenimento economico, in particolare rendendo tale guadagno insufficiente a bilanciare l'innalzamento del costo delle coperture contrattuali che conseguirebbe dall'aumento del PUN provocato dall'aumento del prezzo siciliano.

65. Il livello del *bid cap* proposto da ENEL e EP non appare eccessivamente elevato.

Esso è leggermente inferiore al prezzo al quale EP ha offerto i propri turbogas a partire da febbraio 2009 (195 €/MWh) – ma sostanzialmente inferiore a quello prevalente nel 2008 (pari a 240 €/MWh e poi a 300 €/MWh). Esso contiene inoltre uno sconto rispetto al prezzo al quale EP prevede di poter offrire i propri turbogas nel 2011, sia che utilizzino gas fornito da ENI S.p.A., sia che si tratti di gas approvvigionato direttamente da ENEL stessa.

Infine, si tratta di un livello inferiore a quello al quale sono stati offerti i cicli combinati di EP nel gennaio 2009 (200 – 225 €/MWh).

66. Inoltre, esso limiterà il puro esercizio del potere di mercato da parte di EP in presenza di possibili situazioni di carenza di offerta in Sicilia, riducendo drasticamente la probabilità che il prezzo zonale siciliano raggiunga livelli superiori a 190 €/MWh anche in presenza di grave scarsità di offerta, come ancora accaduto in occasione della manutenzione del cavo di collegamento con il Continente nell'ottobre 2010.

In tale occasione, peraltro, gli impianti di EP hanno fissato il prezzo in alcune ore ben oltre i 190 €/MWh.

67. Va, infine, rilevato che il *bid cap* è stato modulato sugli impianti turbogas di EP in quanto gli impegni presentati dai *toller* di Edipower nel provvedimento 1721, e resi obbligatori dall'Autorità, già impongono implicitamente un *bid cap* sulle offerte dei CCGT di EP. Tale *cap* limita il prezzo al quale possono essere offerti i CCGT di EP senza dover ricorrere al trattenimento e quindi limita il guadagno che può essere ottenuto da EP esercitando il potere di mercato dei propri CCGT.

Il trattenimento fisico

68. Nel corso del procedimento è emerso come l'apparente trattenimento fisico risultante sia nel trimestre novembre 2008 – gennaio 2009, sia in numerose ore del biennio 2008-2009, fosse in realtà dovuto a varie indisponibilità e vincoli di cui EP aveva tenuto conto in fase di programmazione delle offerte su MGP.

In un significativo numero di ore, infatti, la capacità considerata disponibile da EP al momento della programmazione delle offerte sul Mercato del giorno prima (MGP) è risultata inferiore a quella dichiarata disponibile sul mercato dei servizi di dispacciamento (c.d. MSD *ex-ante*). Essendo l'indicazione fornita su MSD *ex-ante* la misura più adeguata della capacità disponibile, in mancanza di un obbligo a comunicare la capacità effettivamente disponibile al momento della sottomissione delle offerte su MGP, il confronto tra tale capacità e quella offerta su MGP aveva indicato l'esistenza di trattenimento fisico.

Per la quasi totalità di tali ore, tuttavia, è stato possibile verificare che la discrepanza era dovuta a motivi fisiologici – per esempio, anticipazioni dell'uscita da una manutenzione o da una avaria rispetto a quanto previsto, variazioni della temperatura prevista – oppure a vincoli tecnici³⁴ oppure a piccole manutenzioni programmate e poi rimandate.

69. Ciò appare coerente con i risultati delle simulazioni presentate da EP e dall'AEEG, secondo le quali, in presenza di un livello di coperture contrattuali quale quello dichiarato da ENEL, solo in un numero molto limitato di ore – caratterizzate da una domanda particolarmente elevata o da ampie indisponibilità di capacità produttiva di generatori non ENEL –, EP avrebbe potuto profittevolmente trattenere fisicamente capacità produttiva al fine di rendere marginali i propri impianti più costosi nelle condizioni di offerta prevalenti nel 2008 - 2009 e nel primo semestre 2010.

Tale strategia di trattenimento verrà resa ancor meno conveniente dall'entrata in servizio del nuovo impianto di ERG.

70. EP ha dichiarato all'Autorità di aver sempre seguito e di voler continuare a seguire per i propri CCGT *“una politica di massimizzazione dei volumi venduti sul mercato, di per sé idonea ad escludere fenomeni di withholding fisico”*.

Tale dichiarazione sembrerebbe quindi escludere la possibilità che in futuro EP voglia perseguire una strategia di trattenimento fisico sui CCGT, volta a sfruttare anche opportunità diverse da quelle prevalenti tra il 2008 e il primo semestre 2010.

Essa, tuttavia, appare limitare ulteriormente anche la possibilità che EP persegua nuove strategie di trattenimento economico sui CCGT.

