

INTESE E ABUSO DI POSIZIONE DOMINANTE

A498A- ENEL-PREZZI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO AREA BRINDISI

Provvedimento n. 26562

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 4 maggio 2017;

SENTITO il Relatore Dottoressa Gabriella Muscolo;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287, e successive modifiche, 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 il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

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

VISTO il Regolamento n. 1/2003 del Consiglio europeo del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli articoli 81 e 82 del Trattato istitutivo della Comunità Europea (oggi articoli 101 e 102 TFUE);

VISTA la propria delibera del 29 settembre 2016, con la quale è stata avviata un'istruttoria nei confronti di Enel S.p.A. e Enel Produzione S.p.A. ("Enel Produzione"), per accertare l'esistenza di una possibile violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/90 o dell'articolo 102 TFUE in relazione a condotte di offerta nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento;

VISTA la "*Comunicazione sulle procedure di applicazione dell'articolo 14-ter della legge 10 ottobre 1990, n. 287*", assunta nell'adunanza del 6 settembre 2012 e pubblicata sul Bollettino n. 35 del 17 settembre 2012;

VISTE le comunicazioni del 13 febbraio 2017, con le quali Enel S.p.A. ed Enel Produzione hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90, secondo le modalità indicate specificamente nell'apposito "*Formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90*", volti a rimuovere i possibili profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

VISTA la propria delibera del 1° marzo 2017, con la quale è stata disposta la pubblicazione, in data 7 marzo 2017, degli impegni proposti da Enel S.p.A. e Enel Produzione sul sito *Internet* dell'Autorità, al fine di consentire ai terzi interessati di esprimere le proprie osservazioni;

VISTE le osservazioni dei terzi interessati;

VISTE le modifiche accessorie agli impegni, presentate da Enel Produzione in data 19 aprile 2017;

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

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LA SEGNALAZIONE DELL'AEEGSI

1. In data 30 giugno 2016, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ("Aeegsi") ha trasmesso all'Autorità copia della propria delibera 24 giugno 2016, n. 342/2016/E/eel, con la quale ha avviato un procedimento ai sensi del Regolamento 25 ottobre 2011, n. 1227, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regolamento "Remit"). La delibera n. 342/2016/E/eel e le misure ivi previste concernono, tra l'altro, condotte poste in essere sul mercato del giorno prima ("MGP"), sul mercato infra-giornaliero ("MI") e sul mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") da parte di Enel Produzione nell'area di Brindisi, le quali hanno avuto un impatto notevole sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento su MSD (cd. *uplift*). Con la medesima delibera, l'Aeegsi ha intimato la cessazione di ogni comportamento di offerta tale da alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei suddetti mercati elettrici, trasmettendo copia del provvedimento all'Autorità, alla quale si anticipavano successive possibili segnalazioni laddove nel corso del procedimento fossero emerse condotte anomale sotto il profilo del diritto della concorrenza.
2. In data 8 settembre 2016, l'Aeegsi ha trasmesso copia della propria delibera 6 settembre 2016, n. 477/2016/E/eel con la quale, anche ai sensi dell'articolo 16, comma 3, lettera d), del Regolamento Remit, essa ha formalmente deliberato di "*segnalare all'AGCM, per le valutazioni e gli interventi di propria competenza, la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza*", con riferimento alle condotte di offerta su MGP/MI e MSD tenute nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016 nell'area di Brindisi, tra l'altro da parte di Enel Produzione.
3. Secondo quanto rappresentato dall'Aeegsi, le unità produttive ("UP") dell'impianto di Brindisi Sud di proprietà di Enel Produzione possono, a seconda del periodo/orario di riferimento e degli esiti dei mercati dell'energia, essere necessarie al gestore della rete Terna Rete Italia S.p.A. ("Terna") per il mantenimento della tensione nell'area di Brindisi. In tale contesto, l'Aeegsi ha rappresentato che, mentre tali UP sono state in passato tradizionalmente dispacciate in esito ai mercati dell'energia, nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016 esse hanno registrato un programma di immissione in esito al mercato all'ingrosso tendenzialmente pari a zero, ascrivibile in parte alla riduzione dei prezzi che si è registrata sui mercati dell'energia e, in altra parte, alla possibile adozione su MGP/MI di una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli attesi di mercato).
4. In particolare, l'Aeegsi ha rappresentato che, nel periodo di riferimento, Enel Produzione avrebbe iniziato a presentare, dapprima nei soli fine settimana e poi anche nei giorni feriali, offerte su MGP ad un prezzo superiore al costo variabile orario, per tutta la capacità produttiva delle unità, incluso il minimo tecnico. In taluni casi, le UP in questione uscivano spente da MGP; in altri, Enel Produzione ha riacquisito su MI l'energia venduta su MGP, azzerandone il profilo di produzione.
5. Tali strategie di offerta hanno determinato un sostanziale azzeramento dei programmi di produzione vincolanti in esito ai mercati dell'energia. In tali circostanze, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna ha dovuto disporre l'avviamento, su MSD, di alcune delle suddette UP, accettando le offerte presentate da Enel Produzione a prezzi

caratterizzati, secondo l'allegato A della citata delibera dell'Aeegsi n. 477/2016/E/eel, "da un incremento repentino e molto consistente", con impatto sul valore del corrispettivo *uplift*.

II. LE PARTI

6. Enel S.p.A. è la società *holding* a capo del gruppo Enel, attivo a livello mondiale nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Nel 2015, il fatturato consolidato di Enel S.p.A. è stato pari a circa 76 miliardi di euro, di cui oltre 39 miliardi realizzati in Italia.

7. Enel Produzione è una società attiva nella generazione di energia elettrica che dispone di numerosi impianti termoelettrici di diversa tipologia (olio/gas, cicli combinati, carbone, biomasse), impianti idroelettrici e fotovoltaici, tra cui quattro UP a carbone nell'area di Brindisi (impianto di Brindisi Sud). Enel Produzione vende l'energia elettrica prodotta sia attraverso contratti bilaterali sia sui mercati energetici, tra cui anche al gestore della rete di trasmissione nazionale Terna, che ha la responsabilità del dispacciamento dell'energia e della gestione in sicurezza della rete di trasmissione in Italia. Enel Produzione è interamente controllata da Enel S.p.A. Il fatturato realizzato da Enel Produzione nel 2015 è stato pari a oltre 5 miliardi di euro, realizzati quasi interamente in Italia.

III. I MERCATI INTERESSATI

8. In sede di avvio del procedimento, l'Autorità aveva ritenuto che i mercati interessati dalle condotte oggetto di analisi potessero essere quelli della vendita all'ingrosso di energia elettrica (MGP e MI) e il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

9. Il mercato all'ingrosso può essere definito come l'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati, dal lato dell'offerta, da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (produttori o importatori) e, dal lato della domanda, da grandi clienti industriali, grossisti e Acquirente Unico. I contratti possono essere conclusi sia tramite contrattazione bilaterale (c.d. contratti *over the counter*) sia su una piattaforma di scambi centralizzata (borsa elettrica). 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 (MGP), dove vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo, quando gli scambi di energia tra le parti si realizzano fisicamente. Il mercato infra-giornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti su MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita e si svolge attualmente in sette sessioni successive. L'insieme di MGP e delle varie sessioni di MI può essere considerato il mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, che determina i programmi di produzione degli impianti in una determinata ora del giorno di riferimento.

10. A livello geografico, 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.

Per tale motivo, la dimensione geografica del mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica deve ritenersi *sub*-nazionale, nel caso di specie venendo in rilievo la zona Macrosud¹.

11. A valle di MGP (e dei successivi mercati di aggiustamento) prende avvio il mercato dei servizi di dispacciamento, articolato in due sessioni: una prima sessione di programmazione (MSD *ex-ante*, o anche solo MSD ai fini del presente procedimento), nella quale Terna si approvvigiona di una serie di servizi distinti, aventi ad oggetto le risorse necessarie a risolvere le congestioni delle rete all'interno di ciascuna zona, a costituire adeguati margini di capacità di riserva o a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema; una seconda sessione che si svolge in tempo reale e definisce il cd. mercato del bilanciamento ("MB"), su cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a mantenere il continuo bilanciamento tra domanda e offerta e a ricostituire i margini di riserva via via che essi vengono utilizzati. All'interno di MSD *ex-ante* sembra poi possibile identificare mercati distinti a seconda della tipologia di servizio richiesto da Terna, nel caso di specie rappresentato dal servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico al fine di regolazione della tensione. Su tale mercato, in ogni ora, a seconda della configurazione che viene a crearsi in termini di esigenze della domanda e struttura dell'offerta, possono emergere delle porzioni di domanda residuale rispetto alle quali un unico produttore può detenere un elevato potere di mercato. Dalle informazioni trasmesse dall'Aeegsi emerge che, per regolare la tensione nell'area di Brindisi, Terna debba necessariamente approvvigionarsi da UP abilitate a presentare offerte su MSD che siano localizzate nella stessa zona, da cui ne consegue l'esistenza, sotto il profilo del mercato geografico rilevante, di un *cluster* relativo alla zona di Brindisi.

12. Secondo quanto riportato nell'allegato A alla delibera n. 477/2016/E/eel, il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico al fine di regolazione della tensione nell'area di Brindisi può essere fornito dai seguenti impianti di generazione: una UP di proprietà di Enipower S.p.A., la quale viene abitualmente dispacciata in esito ai mercati dell'energia in quanto legata al locale processo produttivo che rimane in funzionamento costante per l'intera giornata; una UP di Modugno, di proprietà di Sorgenia S.p.A.; quattro UP di Brindisi Sud, di proprietà di Enel Produzione. Nei periodi in cui il solo impianto di Enipower S.p.A. è stato dispacciato regolarmente in esito ai mercati dell'energia, come abitualmente avvenuto nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016, il fabbisogno residuo per Terna è stato di regola pari ad almeno due UP sulle 24 ore, da approvvigionare tra le quattro UP dell'impianto di Brindisi Sud e l'UP di Modugno. Il provvedimento di avvio ipotizzava dunque la posizione dominante di Enel Produzione su MSD, dato lo stato di *partner* obbligatorio rivestito dalla società rispetto alla domanda di Terna.

IV. LE CONDOTTE CONTESTATE

13. Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Aeegsi, in sede di avvio dell'istruttoria l'Autorità aveva ipotizzato che, nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016, Enel Produzione avesse posto in essere talune condotte di offerta su MGP/MI a seguito delle quali le UP di Brindisi Sud, che erano usualmente dispacciate in esito a tali mercati, hanno invece azzerato i propri programmi di produzione. Oltre a possibili profili di trattenimento fisico o economico su MGP/MI, il regolatore

¹ Cfr. Indagine conoscitiva IC22 sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, provvedimento n. 14031 del 9 febbraio 2005, par. 3.2.2.

faceva valere come, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna aveva dovuto disporre l'avviamento, su MSD, di alcune UP dell'impianto di Brindisi Sud: in tale contesto, Enel Produzione avrebbe fatto leva sulla propria posizione di controparte commerciale obbligatoria per imporre a Terna prezzi eccessivi, che apparivano privi di proporzione rispetto al costo del servizio offerto ed al contempo possibilmente iniqui, sulla base di un primo confronto con i prezzi offerti per lo stesso servizio in passato, nonché con il prezzo medio all'ingrosso nello stesso periodo di riferimento. Tali condotte apparivano pertanto suscettibili di integrare gli estremi di un abuso di posizione dominante, ai sensi dell'articolo 3, lettera a), della legge n. 287/90 o dell'articolo 102, lettera a), TFUE, in quanto idonee a determinare l'applicazione di corrispettivi eccessivi ai sensi della normativa *antitrust* nazionale o europea.

14. In sede di avvio del procedimento il descritto comportamento di Enel Produzione è stato ritenuto idoneo a pregiudicare il commercio intraeuropeo in quanto il corrispettivo unitario pagato da Terna per l'approvvigionamento delle risorse su MSD (*uplift*) costituisce una componente della bolletta elettrica, ed è quindi un costo che si riversa su tutti gli utenti elettrici, ivi comprese le imprese nazionali, che affronterebbero dunque maggiori costi di produzione rispetto a quelle attive in altri Stati membri.

V. IL PROCEDIMENTO DELL'AEEGSI DI AMMISSIONE DELL'IMPIANTO DI BRINDISI SUD AL REGIME DI REINTEGRO DEI COSTI PER L'ANNO 2017

15. In data 27 ottobre 2016, l'Aeegsi ha adottato la delibera n. 609/2016/R/eel con la quale ha avviato un procedimento per l'individuazione del regime di essenzialità da applicare alla capacità impiantistica oggetto di una serie di procedimenti tra cui, tra l'altro, quello avviato con la delibera n. 342/2016/E/eel, ivi compreso dunque l'impianto di Brindisi Sud di Enel Produzione. Il procedimento di cui alla delibera n. 609/2016/R/eel è stato avviato a valle della presentazione da parte di Terna dell'elenco degli impianti ritenuti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 63, comma 63.1, dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, valido per l'anno 2017; tale procedimento contemplava una serie di scadenze procedurali per la gestione del processo di essenzialità in vista della chiusura dello stesso entro il 31 dicembre 2016. In particolare, entro il 10 novembre 2016 l'utente del dispacciamento avrebbe potuto formulare istanza di ammissione al regime di reintegro dei costi per uno o più anni; in caso di istanza per un periodo pluriennale, la richiesta avrebbe dovuto essere trasmessa anche a Terna la quale, entro sette giorni dal ricevimento, avrebbe dovuto esprimere un parere circa la probabilità che l'impianto fosse essenziale nel periodo pluriennale indicato nella richiesta. A seguito di un ulteriore contraddittorio con l'utente del dispacciamento per la conferma e l'eventuale integrazione dell'istanza di ammissione al regime di reintegro, previsti entro il 2 dicembre successivo, la delibera definiva la conclusione del procedimento a fine anno a mezzo di un silenzio assenso, salva l'ipotesi di diniego espresso comunicato dall'Aeegsi alla parte entro il 31 dicembre 2016.

16. Nell'ambito di tale procedimento, in data 21 novembre 2016 Enel Produzione ha presentato al regolatore richiesta di ammissione al regime di reintegro dei costi di generazione per il periodo 2017-2020: applicando i criteri stabiliti dalla delibera n. 111/2006 e successive modifiche, che prendono a riferimento il capitale lordo investito e un tasso di remunerazione dello stesso pari

all'8,8%, la parte chiedeva un corrispettivo a reintegro dei costi fissi pari a circa [omissis]* milioni di euro per il 2017, pari a circa [omissis] milioni di euro per il 2018, pari a circa [omissis] milioni di euro per il 2019 e a circa [omissis] milioni di euro per il 2020. Nell'ambito di quell'istanza, Enel Produzione si è tuttavia resa disponibile ad accettare un *cap* al corrispettivo definito in applicazione dei criteri regolatori, nella misura di [omissis] milioni di euro per l'anno 2017, di [omissis] milioni di euro per il 2018, di [omissis] milioni di euro per il 2019 e di [omissis] milioni di euro per il 2020. Secondo quanto emerge dagli atti, in data 5 dicembre 2016 Terna ha dato riscontro negativo alla richiesta di ammissione dell'impianto al regime di essenzialità su base pluriennale, mentre Enel Produzione ha poi trasmesso una nuova comunicazione in data 21 dicembre 2016 con la quale ha ulteriormente ridotto nella misura di [omissis] milioni di euro la misura del *cap* per l'anno 2017. Anche a valle di un'interlocuzione con l'Autorità, con delibera del 28 dicembre 2016, n. 803/2016/R/eel l'Aeegsi ha tuttavia deciso di "*proseguire ... l'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da ENEL PRODUZIONE per l'impianto di Brindisi Sud, in collaborazione con l'AGCM*".

VI. GLI IMPEGNI PROPOSTI DA ENEL PRODUZIONE E ENEL S.p.A.

17. In risposta alle possibili criticità sollevate dall'Autorità nel provvedimento di avvio, in data 13 febbraio 2017 Enel Produzione e Enel S.p.A. hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90. Le misure presentate (di seguito, complessivamente, anche gli "Impegni") consistevano, in sintesi, in una autolimitazione alla redditività complessiva dell'impianto di Brindisi Sud a [omissis] milioni di euro per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, al netto dei costi variabili riconosciuti ai sensi della delibera n. 111/2006 ("CVR"; "Impegno 1"); nell'impegno di Enel Produzione, per gli stessi anni, di offrire su MGP l'intera potenza disponibile di almeno due UP dell'impianto di Brindisi Sud a prezzi non superiori al CVR ("Impegno 2"); nell'impegno a limitare a quanto oggetto dell'Impegno 1 i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini dell'eventuale ammissione al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006 per gli anni 2017, 2018 e/o 2019 ("Impegno 3"). Enel S.p.A. si è contestualmente impegnata a garantire il rispetto delle modalità attuative e delle tempistiche riguardanti le misure proposte da Enel Produzione.

18. Valutando detti Impegni non manifestamente infondati, con delibera del 1° marzo 2017 l'Autorità ne ha disposto la pubblicazione sul proprio sito *Internet* in data 7 marzo 2017, al fine di consentire ai terzi interessati di esprimere le proprie osservazioni. Entro il termine fissato per la conclusione del *market test*, in taluni casi in risposta ad apposite richieste di informazioni inviate dall'Autorità, sono pervenute osservazioni da parte di 13 soggetti, tra cui l'Aeegsi, Terna e operatori concorrenti e relative associazioni di categoria.

19. In risposta all'esito della consultazione pubblica sugli Impegni, Enel Produzione ha presentato una versione definitiva degli stessi in data 19 aprile 2017, allegata al presente provvedimento e di cui costituisce parte integrante. In tale versione gli Impegni originari sono stati sottoposti a modifiche accessorie. Nel prosieguo si illustra, per ciascuno degli Impegni presentati, il contenuto originario e quello definitivo alla luce delle modifiche accessorie apportate in seguito al *market*

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

test, allo scopo di valutarne l'idoneità a rimediare alle preoccupazioni concorrenziali sollevate nel provvedimento di avvio del procedimento.

VI.1. L'Impegno 1 di Enel Produzione: l'autolimitazione alla redditività complessiva dell'impianto di Brindisi Sud per il 2017, 2018 e 2019

VI.1.1. Le misure originariamente proposte

20. Come anticipato, con l'Impegno 1 Enel Produzione si è impegnata a garantire che i ricavi annuali complessivamente ottenuti al termine dell'anno solare di riferimento per l'energia e i servizi offerti dall'impianto su MGP, MI e MSD non siano superiori a [omissis] milioni di euro per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, al netto dei CVR calcolati ai sensi della delibera n. 111/2006 ("Impegno 1.1"). Con tale impegno Enel Produzione autolimitava la redditività dell'impianto rispetto ai valori previsti dalla regolazione in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi, ritenuti dall'impresa di equa remunerazione. Rispetto a tali valori, individuati secondo i criteri di cui all'allegato A della delibera n. 111/2006, la redditività dell'impianto veniva ridotta di un ammontare pari a circa 174 milioni di euro per il 2017, 155 milioni di euro per il 2018 e 148 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 477 milioni di euro in tre anni.

21. Enel Produzione si è impegnata a presentare, entro 120 giorni dall'approvazione del bilancio, una relazione certificata da una primaria società di revisione contabile, la quale fornirà un'esposizione dei ricavi totali e dei costi di produzione associati all'esercizio dell'impianto, quantificati secondo i criteri previsti dalla delibera n. 111/2006 per gli impianti essenziali ammessi al regime di reintegro dei costi ("Impegno 1.2").

22. Qualora la relazione di cui all'Impegno 1.2 certifichi che Enel Produzione ha conseguito dei ricavi, al netto dei CVR, superiori a quelli di cui all'Impegno 1.1, gli importi eccedenti saranno restituiti secondo le modalità che saranno definite dall'Autorità o da altra autorità da quest'ultima individuata ("Impegno 1.3").

23. Enel Produzione si è inoltre impegnata a svolgere con cadenza mensile un monitoraggio gestionale della redditività cumulata dell'impianto nel corso dell'anno di talché, qualora siano raggiunti gli importi di cui all'Impegno 1.1, a partire dal mese successivo a quello del rilevamento Enel Produzione offrirà tutta la capacità disponibile dell'impianto a un prezzo non superiore ai CVR sia su MGP che su MSD, fermo restando comunque quanto previsto dall'Impegno 2.2 per il riacquisto su MI ("Impegno 1.4").

VI.1.2. Gli elementi emersi nell'ambito del market test

24. Tanto l'Aeegsi quanto Terna hanno accolto positivamente l'Impegno 1 nel suo complesso, e in particolare la sua durata triennale: l'Aeegsi ritiene, che, benché la costanza dell'ammontare del tetto nel triennio 2017-2019, a fronte di un andamento decrescente dei costi, possa garantire una dinamica crescente del tasso di remunerazione del capitale investito sui tre anni, tale dato è tuttavia accompagnato da un effetto di sostanziale e certo contenimento dell'onere per il sistema nel 2017, unico anno per cui Terna ha al momento già formulato istanza di ammissione dell'impianto di Brindisi Sud al regime di essenzialità. Terna, per parte sua, ha affermato che il fatto che ad oggi il gestore della rete non abbia ancora ritenuto l'impianto essenziale per il sistema per gli anni successivi al 2017 non esclude l'utilità della misura, in quanto la stessa ha carattere autonomo rispetto alle valutazioni di essenzialità dell'impianto: secondo Terna l'impegno assicura infatti, in

ogni caso, una copertura del sistema elettrico coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi.

25. Due operatori concorrenti partecipanti al *market test* e due associazioni di categoria, che si pronunciano con riferimento ad uno scenario di ammissione dell'impianto di Brindisi Sud al regime di reintegro dei costi su base triennale, ritengono invece eccessivo un simile arco temporale in quanto l'adozione di misure amministrative andrebbe a discapito degli operatori del mercato concorrenti, avendo come effetto quello di incidere sulla libera formazione del prezzo e sulla possibilità di sfruttare i relativi picchi.

26. Dalle informazioni raccolte nell'ambito del *market test* in risposta alle richieste di informazioni inviate dall'Autorità, è emerso inoltre come, al pari di quanto fatto da Enel Produzione per l'impianto di Brindisi Sud, in sede di richiesta all'Aeegsi di ammissione al regime di reintegro dei costi per l'anno 2017 anche A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A. hanno offerto uno sconto rispetto all'importo che sarebbe stato riconosciuto dal regime di reintegro dei costi previsto dalla delibera n. 111/2006, uno di essi in misura particolarmente consistente (*[omissis]*)². Più in generale, anche sulla base di un confronto effettuato con riferimento ai dati trasmessi dai titolari di due ulteriori impianti (*[omissis]*), sembra che i criteri di cui alla delibera n. 111/2006 per la definizione della remunerazione spettante alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi siano suscettibili di comportare, nel contesto di mercato attuale, una possibile sovra-compensazione dei reali costi fissi operativi e del capitale sostenuti, come risultanti dal conto economico.

27. In termini più generali, due operatori intervenuti hanno poi rilevato che il tetto massimo di redditività oggetto di impegni dovrebbe essere decurtato dei ricavi generati da Enel Produzione nell'anno 2016 tramite l'applicazione di prezzi eccessivi; due soggetti intervenuti hanno invece sottolineato l'importanza di indicare, nell'ambito degli impegni, criteri più puntuali per la definizione dei CVR, in particolare per l'ipotesi di cui all'Impegno 1 in cui l'impianto non sia regolato.

28. Con riferimento al monitoraggio gestionale della redditività cumulata nel corso dell'anno, il regolatore ritiene infine preferibile che tale monitoraggio venga svolto su base settimanale piuttosto che mensile, nell'ottica di limitare strutturalmente l'ammontare dell'eventuale restituzione dovuta da Enel Produzione. Tanto secondo l'Aeegsi quanto secondo Terna, gli eventuali importi eccedenti dovrebbero essere versati a Terna ed essere restituiti al sistema attraverso una riduzione dell'*uplift*.

VI.1.3. Le modifiche accessorie

29. In data 19 aprile 2017, Enel Produzione ha presentato alcune modifiche accessorie per rispondere alle osservazioni formulate dai partecipanti al *market test*. In primo luogo, Enel Produzione ha ridotto la misura del *cap* da [250-280] a [240-270] milioni di euro, per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, precisando anche che i ricavi eventualmente già realizzati da Enel Produzione nel 2017 prima dell'eventuale approvazione degli Impegni contribuiranno alla

² Sul punto, si rinvia anche al testo della citata delibera dell'Aeegsi n. 803/2016/R/eel. Un'associazione di produttori partecipante al *market test* ha invece sottolineato il carattere eccezionale della previsione, da parte di un produttore, di un'autolimitazione alla propria redditività come definita sulla base dei criteri regolatori.

realizzazione del valore di [240-270] milioni di euro, che dovrà dunque intendersi quale tetto annuale anche per il 2017.