³⁴ [I vincoli di rete derivavano da manutenzioni di elementi di rete programmate da Terna. EP avrebbe tenuto conto del vincolo di rete nell'individuazione della capacità effettivamente disponibile da offrire su MGP, mentre l'intera capacità disponibile – al netto di manutenzioni dell'impianto e avarie – sarebbe stata resa disponibile a Terna su MSD.]

71. L'Autorità vigilerà affinché, nelle situazioni in cui gli impianti CCGT sarebbero in grado di fissare il prezzo, EP non metta in atto strategie di trattenimento fisico o economico - anche di limitati ammontari di capacità -, al fine di accrescere il prezzo zonale rendendo marginale l'impianto di Edipower di San Filippo del Mela.

72. Nel complesso, gli impegni presentati da ENEL e EP appaiono in grado di fugare le preoccupazioni concorrenziali espresse dall'Autorità nel provvedimento di avvio, a condizione che il livello delle coperture contrattuali di ENEL non scenda al di sotto del livello dichiarato.

L'Autorità, ai fini e per gli effetti di quanto previsto dall'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90, vigilerà sull'esecuzione di questi impegni. In tal senso, l'Autorità si riserva di riaprire d'ufficio il procedimento qualora le parti contravvenissero agli impegni assunti e resi obbligatori con il presente provvedimento.

L'Autorità si riserva, inoltre, di verificare la persistente idoneità degli impegni a eliminare le preoccupazioni concorrenziali oggetto del procedimento, alla luce di eventuali modifiche della situazione di fatto relativa ad ogni elemento su cui si fonda la decisione, delle condizioni concorrenziali dei mercati rilevanti e del contesto regolamentare e di riaprire d'ufficio il procedimento, ove necessario.

RITENUTO, pertanto, che gli impegni presentati dalle società ENEL S.p.A. e ENEL PRODUZIONE S.p.A. in data 4 giugno 2010, così come integrati da ultimo in data 3 novembre 2010, sono tali da fare venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

RITENUTO di dover disporre l'obbligatorietà dei suddetti impegni, ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90;

RITENUTO, infine, di poter chiudere il procedimento nei confronti di ENEL S.p.A. e ENEL PRODUZIONE S.p.A. senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge citata;

DELIBERA

a) di rendere obbligatori gli impegni, ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90, nei confronti delle società ENEL S.p.A. e ENEL PRODUZIONE S.p.A. nei termini sopra descritti e allegati al presente provvedimento di cui fanno parte integrante;

b) di chiudere il procedimento nei confronti delle società ENEL S.p.A. e ENEL PRODUZIONE S.p.A. senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90;

c) che la società ENEL PRODUZIONE S.p.A. dovrà presentare, entro centottanta giorni dalla notifica del presente provvedimento, e successivamente con cadenza semestrale, fino al 31 dicembre 2013, una relazione dettagliata sull'attuazione dell'insieme degli impegni assunti e delle attività connesse, nonché su alcuni elementi strutturali su cui si fonda la presente decisione, con particolare riferimento: (i) al numero di ore in cui il prezzo zonale siciliano è stato pari al *bid cap*, (ii) al numero di ore in cui il prezzo zonale siciliano uguale al *bid cap* è stato fissato da EP, (iii) al numero di ore in cui impianti del gruppo ENEL con tecnologia diversa dal turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale hanno eventualmente presentato offerte in Sicilia pari al *bid cap*, identificando per ciascuna ora (o gruppo di ore consecutive) le ragioni principali, (iv) all'ammontare - in MW - delle coperture finanziarie acquistate a livello nazionale dal gruppo ENEL, specificandone la struttura e la determinazione dei prezzi di riferimento, (v) al numero di ore di picco in cui EP ha offerto su MGP meno del 95% della capacità dei propri CCGT localizzati nella macrozona Sicilia, indicandone per ciascuna ora (o gruppo di ore consecutive) le ragioni (avaria, manutenzione programmata, vincoli tecnici comunicati da Terna, altri vincoli da specificare ove necessario); (vi) al numero di ore nella fascia oraria 8-22 dei giorni festivi in cui sia stata offerta su MGP meno del 70% della capacità dei propri CCGT localizzati nella macrozona Sicilia;

d) che nel corso del secondo semestre 2012 la società ENEL Produzione S.p.A. dovrà sottoporre all'Autorità le modalità con cui intende rideterminare il *bid cap*, al fine di tener conto dell'assegnazione a titolo oneroso dei permessi di emissione di CO2 nonché delle modifiche eventualmente sopravvenute alla regolamentazione degli altri oneri ambientali.

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

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera b), del Codice del processo amministrativo (decreto legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199 entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE
Luigi Fiorentino

IL PRESIDENTE
Antonio Catricalà