30. Enel Produzione ha inoltre definito, in un nuovo allegato 2, specifici criteri per la quantificazione del CVR anche laddove l'impianto non fosse ammesso al regime di reintegro dei costi per una o più annualità. Tale metodologia è definita in coerenza con le previsioni di cui all'articolo 64 e seguenti dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, ad eccezione che per taluni costi di logistica la cui quotazione è ancorata ad una richiesta di maggiorazione formulata da Enel Produzione all'Aeegsi in data 18 novembre 2016, che sarà applicabile laddove approvata dall'Aeegsi. La nuova versione degli Impegni prevede inoltre che la relazione di cui all'Impegno 1.2 sia predisposta da una società di revisione contabile che sia indipendente da Enel Produzione e da Enel S.p.A. e che sia scelta dall'Autorità tra una lista di candidati presentata dalla parte, nelle forme descritte dall'allegato 1. Quest'ultimo delinea una specifica procedura di scelta del *monitoring trustee*, con obblighi di non interferenza nella sua attività a carico di Enel Produzione.

31. Secondo Enel Produzione, l'Impegno 1, nella sua nuova versione, risponde pienamente alla preoccupazione del provvedimento di avvio che i prezzi offerti dalla società su MSD siano eccessivi. Ciò in quanto l'Impegno fissa un tetto annuale massimo alla redditività conseguibile dall'impianto, determinato in misura sensibilmente inferiore a quella che la società avrebbe conseguito se tale remunerazione fosse stata definita in applicazione dei criteri di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n. 111/2006. Secondo la parte questi ultimi sono per definizione equi e non eccessivi in quanto riflettono i costi complessivi di produzione su base annua: in tale contesto, Enel Produzione autolimiterebbe la redditività dell'impianto rispetto ai valori regolati di equa remunerazione, riducendola di un ammontare pari a circa 184 milioni di euro per il 2017, 165 milioni di euro per il 2018 e 158 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 507 milioni di euro in tre anni (ossia pari a circa il [35-45%] meno dello scenario di applicazione dei criteri stabiliti dalla disciplina regolatoria).

32. Inoltre, gli Impegni contemplano una riduzione aggiuntiva pari a circa 86 milioni di euro per il 2017, 82 milioni di euro per il 2018 e 68 milioni di euro per il 2019, anche rispetto alla proposta di remunerazione scontata che la società aveva già presentato all'Aeegsi nell'ambito del processo regolamentare. Secondo Enel Produzione, la metodologia seguita per la formulazione degli Impegni appare perciò idonea a impedire l'applicazione di prezzi eccessivi rispetto ai costi effettivi dell'impianto, e dunque a rimuovere *in nuce* le preoccupazioni concorrenziali che hanno determinato l'avvio del procedimento.

33. Sul punto della costanza del *cap* nei tre anni, Enel Produzione aderisce alla posizione dell'Aeegsi che ha rilevato come, nell'insieme, alla luce dell'ingente beneficio per il sistema comportato dall'Impegno 1.1 nel 2017, il valore complessivo della remunerazione nei tre anni è da considerarsi congruo; la stabilità del tetto negli anni inoltre risponde alla necessità di far fronte al maggior livello di rischio connesso all'esercizio dell'impianto su orizzonti temporali lontani, rispetto ai quali risulta più difficile effettuare previsioni.

34. Secondo Enel Produzione, non è poi appropriato il riferimento agli sconti offerti all'Aeegsi da A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A., da un lato in quanto essi sono stati presentati per porre rimedio a due procedimenti dell'Aeegsi tesi all'adozione di possibili provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, poi chiusi con la già citata delibera n. 803/2016/R/eel. L'adesione a un regime di remunerazione scontata non costituisce pertanto uno

scenario normale ma si muove, anche in quel caso, in un contesto di carattere eccezionale e di natura afflittiva. Inoltre, secondo la parte, in termini assoluti lo sconto offerto da Enel Produzione risulta ben maggiore rispetto a quello offerto da A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A.; mentre, infatti, questi ultimi sono stati ammessi al regime di reintegro dei costi e hanno quindi la certezza di vedersi riconosciuta integralmente siffatta remunerazione scontata, Enel Produzione si è invece impegnata ad applicare il *cap* di cui all'Impegno 1.1 a prescindere dall'ammissione al regime di reintegro. Ne consegue che Enel Produzione non ha alcuna certezza di riuscire a conseguire integralmente la remunerazione di [240-270] milioni di euro di cui all'Impegno 1.1, con un profilo di rischio straordinariamente più oneroso rispetto a quello sostenuto dagli altri operatori³.

35. Enel Produzione non ha presentato modifiche accessorie con riferimento a quanto evidenziato dall'Aeegsi circa la possibilità di prevedere un monitoraggio gestionale della redditività cumulata annua con cadenza settimanale in luogo della frequenza mensile proposta con l'Impegno 1.4. Sul punto, la società ha dichiarato di curare la rendicontazione dei propri costi e ricavi su base mensile. Più in generale, secondo la società, il monitoraggio su base settimanale, oltre ad essere particolarmente oneroso, potrebbe non fornire una rappresentazione dei costi e dei ricavi attendibile, alla luce del fatto che per la corretta valorizzazione di alcune partite economiche è necessario attendere la conclusione del mese di riferimento.

VI.1.4. Valutazioni

36. Con l'Impegno 1, nella sua versione definitiva, Enel Produzione ha offerto di ridurre la redditività complessiva dell'impianto di Brindisi Sud al tetto di [240-270] milioni di euro annui per il triennio 2017-2019. Si tratta di un *cap*, ossia un tetto massimo, che ha ad oggetto il primo margine, e dunque i ricavi annuali complessivamente ottenuti al netto dei costi variabili.

37. Sul valore proposto vale osservare che, alla luce della documentazione in atti e considerata l'ulteriore riduzione offerta in sede di modifiche accessorie agli Impegni, l'Autorità ritiene che la proposta formulata da Enel Produzione sia correttamente basata su una metodologia tesa al recupero dei costi annuali, e che la stessa definisca i ricavi ammissibili entro un valore che risolve le preoccupazioni concorrenziali formulate in sede di avvio. Tale valutazione scaturisce in particolare dal fatto che, benché altri operatori oltre a Enel Produzione abbiano manifestato la propria disponibilità ad offrire uno sconto rispetto al corrispettivo per il reintegro dei costi definito

³ Con riferimento alla possibile difformità tra costi risultanti sulla base dei criteri di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n. 111/2006 e costi fissi operativi e del capitale come definiti nel conto economico, Enel Produzione ritiene che il campione prodotto dall'Autorità non sia rappresentativo in quanto relativo a due impianti (*omissis*) che non sono peraltro paragonabili sotto un profilo tecnico/economico con quello di Brindisi Sud. Inoltre Enel Produzione, che non ha avuto accesso alle risposte degli operatori nella loro versione integrale ma solo a talune elaborazioni aggregate predisposte dagli Uffici, ritiene che non sia possibile esprimere considerazioni approfondite sugli indici prodotti senza conoscere in base a quali criteri, dati e relativa documentazione siano stati rappresentati i costi di tali operatori e sia stato svolto il confronto con il regime regolamentare di reintegro. Più in generale, la parte considera che comunemente i prospetti di bilancio per impianti utilizzati ai fini gestionali non includono i costi indiretti, i costi comuni e le voci di remunerazione del capitale, mentre includono tipicamente solo gli ammortamenti e i costi operativi diretti. Pertanto vi è il rischio che, in funzione del tipo di risposte fornite dalle società interrogate, sia stato effettuato un confronto disomogeneo. Rispetto a tale considerazione l'Autorità ritiene che, ai fini del market test e dell'individuazione di soluzioni che siano idonee a soddisfare le preoccupazioni espresse in sede di avvio, il fatto che sia emerso dal market test un possibile disallineamento, anche solo in taluni casi e a determinate specifiche condizioni, tra criteri per la definizione del conto economico e criteri regolamentari, sia sufficiente ad escludere che, in termini assoluti, l'offerta anche solo di un minimo sconto rispetto alla remunerazione regolata sia di per sé necessariamente idonea a scongiurare che i prezzi così definiti siano eccessivi sotto il profilo antitrust.

sulla base dei criteri regolatori di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, la percentuale di sconto offerta da Enel Produzione nell'ambito degli Impegni in oggetto appare particolarmente significativa, tanto in valore assoluto quanto nel confronto con quelle offerte da altri operatori. In tal senso si consideri anche che, contrariamente a questi ultimi casi, la proposta di Enel Produzione, stante l'incertezza in merito alla ammissione al regime di reintegro, non assicura alla società una remunerazione certa ma definisce solo un tetto massimo, che non verrà necessariamente raggiunto⁴.

38. La stessa Aeegsi ha espresso un giudizio sostanzialmente positivo in merito alla misura, ritenendo anche l'importo congruo nel suo complesso.

39. L'idoneità della soluzione offerta è poi rafforzata dalla previsione, introdotta in sede di modifiche accessorie, di criteri puntuali di quantificazione del CVR che non comportano alcuna discrezionalità da parte di Enel Produzione, e dall'attribuzione dell'incarico di certificazione dei costi e ricavi d'impianto ad una società di revisione terza nominata con il previo consenso dell'Autorità.

40. L'Autorità ritiene che l'impegno sia idoneo anche sotto il profilo della durata delle misure, in quanto offre un rimedio per tutto l'arco temporale per cui Enel Produzione sembra, allo stato delle attuali previsioni, poter continuare a rivestire la posizione di *partner* obbligatorio rispetto alla domanda di Terna relativamente al *cluster* di Brindisi. Nello stesso senso, peraltro, si sono espresse sia l'Aeegsi che Terna, le quali ritengono che l'Impegno triennale assicuri una copertura del sistema elettrico anche nel caso in cui l'impianto non sia dichiarato essenziale da Terna per gli anni 2018 e 2019; la durata triennale degli Impegni, è altresì ritenuta da Terna coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi.

41. Peraltro, proprio in quanto l'Impegno è autonomo rispetto alle valutazioni di stretta essenzialità dell'impianto, che non necessariamente coincide con la nozione di dominanza ai fini *antitrust*, non è invece condivisibile la posizione di coloro che hanno sostenuto che la sua durata triennale sia idonea a generare un prolungato effetto sulle strategie di prezzo degli operatori concorrenti, argomento elaborato con riferimento al diverso scenario in cui l'impianto sia ammesso su base triennale al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006. Tale eventuale effetto per il mercato è infatti legato alla (anch'essa eventuale) ammissione dell'impianto al regime regolato, e non discende dunque dall'Impegno I, che ha carattere autonomo rispetto alla regolazione.

42. Sul punto relativo alla restituzione di eventuali importi eccedenti il *cap*, l'Autorità ritiene congruo l'Impegno I.3 di restituire gli importi eccedenti secondo le modalità che saranno definite dall'Autorità o da altra autorità da quest'ultima individuata, e provvederà a individuare tali modalità e a comunicarle alle parti entro il 31 dicembre 2017. Di tali adempimenti Enel

⁴ Con riferimento alla misura del *cap*, l'Autorità non ritiene poi condivisibile quanto sostenuto da taluni intervenienti con riferimento al fatto che il tetto proposto da Enel Produzione dovrebbe comunque essere più basso rispetto ad un livello di copertura dei costi, nella misura in cui deve avere valenza restitutoria di quanto oggetto di abuso nell'anno precedente. Nel ribaltare un precedente orientamento del TAR Lazio, il Consiglio di Stato ha chiarito che gli impegni possono essere accolti anche a fronte di condotte che hanno consumato i loro effetti, senza che sia necessario che le misure proposte si prefiggano di rimuovere tali effetti retroattivamente (TAR Lazio, sez. I, sentenza 9 maggio 2011, n. 3964, Conto TV, par. 3; Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza 22 settembre 2014, n. 4773, Agcm c. Conto TV, parr. 18-19).

Produzione darà conto all’Autorità nell’ambito di un’apposita relazione trasmessa entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020.

43. Da ultimo, l’Autorità ritiene comunque adeguata, alla luce delle argomentazioni presentate dalla parte circa la propria gestione interna, la previsione di un monitoraggio della redditività cumulata su base mensile, come proposto da Enel Produzione nell’Impegno 1.4.

VI.2. L’Impegno 2 di Enel Produzione: l’offerta su MGP dell’intera potenza di almeno due UP a prezzi non superiori al CVR, negli anni 2017, 2018 e 2019

VI.2.1. Le misure originariamente proposte

44. L’Impegno 2.1 prevede che, negli anni 2017, 2018 e 2019, Enel Produzione offra su MGP l’intera potenza disponibile di almeno due UP dell’impianto a prezzi non superiori al CVR (“Impegno 2.1”).

45. Enel Produzione gestirà i possibili riacquisti su MI della potenza di cui all’Impegno 2.1, eventualmente spacciata in esito a MGP, azzerando tale potenza solo nei casi in cui il programma di funzionamento non risulti tecnicamente fattibile o le operazioni necessarie a renderlo tale portino a una perdita economica rispetto ai costi di funzionamento. Tale valutazione verrà effettuata su base giornaliera secondo i criteri contenuti nell’allegato 3 agli Impegni (“Impegno 2.2”).

VI.2.2. Gli elementi emersi nell’ambito del market test

46. L’Aeegsi ha espresso una valutazione favorevole sull’Impegno 2, ritenendo che la misura di cui al punto 2.1 “*riduc[a] il rischio di esercizio di potere di mercato nel mercato per il servizio di dispacciamento da parte del titolare dell’impianto Brindisi Sud, dato che contribuisce a creare le condizioni affinché il programma di immissione dell’impianto medesimo in esito ai mercati dell’energia sia almeno pari alle quantità essenziali*”. L’Aeegsi ritiene nel suo complesso congruo anche il meccanismo di riacquisto su MI, considerando, da un lato, fondata l’esigenza di evitare programmi di produzione in esito a MGP non implementabili sotto il profilo tecnico e/o economico; dall’altro, che l’impatto dell’Impegno 2.2 dipenda da variabili di mercato di difficile prevedibilità e non dipendenti da Enel Produzione. Per gli ulteriori elementi emersi nell’ambito del *market test*, legati anche alla misura del *cap* e alla durata triennale degli Impegni, si rinvia a quanto descritto nei paragrafi precedenti.

VI.2.3. Le modifiche accessorie

47. Enel Produzione non ha presentato modifiche accessorie specifiche all’Impegno 2, salvo che per quanto riguarda, in termini più ampi, i criteri di quantificazione del CVR sopra richiamati, validi per il complesso degli Impegni presentati dalla parte.

VI.2.4. Valutazioni

48. L’Autorità ritiene che l’Impegno 2.1 contribuisca positivamente ad eliminare le preoccupazioni concorrenziali espresse in sede di avvio del procedimento, assicurando che l’intera potenza di almeno due UP dell’impianto sia offerta su MGP a un prezzo non superiore al CVR, scongiurando dunque possibili rischi di trattenimento fisico o economico su MGP. L’Impegno 2.1 è completato dalla misura di cui al punto 2.2 in forza della quale Enel Produzione si impegna a riacquistare la potenza offerta su MI soltanto qualora l’esito di MGP comporti condizioni di accettazione delle offerte tecnicamente o economicamente insostenibili; tale previsione appare pertanto

oggettivamente giustificata nonché definita da una formula algebrica che limita la discrezionalità della parte.

49. Più in generale, oltre che porre vincoli alla condotta di Enel Produzione su MGP e MI, l'Impegno 2 è idoneo a ridurre considerevolmente i casi in cui Terna si troverà nella condizione di dover acquistare servizi su MSD, ed è dunque idoneo a far venir meno l'ipotizzata condizione di *partner* obbligatorio di Enel Produzione su MSD e, di conseguenza, la possibile dominanza di cui al provvedimento di avvio.

VI.3. L'Impegno 3 di Enel Produzione: il tetto ai costi fissi da considerare ai fini dell'eventuale reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006

VI.3.1. Le misure originariamente proposte

50. Con l'Impegno 3, Enel Produzione si è impegnata a limitare a [250-280] milioni di euro i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini del reintegro, in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006.

VI.3.2. Gli elementi emersi nell'ambito del market test

51. Nell'ambito del *market test*, l'Aeegsi ha chiesto di chiarire che l'Impegno 3 rimane valido anche nel caso in cui l'impianto sia ammesso al regime di reintegro dei costi per un periodo inferiore rispetto al triennio 2017-2019.

VI.3.3. Le modifiche accessorie

52. Nella versione depositata il 19 aprile 2017, oltre a ridurre a [240-270] milioni di euro il tetto di cui agli Impegni 1 e 3, Enel Produzione ha inoltre chiarito che tale *cap* è valido anche nel caso di ammissione al regime di reintegro per un periodo inferiore al triennio 2017-2019, ad esempio pari ad un solo anno.

VI.3.4. Valutazioni

53. L'Autorità valuta positivamente l'Impegno 3 quale misura complementare all'Impegno 1, tesa ad assicurare l'efficacia delle misure proposte anche qualora l'Aeegsi intendesse ammettere l'impianto di Brindisi Sud al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006. Sul punto, l'Autorità rileva nuovamente come l'Impegno 3 assicuri un ingente beneficio per gli utenti del sistema, in quanto Enel Produzione si è impegnata a limitare la propria redditività a valori ben inferiori a quelli garantiti dal regime di reintegro, oltre che ulteriormente scontati rispetto alla proposta formulata dalla stessa Enel Produzione all'Aeegsi lo scorso novembre.

VI.4. L'Impegno di Enel S.p.A. a garantire l'effettiva implementazione degli Impegni da parte di Enel Produzione

54. In data 13 febbraio 2017, Enel S.p.A. ha trasmesso la versione definitiva dei propri Impegni, nell'ambito della quale si è impegnata a garantire il rispetto da parte di Enel Produzione delle modalità attuative e delle tempistiche riguardanti le misure proposte dalla stessa società nell'ambito del proprio formulario. Non sono state presentate osservazioni su questa misura nell'ambito del *market test*, né modifiche accessorie da parte di Enel S.p.A..

55. L'Autorità ritiene che l'Impegno presentato da Enel S.p.A. contribuisca ad assicurare l'effettiva implementazione e pertanto l'efficacia delle misure proposte, nella misura in cui la

società controllante Enel S.p.A., anch'essa destinataria del provvedimento di avvio, si fa garante dell'attuazione del comportamento della società controllata Enel Produzione.

VII. CONCLUSIONI

56. Le preoccupazioni concorrenziali espresse dall'Autorità in sede di avvio del procedimento riguardavano un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Enel Produzione e da Enel S.p.A., concernente condotte di offerta su MGP/MI e MSD in possibile violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/90 o dell'articolo 102 TFUE, che avrebbero comportato in particolare l'applicazione di prezzi eccessivi su MSD nella zona di Brindisi.

57. Gli Impegni presentati da Enel Produzione e da Enel S.p.A. appaiono idonei nel loro insieme a porre rimedio a tali preoccupazioni concorrenziali in quanto comportano un vincolo complessivo per le condotte di Enel Produzione tanto su MGP/MI quanto su MSD, che, sia nello scenario di ammissione dell'impianto al regime regolato che in quello di libera partecipazione ai suddetti mercati, minimizzerà la costituzione di potere di mercato in capo ad Enel Produzione e conterà comunque la remunerazione e le condotte di prezzo di quest'ultima, e dunque gli oneri per gli utenti finali.

58. In primo luogo, infatti, l'Impegno 2 definisce la condotta della parte su MGP, assicurando che l'intera potenza di almeno due UP dell'impianto sia offerta su MGP a un prezzo non superiore al CVR, così scongiurando possibili rischi di trattenimento fisico o economico volto alla creazione di potere di mercato su MSD.

59. Ai sensi dell'Impegno 2.2, i riacquisti su MI della potenza offerta saranno possibili soltanto qualora l'esito di MGP comporti condizioni di accettazione delle offerte tecnicamente o economicamente insostenibili, previsione che appare oggettivamente giustificata nonché definita da una formula algebrica che limita la discrezionalità della parte. Oltre che porre vincoli alla condotta di Enel Produzione su MGP/MI, l'Impegno 2 è idoneo a ridurre considerevolmente i casi in cui Terna si troverà nella condizione di dover acquistare servizi su MSD, ed è dunque idoneo a far venir meno l'ipotizzata condizione di *partner* obbligatorio di Enel Produzione su MSD e, di conseguenza, la possibile dominanza evocata nel provvedimento di avvio.

60. Qualora poi le condizioni di mercato su MGP non fossero tali da consentire di coprire il CVR ai sensi dell'Impegno 2, evitando possibili situazioni di essenzialità su MSD, l'Impegno 1 impone a Enel Produzione di calibrare le proprie offerte su MSD al tetto massimo annuale di [240-270] milioni di euro, al netto dei CVR, con un significativo ribasso rispetto alla remunerazione che sarebbe garantita dalla regolazione in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi. L'idoneità della soluzione offerta è rafforzata dalla previsione, introdotta in sede di modifiche accessorie, di criteri puntuali di quantificazione del CVR che non comportano discrezionalità da parte di Enel Produzione, e dall'attribuzione dell'incarico di certificazione dei costi e ricavi d'impianto ad una società di revisione terza nominata con il previo consenso dell'Autorità.

61. Come già in precedenza indicato, gli eventuali importi eccedenti il *cap* di cui all'Impegno 1.3 dovranno essere restituiti secondo le modalità che verranno definite dall'Autorità e comunicati alla parte entro il 31 dicembre 2017. Delle eventuali restituzioni Enel Produzione darà conto all'Autorità nell'ambito di un'apposita relazione trasmessa entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020.

62. Sul punto relativo alla durata delle misure, in accordo con quanto sostenuto dall'Aeegsi e da Terna, l'Autorità ritiene che la durata triennale degli Impegni sia coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi, assicurando una copertura del sistema elettrico anche nel caso in cui l'impianto non sia dichiarato essenziale da Terna per gli anni 2018 e 2019. Qualora l'Aeegsi intendesse ammettere Enel Produzione al regime di reintegro dei costi per tutti o anche solo per uno degli anni 2017, 2018 e/o 2019, l'Impegno 3 preserva la completezza del sistema di misure offerto nella parte in cui stabilisce che, anche in quella sede, Enel Produzione debba tener fermo il tetto di cui all'Impegno 1.1 e i conseguenti benefici per gli utenti del sistema. Rispetto allo scenario regolato, Enel Produzione limiterà la propria redditività d'impianto di circa 184 milioni di euro per il 2017, 165 milioni di euro per il 2018 e 158 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 507 milioni di euro in caso di ammissione al regime di reintegro per l'intero triennio. Rispetto alla proposta di remunerazione scontata che la società aveva presentato all'Aeegsi, il risparmio per l'utente elettrico è comunque ancora particolarmente significativo, e pari a circa 86 milioni di euro per il 2017⁵, 82 milioni di euro per il 2018 e 68 milioni di euro per il 2019.

63. Con riferimento all'Impegno di garanzia presentato da Enel S.p.A., l'Autorità ritiene che esso sia idoneo ad assicurare l'effettiva implementazione e pertanto l'efficacia degli impegni proposti da Enel Produzione, nella misura in cui la società controllante Enel S.p.A. si rende garante dell'attuazione del comportamento della società controllata.

64. In conclusione, gli Impegni presentati da Enel Produzione e da Enel S.p.A. appaiono complessivamente idonei a porre rimedio alle preoccupazioni concorrenziali espresse in sede di avvio del procedimento, in quanto permettono di evitare comportamenti suscettibili di determinare l'applicazione di prezzi eccessivi su MSD nell'area di Brindisi.

65. L'Autorità vigilerà sull'esecuzione degli Impegni e si riserva di riaprire d'ufficio il procedimento ai fini e per gli effetti di quanto previsto dall'articolo 14-ter, commi 2 e 3, della legge n. 287/90.

RITENUTO, quindi, che gli Impegni presentati da Enel Produzione S.p.A. e da Enel S.p.A. risultano idonei a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

RITENUTO di disporre l'obbligatorietà degli Impegni presentati da Enel Produzione S.p.A. e da Enel S.p.A. ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90;

tutto ciò premesso e considerato:

DELIBERA

a) di rendere obbligatori per Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. gli Impegni presentati, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90, nei termini sopra descritti e allegati al presente provvedimento, di cui fanno parte integrante;

⁵ Con riferimento alla proposta di ulteriore riduzione formulata in data 21 dicembre 2016 da Enel Produzione all'Aeegsi per il solo anno 2017, che contempla una remunerazione pari a [omissis] milioni di euro, il risparmio per l'utente elettrico è, per tale anno, pari a [omissis] milioni di euro.

- b) che Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. presentino all'Autorità, entro sessanta giorni dalla notifica del presente provvedimento, e successivamente entro sessanta giorni dalla scadenza dell'incarico conferito, in caso di mancato rinnovo, una lista di candidati per svolgere la funzione di *monitoring trustee* accompagnata da una relazione che certifichi la loro competenza ed esperienza nel settore e illustri la procedura seguita per la loro individuazione;
- c) che Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. presentino all'Autorità, entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020, una relazione dettagliata sull'attuazione degli Impegni assunti;
- d) con riferimento all'Impegno 1.3 di restituire gli importi eccedenti rispetto al tetto di cui all'Impegno 1.1, che Enel Produzione S.p.A. provveda a individuare tali importi nella medesima relazione di cui al punto c), procedendo alla loro restituzione secondo le modalità e le tempistiche che saranno individuate dall'Autorità con apposita delibera e comunicate alla parte entro il 31 dicembre 2017;
- e) di chiudere il procedimento senza accertare l'infrazione, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90.

Il presente provvedimento sarà 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, fatti salvi i maggiori termini di cui all'articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, 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
Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE
Giovanni Pitruzzella

A498B - SORGENIA-PREZZI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO AREA BRINDISI*Provvedimento n. 26563*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 4 maggio 2017;

SENTITO il Relatore Dottoressa Gabriella Muscolo;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

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

VISTO il Regolamento n. 1/2003 del Consiglio europeo del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli articoli 81 e 82 del Trattato istitutivo della Comunità Europea (oggi articoli 101 e 102 TFUE);

VISTA la propria delibera del 29 settembre 2016, con la quale è stata avviata un'istruttoria nei confronti di Sorgenia S.p.a. ("Sorgenia" o la "Parte") per accertare l'esistenza di una possibile violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/1990 o dell'articolo 102 TFUE, in relazione a condotte di offerta nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento;

VISTA la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie, trasmessa alla Parte in data 17 marzo 2017;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. Le Parti

1. Sorgenia S.p.a. è una società del gruppo Sorgenia con sede legale a Milano, attiva sia nella generazione di energia elettrica attraverso impianti termoelettrici, idroelettrici, eolici e solari, sia nella vendita di energia elettrica e gas a clienti finali. Nell'area di Brindisi, Sorgenia dispone, attraverso la società interamente controllata Sorgenia Puglia S.p.a., di un impianto a ciclo combinato a gas per la produzione di energia elettrica sito a Modugno. Sorgenia è partecipata al 99,97% dalla società Nuova Sorgenia Holding S.p.a., il cui capitale è detenuto da sei primarie banche italiane. Il fatturato realizzato da Sorgenia nel 2015 è stato pari a circa 1,5 miliardi di euro, prevalentemente realizzati in Italia, e il risultato d'esercizio è costituito da una perdita per circa 104 mila euro.

II. il procedimento istruttorio

2. Il presente procedimento istruttorio è stato avviato su segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel prosieguo anche, "Aeegsi"). In particolare, in data 30 giugno 2016, l'Aeegsi ha trasmesso all'Autorità copia della propria deliberazione 24 giugno 2016, n. 342/2016/E/eel, con la quale aveva avviato un procedimento ai sensi del Regolamento 25 ottobre 2011, n. 1227, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (c.d. Regolamento "Remit"). La deliberazione n. 342/2016 e le misure ivi previste concernevano condotte poste in essere sul mercato del giorno prima ("MGP") e sul mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") nell'area di Brindisi da diversi soggetti fra cui Sorgenia, le quali avevano avuto un impatto sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento su MSD che

confluisce nella bolletta elettrica (cd. “*uplift*”¹). Con la medesima deliberazione, l’Aeegsi intimava la cessazione di ogni comportamento di offerta tale da alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei suddetti mercati elettrici, trasmettendo copia del provvedimento all’Autorità e anticipando possibili successive segnalazioni laddove nel corso del procedimento fossero emerse condotte potenzialmente anomale sotto il profilo del diritto della concorrenza².

3. Successivamente, in data 8 settembre 2016, l’Aeegsi trasmetteva copia della propria ulteriore deliberazione 6 settembre 2016, n. 477/2016/E/eel con la quale, anche ai sensi dell’art. 16, comma 3, lettera d), del Regolamento Remit, essa aveva formalmente deliberato di “*segnalare all’AGCM, per le valutazioni e gli interventi di propria competenza, la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza*”, con riferimento alle condotte di offerta su MGP e MSD tenute nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016 nell’area di Brindisi, tra l’altro da parte di Sorgenia³. In particolare, secondo le informazioni trasmesse dal regolatore, mentre l’unità produttiva (“UP”) di Modugno di proprietà di Sorgenia era stata in passato tradizionalmente disacciata in esito ai mercati dell’energia nelle ore di alto carico, tipicamente le ore diurne dei giorni lavorativi e del sabato, nel periodo 27 marzo 2016 – 15 giugno 2016 (nel prosieguo anche, “*periodo di osservazione*”) essa aveva registrato un programma di produzione in esito al mercato all’ingrosso⁴ tendenzialmente pari a zero, ascrivibile in parte alla riduzione dei prezzi che si era registrata sui mercati dell’energia e, in altra parte, alla possibile adozione sui mercati sopracitati di una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli attesi di mercato)⁵.

4. In data 29 settembre 2016, sulla base di tali segnalazioni dell’Aeegsi, l’Autorità decideva di avviare il presente procedimento istruttorio⁶, al fine di valutare se i prezzi praticati da Sorgenia su MSD, che avevano contribuito all’incremento del corrispettivo *uplift*, fossero suscettibili di integrare gli estremi di un abuso di posizione dominante, ai sensi dell’articolo 3, lettera a), della legge n. 287/90 o dell’articolo 102, lettera a), TFUE, quindi di essere qualificati quali prezzi ingiustificatamente gravosi e iniqui ai sensi della normativa *antitrust*.

5. A seguito dell’avvio del procedimento istruttorio, in data 6 ottobre 2016 sono stati svolti accertamenti ispettivi presso la sede legale di Sorgenia S.p.a. e della società interamente

¹ In particolare, l’*uplift* rappresenta il corrispettivo unitario per l’approvvigionamento delle risorse su MSD, è stimato da Terna su base trimestrale e viene fatturato agli utenti del dispacciamento per i prelievi effettivi di energia elettrica del trimestre, successivamente confluendo nella bolletta elettrica pagata dai consumatori.

² Vd. doc. 1.

³ Vd. doc. 6.

⁴ Tradizionalmente considerato quale l’insieme del c.d. “Mercato del Giorno Prima” (MGP) e del c.d. “Mercato Intra-giornaliero” (MI) (*cf.* più diffusamente *infra*).

⁵ Segnatamente, secondo la segnalazione dell’Aeegsi all’Autorità, in diversi giorni nel corso del periodo di riferimento Sorgenia non aveva offerto la capacità produttiva del proprio impianto su MGP. In taluni casi, al fine di garantire l’esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna aveva quindi dovuto disporre l’avviamento, su MSD, dell’UP di Modugno, accettando le offerte presentate da Sorgenia a prezzi significativamente elevati, con impatto sul valore del corrispettivo c.d. *uplift*. L’allegato A alla deliberazione Aeegsi n. 477/2016/E/eel informava che “*l’ complessivamente il costo di approvvigionamento dei servizi ancillari su MSD nell’area di Brindisi nei primi sei mesi dell’anno è cresciuto di circa 320 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente, aumento quasi interamente ascrivibile alla copertura del fabbisogno residuo*”.

⁶ Parallelamente all’avvio del procedimento istruttorio A/498 A nei confronti di Enel Produzione S.p.a. ed Enel S.p.a..

controllata Sorgenia Puglia S.p.a., site a Milano, e presso l'impianto di Modugno della società Sorgenia Puglia S.p.a., sito in Provincia di Bari.

6. Nel corso dell'istruttoria si sono tenute audizioni formali con Terna S.p.a. (nel prosieguo, "Terna" o il "TSO"), in data 24 ottobre 2016⁷, e con la Parte, in data 25 novembre 2016⁸.

7. Nel corso del procedimento, la Direzione ha altresì richiesto informazioni alla stessa Sorgenia⁹, all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico¹⁰, al gestore della rete di trasmissione nazionale Terna S.p.a.¹¹ e al Gestore dei Mercati Energetici (GME) S.p.a.¹².

8. La Parte ha regolarmente chiesto e ottenuto di esercitare il diritto di accesso alla documentazione del fascicolo istruttorio, nel rispetto dei limiti di riservatezza¹³.

9. In data 17 marzo 2017 è stata trasmessa a Sorgenia la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie¹⁴, nella quale veniva fissato al 19 aprile 2017 il termine infra-procedimentale di chiusura della fase di acquisizione degli elementi probatori.

10. In data 23 marzo 2017 la Parte ha comunicato la propria rinuncia all'audizione finale dinanzi al Collegio¹⁵.

III. Le Risultanze Istruttorie

a. Il mercato dei servizi di dispacciamento

a.1) Caratteristiche generali e funzionamento della domanda di Terna su MSD

11. Il c.d. Mercato dei Servizi di Dispacciamento ("MSD") è lo strumento attraverso il quale il gestore della rete di trasmissione nazionale - Terna S.p.a. - si approvvigiona delle risorse (aggiuntive rispetto a quelle disponibili in esito ai mercati MGP e MI, o mercati all'ingrosso¹⁶)

⁷ Vd. verbale di audizione, doc. 381.

⁸ Vd. verbale di audizione, doc. 399

⁹ Vd. doc. 12 (verbale di accertamento ispettivo), doc. 399 (verbale di audizione) e doc. 402.

¹⁰ Vd. doc. 3.

¹¹ Vd. doc. 381 (verbale di audizione).

¹² Vd. doc. 404 e 409.

¹³ In particolare, la Parte ha avuto accesso agli atti del fascicolo in data 4 novembre 2016, 17 novembre 2016, 23 novembre 2016 e 24 marzo 2017.

¹⁴ Vd. doc. 418.

¹⁵ Vd. doc. 419.

¹⁶ Il mercato all'ingrosso può essere in particolare definito come l'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati, dal lato dell'offerta, da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (produttori o importatori) e, dal lato della domanda, da grandi clienti industriali, grossisti e Acquirente Unico. I contratti possono essere conclusi sia tramite contrattazione bilaterale (c.d. contratti "over the counter") sia sulla piattaforma di scambi centralizzata (borsa elettrica). La borsa elettrica italiana è costituita principalmente da un mercato a pronti, nel quale la maggior parte dell'energia viene contrattata sul c.d. Mercato del Giorno Prima (MGP), dove vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo, quando gli scambi di energia si realizzano fisicamente. Il successivo Mercato Infra-giornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti su MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita, al fine di ottimizzare i programmi di produzione delle proprie unità di generazione, e si svolge attualmente in 7 sessioni successive. L'insieme di MGP e delle varie sessioni di MI è quindi considerato il mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica e determina i programmi di produzione degli impianti per il giorno di riferimento.

necessarie per: (i) costituire adeguati margini di riserva¹⁷ per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico; (ii) risolvere le congestioni "a programma", cioè quelle che si determinano ad esito dei programmi di produzione determinati dalle offerte accettate su MGP, come modificati dal Mercato Infra-giornaliero di aggiustamento; (iii) garantire adeguati profili di tensione sulla rete.

12. Su MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate agli operatori al prezzo presentato (c.d. meccanismo di asta discriminatoria, o "pay-as-bid"). Sono abilitati a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento solo gli impianti il cui livello di produzione sia controllabile e modificabile a seconda delle necessità individuate da Terna (c.d. "utenti del dispacciamento abilitati"). MGP/MI e MSD sono mercati sequenziali. La capacità di generazione non venduta su MGP/MI deve essere offerta dagli operatori su MSD, laddove qualificata per tale mercato¹⁸.

13. Il MSD si articola in due sotto-fasi: (i) una fase di programmazione (c.d. "MSD *ex-ante*"), nella quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva secondaria e terziaria, a risolvere le congestioni locali e a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema e (ii) in una sessione in tempo reale (c.d. Mercato del Bilanciamento, "MB"), in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a mantenere il continuo bilanciamento tra domanda e offerta e a ricostituire (attraverso la riserva terziaria) la riserva secondaria via via che essa viene utilizzata. MSD *ex-ante* e MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto dalla disciplina del dispacciamento¹⁹.

14. All'interno del MSD *ex-ante* è poi possibile distinguere ulteriormente le tipologie di servizi richiesti da Terna, nel caso in analisi venendo in rilievo il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico²⁰. Le offerte di accensione al minimo tecnico sono formulate dagli operatori

¹⁷ Si distinguono tre tipi di riserva: primaria, secondaria e terziaria. La *riserva primaria* è destinata a correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso - e le conseguenti variazioni di frequenza della corrente elettrica - attraverso la variazione della velocità delle turbine degli impianti di generazione. La *riserva secondaria* di potenza serve per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale ed è fornita automaticamente sulla base di segnali inviati da Terna ad appositi regolatori installati sugli impianti. La *riserva terziaria* serve a costituire opportuni margini di potenza per poter variare i programmi cumulati di immissione e prelievo senza creare congestioni e mantenendo l'equilibrio del sistema, anche in presenza di avarie inattese a unità di generazione o a elementi della rete di trasmissione nazionale; solo gli impianti più flessibili sono in grado di fornire riserva secondaria, mentre tutti quelli che partecipano al Mercato dei Servizi di Dispacciamento sono in grado di fornire al TSO riserva terziaria. La riserva primaria, invece, non è approvvigionata tramite meccanismi di mercato, ma fornita obbligatoriamente al gestore di rete ai sensi delle regole di connessione.

¹⁸ Cfr. del. Aeegsi n. 111/06, art. 60.3, e Codice di Rete (Terna), par. 4.8.2 "Obblighi di offerta".

¹⁹ Il MSD *ex-ante* si articola ad oggi in sei sessioni successive di programmazione (MSD1/MSD6); la seduta per la presentazione delle offerte su tale mercato è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno. Il MB è anch'esso articolato in diverse sessioni - attualmente sei - nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB. Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD *ex-ante*.

²⁰ Per "minimo tecnico" si intende la quantità minima di energia compatibile con l'esercizio dell'impianto, determinata dalle caratteristiche tecnologiche di quest'ultimo e da alcune condizioni esterne rilevanti (ad esempio, di tipo climatico). Il minimo tecnico di ogni impianto è riportato nel c.d. "RUP (Registro delle Unità Produttive) dinamico" gestito da Terna, il quale contiene una serie di informazioni di carattere tecnico su tutte le unità produttive connesse alla rete di trasmissione nazionale. Gli operatori sono tenuti a dare comunicazione a Terna di ogni variazione rilevante delle informazioni contenute nel RUP dinamico, per consentire al gestore di rete l'aggiornamento in tempo reale del registro stesso in base alle condizioni contingenti di funzionamento degli impianti (laddove il c.d. "RUP statico" contiene invece i dati tecnici delle unità produttive riferiti a condizioni normali di funzionamento).

esprimendo il prezzo per ogni singolo avviamento effettuato su MSD di una unità produttiva che figuri “spenta” ad esito del mercato all’ingrosso (come detto, formato dall’insieme di MGP e MI).

15. Tali offerte comprendono anche il c.d. “gettone di avviamento” o “gettone di accensione”, ovvero un importo invariabile in funzione della quantità offerta quale minimo tecnico (ma, comunque, il cui valore è determinato come parte della propria offerta economica complessiva dagli operatori) posto a ulteriore remunerazione delle manovre di accensione degli impianti. Le offerte di avviamento degli impianti al minimo tecnico vengono tipicamente accettate da Terna in momenti di basso carico sulla rete, a fini di regolazione della tensione la quale appunto, nelle ore di basso carico, diventa più critica²¹.

16. L’algoritmo di selezione delle offerte da parte di Terna minimizza il costo complessivo di acquisizione delle risorse per il dispacciamento. Nel caso degli avviamenti a programma di cui trattasi, il costo minimo si riferisce alla spesa determinata moltiplicando il prezzo di offerta proposto dall’operatore per la quantità di minimo tecnico offerta in ciascuna ora e sommando tali prodotti per il numero di ore in cui Terna acquisterà il servizio da un dato gruppo di generazione, nonché sommando al valore così ottenuto il valore del gettone di accensione richiesto dall’operatore. Si noti al riguardo che, per quel che concerne il numero di ore, Terna nel selezionare le offerte deve rispettare il vincolo tecnico del numero minimo di ore di permanenza in servizio definito per ciascuna UP, che dipende dalle caratteristiche tecniche degli impianti (date, in primo luogo, dalla tecnologia di generazione utilizzata²²).

17. Occorre notare, infine, che – sempre per motivazioni legate alle loro diverse caratteristiche tecniche - gli impianti non sono fra loro necessariamente equivalenti per Terna nella risoluzione di un dato vincolo di rete. Nel caso in cui vi sia una differenza tra due impianti per la risoluzione di un certo vincolo, Terna sceglierà quindi l’impianto più efficace, prescindendo da considerazioni di natura meramente economica²³.

18. La regolazione della tensione viene assicurata dal TSO a livello locale, utilizzando impianti localizzati in prossimità dei nodi di rete coinvolti, i c.d. “cluster”. In particolare, si definisce “cluster” l’insieme di impianti che, data l’attuale configurazione delle rete di trasmissione nazionale, risultano particolarmente efficaci, ai fini della risoluzione di uno specifico vincolo di rete locale, in virtù della propria localizzazione geografica²⁴.

²¹ In particolare, “il problema del controllo delle tensioni occorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi)” (Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2016, p. 59).

²² In particolare, gli impianti a carbone (come quello di Brindisi Sud di Enel Produzione) sono generalmente più “rigidi”, dovendo rimanere accesi per l’intera giornata, mentre gli impianti a gas (come quello di Modugno di Sorgenia) sono generalmente più flessibili, risultando compatibili con cicli di accensione/spengimento infra-giornalieri.

²³ Lo stesso TSO precisa che “il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell’energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD ex-ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spengimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell’ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull’MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati” (Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2016, pp. 58-59).

²⁴ Cfr. anche provvedimento dell’Autorità n. 23623 del 30 maggio 2012, caso I736 – Repower Italia prezzo dispacciamento energia elettrica Centro-Sud.

19. In particolare, in ciascuna porzione di rete e in ciascuna ora, a seconda del livello di domanda, è richiesta la presenza in servizio di un numero minimo di Unità Produttive (UP) che devono essere accese in parallelo almeno al minimo tecnico, al fine di fornire una adeguata capacità di regolazione della tensione. Parte di tale fabbisogno di potenza è coperto da UP che vengono dispacciate in esito ai mercati all'ingrosso dell'energia (MGP e MI), avendo assunto un impegno a produrre in un certo insieme di ore. Terna deve pertanto approvvigionare su MSD il fabbisogno residuo di potenza per la regolazione della tensione in un certo nodo di rete, cioè il fabbisogno non già disponibile a sistema dopo la chiusura della precedente sessione dei mercati elettrici (in particolare, del Mercato Infra-giornaliero).

a.2) Il "cluster" di Brindisi

20. Per quel che rileva in questa sede, a fini di regolazione della tensione nell'area di Brindisi, Terna deve necessariamente approvvigionarsi da UP abilitate a presentare offerte su MSD che siano localizzate nella stessa zona, dando luogo al c.d. "cluster" di Brindisi. In particolare, come riassunto nella sottostante *Tabella 1*, il servizio di regolazione della tensione nell'area di Brindisi può essere fornito dai seguenti impianti di generazione:

- l'UP di Modugno, di proprietà di Sorgenia²⁵;
- quattro UP di Brindisi Sud, di proprietà di Enel Produzione S.p.a.;
- una UP di Enipower Brindisi, di proprietà di Enipower S.p.a. (la quale è abitualmente dispacciata in esito ai mercati dell'energia, in quanto legata al locale processo produttivo che rimane in funzionamento costante per l'intera giornata²⁶).

Tab. 1: Unità di generazione idonee a fini di regolazione della tensione nel *cluster* di Brindisi

Centrale	Numero UP	Proprietario	Tipo	Sottotipo	Potenza Max (MW)
Modugno	1 UP	Sorgenia Puglia S.p.a.	Termico	CCGT	810
Brindisi Sud	4 UP	Enel Produzione S.p.a.	Termico	Tradizionale (carbone)	2.420
EniPower	1 UP equivalente	Enipower S.p.a.	Termico	CCGT	1.260

Fonte: dati pubblici

21. A titolo descrittivo, si osserva che i valori riportati in *Tabella 1* si traducono in quote di mercato in termini di potenza installata nel *cluster* di Brindisi pari rispettivamente al 18% per Sorgenia, 54% per Enel Produzione e 28% per Enipower²⁷.

22. Circa la struttura e le caratteristiche dell'offerta nel *cluster*, si osserva infine – con riferimento al regime regolamentare di c.d. "essenzialità" degli impianti di produzione²⁸ - che il TSO a

²⁵ Attraverso la società interamente controllata Sorgenia Puglia S.p.a.. Per quanto di diretto interesse del presente procedimento, è comunque Sorgenia S.p.a. (e non Sorgenia Puglia) il c.d. "utente del dispacciamento" che si interfaccia con Terna e che formula le offerte su MSD (così come sui mercati all'ingrosso).

²⁶ Si tratta, più precisamente, di tre UP distinte in assetto cogenerativo, le quali ai fini della regolazione della tensione sono assimilabili a una UP equivalente.

²⁷ Sebbene si tratti di un indicatore di non primaria rilevanza nel caso di specie, in quanto il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico in analisi - di cui Terna si approvvigiona su MSD a fini di regolazione della tensione - non è funzione tanto della potenza in esercizio quanto del numero di UP attive in una data ora e in un dato *cluster*.

²⁸ Di cui alla del. Aeegsi n. 111/2016 del 9 giugno 2016 e s.m.i. (artt. 62 ss). In estrema sintesi, tale normativa settoriale (i) prevede l'individuazione da parte di Terna delle unità di produzione che risultino singolarmente indispensabili per la sicurezza del sistema, anche a livello locale, per periodi annuali o pluriennali e (ii) detta la disciplina regolamentare prevista per tali impianti, in particolare prevedendo l'obbligo per le unità dichiarate essenziali di rispettare opportune regole

decorrere dall'anno 2011 ha sempre individuato come singolarmente indispensabile per soddisfare il fabbisogno su MSD l'impianto di Brindisi Sud di Enel Produzione, anche se quest'ultimo non è mai stato dichiarato essenziale dall'Aeegsi fino all'annualità 2016, alla luce degli esiti fino a quel momento espressi dai mercati elettrici. Detto impianto è stato invece dichiarato essenziale dal regolatore per l'anno 2017, sebbene il relativo procedimento sia tuttora pendente anche in attesa degli esiti dei procedimenti istruttori avviati dall'Autorità e condotti in collaborazione con l'Aeegsi²⁹. Viceversa, l'UP di Modugno di Sorgenia non è mai stata individuata come indispensabile da parte di Terna, neppure con riferimento al prossimo anno 2017³⁰.

a.3) La domanda di servizi di accensione al minimo tecnico nel "cluster" di Brindisi

23. Secondo le informazioni contenute nella segnalazione, per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi Terna necessita generalmente di almeno due UP in servizio al "minimo tecnico" per l'intera giornata (24 ore), e un'ulteriore UP in servizio quantomeno nelle ore di basso carico (tendenzialmente ore notturne e festive). Nel periodo dal 27 marzo al 15 giugno 2016 (anche, "periodo di osservazione") preso in considerazione ai fini dell'avvio della presente istruttoria, Terna ha in realtà avuto un fabbisogno maggiore e segnatamente nella generalità dei casi pari ad almeno 3 UP sulle 24 ore a partire dal 27 marzo 2016, a cui si è aggiunta la richiesta di un'ulteriore UP nelle ore di basso carico a partire dal 7 maggio.

24. Escludendo l'UP di Enipower, sempre disacciata, la domanda residua di Terna è stata in particolare, nel *periodo di osservazione*, di 1 ulteriore UP in circa il 3% dei casi, di 2 ulteriori UP in circa il 61% dei casi e di 3 ulteriori UP in circa il 36% dei casi (*cfr. infra, Tabella 2*).

b. L'analisi delle dinamiche di offerta oggetto di istruttoria

b.1) Il mutamento delle condizioni di offerta nel periodo di osservazione

25. Quanto alla modalità di approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla regolazione della tensione nel *cluster*, oltre all'UP di Enipower usualmente disacciata, Terna aveva generalmente a disposizione, prima del periodo di osservazione, sia le UP di Brindisi Sud nella disponibilità di Enel Produzione (come detto, l'impianto Enel di Brindisi Sud è composto da 4 UP), che risultavano generalmente accese in esito ai mercati all'ingrosso dell'energia sull'intera giornata, sia l'UP di Modugno di Sorgenia, tipicamente offerta nelle ore di alto carico (ore diurne dei giorni lavorativi e del sabato). Si ribadisce che tali esiti dei mercati all'ingrosso facevano sì che Terna non avesse bisogno di approvvigionare su MSD il servizio di accensione di impianti al minimo tecnico per regolare la tensione nel *cluster*; la regolazione della tensione nell'area, in altri

e vincoli di presentazione delle proprie offerte, al fine di impedire che il potere di mercato che discende dalla caratteristica di essenzialità detenuto dagli operatori possa essere sfruttato a danno del sistema. In particolare, la normativa prevede che - per dichiarare un impianto essenziale - Terna svolga una valutazione circa la prevedibile indispensabilità di quest'ultimo nell'ambito dei più significativi assetti di funzionamento della rete di trasmissione attesi per l'anno solare successivo. A valle delle individuazioni degli impianti singolarmente ritenuti essenziali da parte di Terna, spetta all'Aeegsi la decisione circa l'ammissione o meno degli stessi al regime amministrato, che il regolatore prende anche sulla base di ulteriori fattori (quali, il costo per il sistema eventualmente anticipabile nei due scenari, ovvero di ammissione o meno al regime di essenzialità). In caso l'Aeegsi proceda all'ammissione, la regolazione prevede varie forme di possibile remunerazione economica al produttore a fronte della "rinuncia" ad operare l'impianto interessato liberamente sul mercato; la più frequente è la c.d. ammissione al regime di "reintegro dei costi" annuali d'impianto, la quale prevede il riconoscimento di un ammontare a copertura dei costi fissi e variabili d'impianto calcolati secondo specifiche metodologie e criteri dettagliati nella medesima del. n. 111/06.

²⁹ *Cfr.* delibera Aeegsi n. 803/2016 del 28 dicembre 2016.

³⁰ *Cfr.* delibera Aeegsi n. 609/2016 del 27 ottobre 2016.

termini, era data al sistema quale “esternalità positiva” degli esiti dei mercati elettrici, in quanto un numero sufficiente di impianti “usciva acceso” da questi ultimi.

26. Nel *periodo di osservazione*, invece, gli operatori interessati hanno modificato la strategia di offerta dei propri impianti nel *cluster* di Brindisi. In particolare, dal 27 marzo in poi, la società Enel Produzione ha iniziato a presentare, per le proprie UP disponibili dell'impianto di Brindisi Sud, inizialmente nei soli fine settimana e festivi, offerte a prezzi maggiori di quelli tradizionalmente praticati, con il risultato che le UP offerte risultavano accettate solamente nei giorni lavorativi e uscivano normalmente “spente” da MGP nei fine settimana e nei giorni festivi³¹. Dal 21 aprile al 15 giugno 2016, poi, Enel Produzione ha ulteriormente modificato la propria strategia di offerta, con la conseguenza che l'impianto di Brindisi Sud è uscito “spento” in esito ai mercati dell'energia anche nei giorni feriali (dal 16 giugno 2016 invece, quindi al termine del *periodo di osservazione*, Enel Produzione è tornata ad adottare una strategia di offerta sui mercati elettrici tale per cui l'impianto di Brindisi Sud è di nuovo uscito generalmente “acceso” a esito dei mercati all'ingrosso e dunque Terna non ha normalmente avuto bisogno di attivare UP su MSD per regolare la tensione nel *cluster*).

27. Tale mutamento nelle condotte di offerta di Enel Produzione nel *cluster* nel *periodo di osservazione* ha creato le condizioni per l'insorgenza di una domanda di Terna di accensione di impianti al minimo tecnico su MSD a fini di regolazione della tensione, creando di fatto il mercato di cui trattasi nel presente procedimento istruttorio.

28. Con riferimento al polo di Brindisi Sud di proprietà di Enel Produzione, va altresì tenuto in considerazione che alcune UP sono risultate indisponibili per parte (o tutto) il periodo di osservazione. In particolare, risulta che l'Unità 2 abbia subito un'avaria alla fine del mese di febbraio 2016 che ne ha determinato il fuori servizio per l'intero periodo (fino ad agosto 2016), che l'Unità 1 sia stata ferma almeno nei giorni dal 23 aprile al 21 maggio e dal 12 al 14 giugno 2016 e che l'Unità 4 lo sia stata almeno nei giorni dal 25 al 27 aprile e dal 25 maggio al 5 giugno 2016.

29. Sorgenia, come detto tipicamente dispacciata – prima del periodo d'osservazione - in esito ai mercati all'ingrosso nelle ore diurne dei giorni lavorativi e del sabato, a partire dal 27 marzo 2016 in diversi giorni non ha offerto a sua volta la capacità produttiva del proprio impianto su tali mercati; segnatamente, l'impianto di Modugno è stato offerto saltuariamente su MGP fino al 15 aprile, mentre non risultano offerte su tale mercato dal 16 aprile al 15 giugno 2016 (nel periodo di osservazione, la produzione dell'impianto è stata venduta in alcuni casi - residuali - su MI). L'impianto è stato quindi in tale periodo anch'esso frequentemente attivato da Terna su MSD (*cf. infra*).

³¹ Si ricorda che sui comportamenti di Enel Produzione nel periodo di osservazione nel *cluster* di Brindisi l'Autorità ha avviato – sempre il 29 settembre 2016 - il parallelo procedimento istruttorio A/498 A. Le considerazioni riportate nel presente Provvedimento relative alla condotta di offerta di Enel Produzione nel *cluster* di Brindisi nel *periodo di osservazione* rappresentano informazioni pubbliche o elaborazioni comunque compiute dagli Uffici sulla base di informazioni pubbliche.

b.2) Le offerte accettate su MSD ex-ante nel periodo di osservazione

30. La *Tabella 2* che segue rappresenta gli esiti di MSD *ex-ante* nel periodo di osservazione e riporta, per ciascun giorno interessato, le attivazioni di UP al minimo tecnico effettuate da Terna a fini di regolazione della tensione nel *cluster* di Brindisi³².

Tab. 2: Offerte di accensione al minimo tecnico da parte degli impianti del *cluster* di Brindisi accettate da Terna su MSD nel periodo di osservazione e relativo numero di ore di attivazione

Data	Giorno	Bds Sud UP 1	N.ore	Bds Sud UP 3	N.ore	Bds Sud UP 4	N.ore	Modugno	N.ore
27/03/2016	domenica					accettata	24	accettata	23
28/03/2016	lunedì					accettata	24	accettata	24
29/03/2016	martedì					accettata	7	accettata	12
30/03/2016	mercoledì								
31/03/2016	giovedì								
01/04/2016	venerdì								
02/04/2016	sabato					accettata	24	accettata	24
03/04/2016	domenica					accettata	24	accettata	24
04/04/2016	lunedì					accettata	8	accettata	14
05/04/2016	martedì								
06/04/2016	mercoledì								
07/04/2016	giovedì								
08/04/2016	venerdì								
09/04/2016	sabato			accettata	24			accettata	24
10/04/2016	domenica			accettata	24			accettata	24
11/04/2016	lunedì			accettata	8			accettata	16
12/04/2016	martedì							accettata	3
13/04/2016	mercoledì								
14/04/2016	giovedì								
15/04/2016	venerdì								
16/04/2016	sabato			accettata	24			accettata	24
17/04/2016	domenica			accettata	24			accettata	24
18/04/2016	lunedì			accettata	8			accettata	14

³² Si noti che non compare l'impianto di Enipower, che non necessita di attivazione su MSD in quanto, come già ricordato, è usualmente dispacciato in esito ai mercati all'ingrosso sull'intera giornata, nonché che non compare l'UP 2 dell'impianto di Brindisi Sud di Enel Produzione, come già osservato fuori servizio per avaria da fine febbraio a fine agosto 2016, quindi indisponibile per l'intero periodo di osservazione.

Data	Giorno	Bds Sud UP 1	N.ore	Bds Sud UP 3	N.ore	Bds Sud UP 4	N.ore	Modugno	N.ore
19/04/2016	martedì								
20/04/2016	mercoledì							accettata	24
21/04/2016	giovedì			accettata	24			accettata	17
22/04/2016	venerdì			accettata	24			accettata	17
23/04/2016	sabato			accettata	24			accettata	24
24/04/2016	domenica			accettata	24			accettata	24
25/04/2016	lunedì			accettata	24			accettata	24
26/04/2016	martedì			accettata	24			accettata	24
27/04/2016	mercoledì			accettata	24			accettata	24
28/04/2016	giovedì			accettata	24			accettata	24
29/04/2016	venerdì			accettata	24			accettata	24
30/04/2016	sabato			accettata	24			accettata	24
01/05/2016	domenica			accettata	24	accettata	7	accettata	24
02/05/2016	lunedì			accettata	24	accettata	8	accettata	24
03/05/2016	martedì			accettata	24			accettata	24
04/05/2016	mercoledì			accettata	24			accettata	24
05/05/2016	giovedì			accettata	24			accettata	24
06/05/2016	venerdì			accettata	24			accettata	24
07/05/2016	sabato			accettata	24	accettata	22	accettata	10
08/05/2016	domenica			accettata	24	accettata	24	accettata	24
09/05/2016	lunedì			accettata	24	accettata	24	accettata	10
10/05/2016	martedì			accettata	24	accettata	24	accettata	10
11/05/2016	mercoledì			accettata	24	accettata	24	accettata	8
12/05/2016	giovedì			accettata	24	accettata	24	accettata	8
13/05/2016	venerdì			accettata	24	accettata	24		
14/05/2016	sabato			accettata	24	accettata	24		
15/05/2016	domenica			accettata	24	accettata	24	accettata	20
16/05/2016	lunedì			accettata	24	accettata	24	accettata	8
17/05/2016	martedì			accettata	24	accettata	24		
18/05/2016	mercoledì			accettata	24	accettata	24		
19/05/2016	giovedì			accettata	24	accettata	24		

Data	Giorno	Bds Sud UP 1	N.ore	Bds Sud UP 3	N.ore	Bds Sud UP 4	N.ore	Modugno	N.ore
20/05/2016	venerdì			accettata	24	accettata	24		
21/05/2016	sabato			accettata	24	accettata	24	accettata	8
22/05/2016	domenica			accettata	24	accettata	24	accettata	24
23/05/2016	lunedì			accettata	24	accettata	24	accettata	8
24/05/2016	martedì	accettata	16	accettata	24	accettata	7		
25/05/2016	mercoledì	accettata	24	accettata	24			accettata	8
26/05/2016	giovedì	accettata	24					accettata	8
27/05/2016	venerdì	accettata	24	accettata	24				
28/05/2016	sabato	accettata	24	accettata	24			accettata	8
29/05/2016	domenica	accettata	24	accettata	24			accettata	24
30/05/2016	lunedì	accettata	24					accettata	8
31/05/2016	martedì	accettata	24					accettata	8
01/06/2016	mercoledì	accettata	24					accettata	8
02/06/2016	giovedì	accettata	24	accettata	24			accettata	24
03/06/2016	venerdì	accettata	24					accettata	8
04/06/2016	sabato			accettata	24			accettata	8
05/06/2016	domenica			accettata	24			accettata	24
06/06/2016	lunedì	accettata	24	accettata	24			accettata	8
07/06/2016	martedì			accettata	24	accettata	5	accettata	19
08/06/2016	mercoledì	accettata	24			accettata	24	accettata	8
09/06/2016	giovedì	accettata	24			accettata	24	accettata	8
10/06/2016	venerdì			accettata	24	accettata	24		
11/06/2016	sabato	accettata	8	accettata	24	accettata	24		
12/06/2016	domenica			accettata	24	accettata	24	accettata	8
13/06/2016	lunedì			accettata	24	accettata	24	accettata	8
14/06/2016	martedì			accettata	24	accettata	24		
15/06/2016	mercoledì			accettata	24	accettata	24		

Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

31. Si può osservare, sulla base di tali dati, che il contributo di Sorgenia alla regolazione della tensione nel *cluster* ha riguardato circa il 36% delle attivazioni di UP al minimo tecnico nel *periodo di osservazione*. Per quel concerne l'analisi relativa al numero di ore di attivazione di impianti al minimo tecnico, l'UP di Modugno di Sorgenia ha contribuito alla fornitura del servizio

di cui trattasi nel 29% del totale delle ore di funzionamento delle UP al minimo tecnico che sono state necessarie a Terna nel *cluster*, sempre con riferimento al *periodo di osservazione*³³.

b.3) La posizione di Sorgenia sul mercato nel periodo di osservazione

32. Il grafico seguente (*Grafico 1*) affina l'esame delle dinamiche di mercato nel *periodo di osservazione*, analizzando i casi di accettazione al minimo tecnico dell'impianto di Modugno tenendo conto degli assetti di mercato contestualmente realizzatisi in termini di domanda di UP accese nel *cluster* espressa da Terna su MSD (aggiuntive rispetto all'UP di Enipower) e in termini di UP disponibili del concorrente Enel Produzione³⁴.

33. Dal grafico emerge come la posizione dell'UP di Sorgenia nel *cluster* di Brindisi cambi nel corso di tale lasso temporale in corrispondenza dei due fattori menzionati (domanda di UP espressa da Terna e stato della disponibilità delle UP dell'impianto di Enel) e si osserva come, a fronte di tale modifica, la posizione di Sorgenia sia qualificabile in maniera diversa.

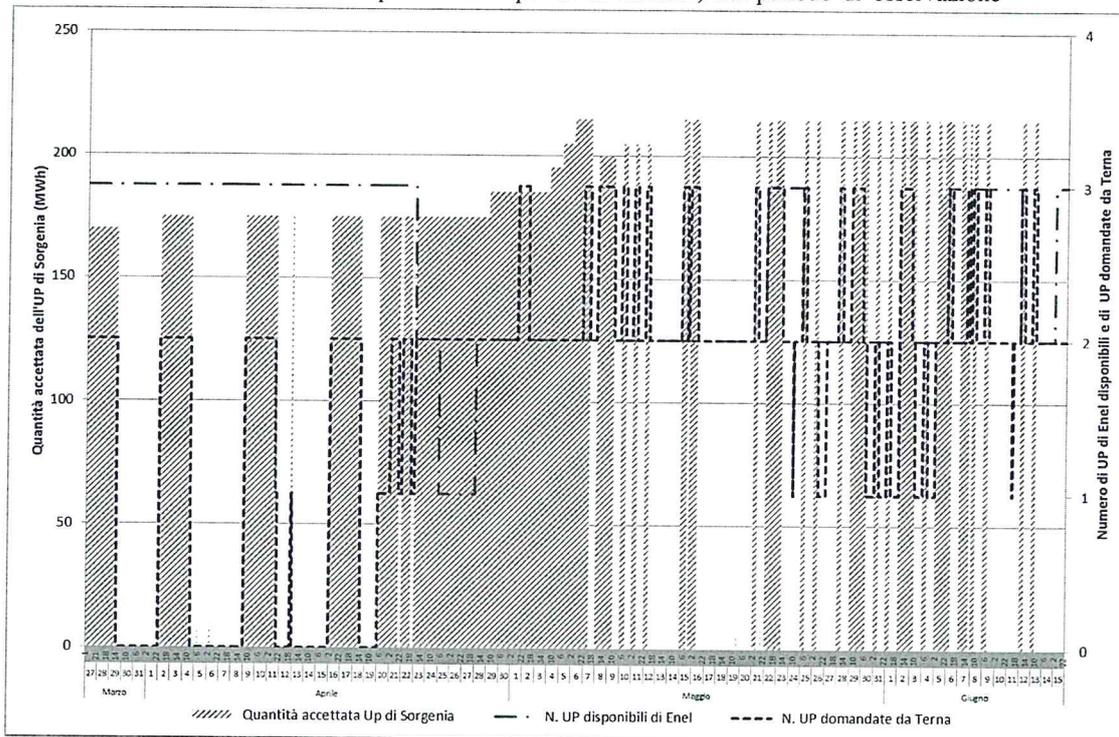
34. In particolare, nella prima parte del *periodo di osservazione* si registrano ore, concentrate tra il 27 marzo e il 24 aprile, in cui la possibilità per Sorgenia di ottenere l'accettazione delle sue offerte al minimo tecnico da parte di Terna dipende sostanzialmente dalla sua capacità di offrire prezzi più competitivi rispetto al concorrente Enel. In questo periodo, il numero di UP necessarie al TSO per garantire il servizio di regolazione della tensione oltre a quella di Edipower (due) è inferiore al numero di UP disponibili dell'impianto di Enel (tre) e pertanto l'UP di Sorgenia non risulta mai indispensabile a Terna per la fornitura del suddetto servizio.

35. Dal 24 aprile in poi, invece, si osserva che si verificano condizioni per cui l'impianto di Modugno è spesso indispensabile per Terna, dal momento che il numero di UP richieste dal TSO per la regolazione della tensione nel *cluster* è superiore al numero di UP di Enel disponibili, il che consente a Sorgenia di praticare prezzi elevati senza essere sottoposta a vincoli concorrenziali. Tuttavia, rileva osservare che anche in tali circostanze l'indispensabilità di Sorgenia per il TSO appare dipendere da Enel e non essere prevedibile per la Parte, nella misura in cui la stessa copre la domanda residuale per effetto dei vincoli di capacità cui è sottoposto giorno per giorno l'impianto del concorrente, elemento non noto e appunto non prevedibile per la società. Per completezza, si osserva che in questo sotto-periodo del 2016 vi è altresì la presenza di alcune ore in cui invece il numero di UP accese domandate da Terna oltre a quella di Enipower (due) è pari al numero di UP disponibili di Enel, risultando una parte del mercato contendibile. Infatti, se una delle UP di Enel viene certamente presa da Terna, la scelta in merito alla seconda UP da chiamare può ricadere alternativamente sull'altra UP di Enel o su quella di Sorgenia, decisione quest'ultima che dipende dalle strategie di prezzo dei due operatori.

³³ Si noti tuttavia che, come già ricordato, il numero minimo di ore di accensione di ogni impianto dipende dalle caratteristiche tecnologiche del medesimo (*cf.* prec. nota 22); si ritiene dunque più significativo il dato relativo al numero di accensioni/attivazioni di UP su MSD *ex-ante*.

³⁴ Si ricorda, a questo riguardo, che secondo le informazioni pubblicamente disponibili alcune UP facenti parte del polo di Brindisi Sud di proprietà di Enel Produzione sono risultate indisponibili per parte (o tutto) il periodo di osservazione. In particolare, risulta che l'Unità 2 abbia subito un'avaria alla fine del mese di febbraio 2016 che ne ha determinato il fuori servizio per l'intero periodo (fino ad agosto 2016), che l'Unità 1 sia stata ferma almeno nei giorni dal 23 aprile al 21 maggio e dal 12 al 14 giugno 2016 e che l'Unità 4 lo sia stata almeno nei giorni dal 25 al 27 aprile e dal 25 maggio al 5 giugno 2016.

Grafico 1. Accettazione al minimo tecnico dell'UP di Sorgenia, numero di UP disponibili di Enel e domandate da Terna (oltre all'impianto di Enipower di Brindisi) nel periodo di osservazione



Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

b.4) La strategia di offerta di Sorgenia su MSD ex-ante nel corso del 2016

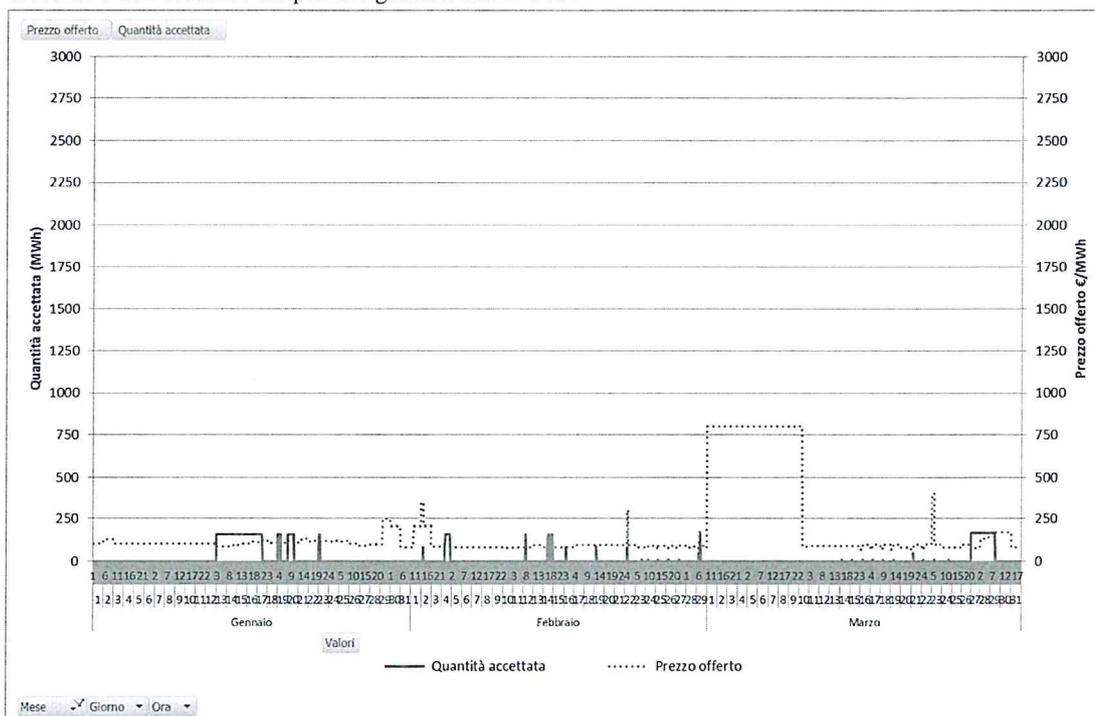
36. Con riferimento poi alla strategia di offerta di Sorgenia su MSD *ex-ante* nel corso dell'intero anno 2016, alla luce delle informazioni acquisite e delle analisi effettuate nella fase istruttoria, si possono osservare tre elementi fattuali di rilievo che consentono di inquadrare la posizione di mercato della società nell'offerta del servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico a fini di regolazione della tensione nel *cluster* di Brindisi: *i*) l'evolversi delle condizioni di mercato, *ii*) il cambiamento della strategia di offerta di Sorgenia e *iii*) l'adeguamento *ex-post* di quest'ultima al verificarsi di alcuni mutamenti nel quadro di riferimento nel corso dell'annualità.

37. In particolare, i grafici successivi consentono di identificare e rappresentare il differente ruolo rivestito dall'UP di Modugno nel *cluster* di Brindisi nel corso dell'anno a partire dall'osservazione dei prezzi offerti da Sorgenia e delle effettive accensioni dell'impianto da parte di Terna.

38. Il **Grafico 2** mostra che prima del *periodo di osservazione*, nei mesi di gennaio e febbraio 2016, Sorgenia ha offerto il minimo tecnico dell'UP di Modugno a prezzi in media di poco superiori a 100 €/MWh, e solo in casi eccezionali a prezzi pari o superiori a 250 €/MWh. In questo periodo, le chiamate di Terna si osservano pressoché esclusivamente in corrispondenza di prezzi offerti attorno ai 100 €/MWh e solo in un paio di casi, che si registrano nel mese di febbraio, in corrispondenza di prezzi superiori a 250 €/MWh. Per contro, sempre sulla base dei dati riportati

nel *Grafico 2*, si osserva che già nella prima metà del mese di marzo, e dunque in una fase ancora antecedente al *periodo di osservazione*, Sorgenia ha iniziato a presentare offerte a prezzi molto elevati, che hanno raggiunto picchi di 750 €/MWh, offerte che tuttavia non vengono accettate da Terna. In generale, dunque, da gennaio fino alla fine di marzo non si riscontrano per Sorgenia le condizioni che le consentono di esercitare potere di mercato, pur effettuando la società alcuni tentativi di offrire il minimo tecnico dell'UP di Modugno a prezzi particolarmente elevati.

Grafico 2. Offerte al minimo tecnico dell'impianto di Modugno di Sorgenia su MSD *ex-ante* accettate e non accettate nel periodo gennaio-marzo 2016³⁵



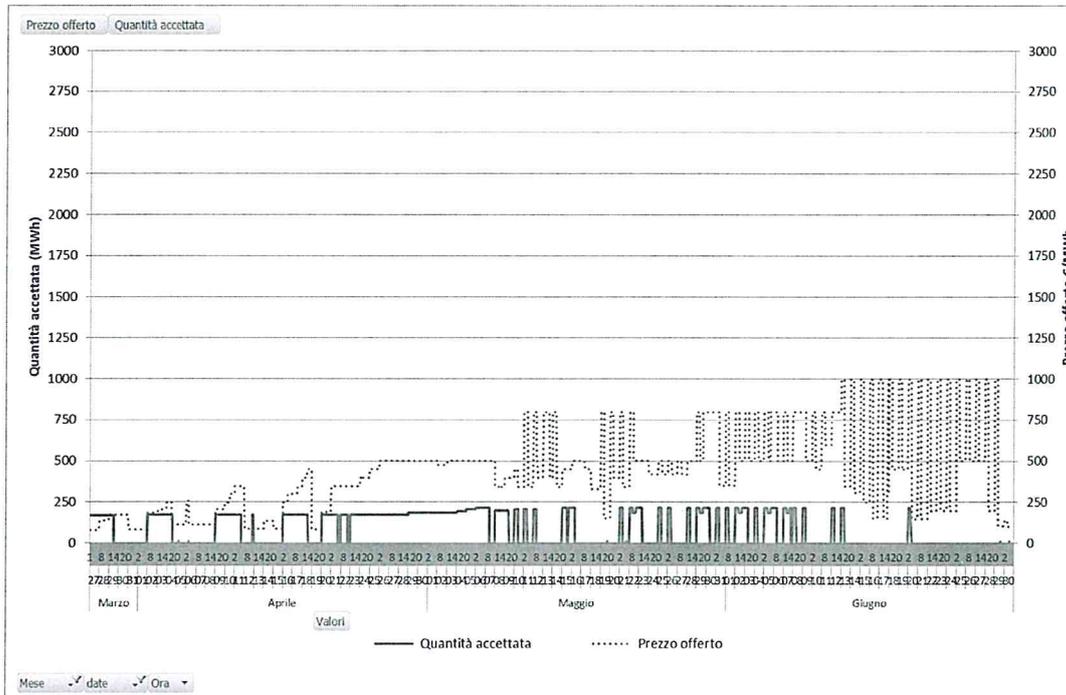
Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

39. Il successivo *Grafico 3*, che riporta prezzi offerti e quantità accettate dell'UP di Modugno tra fine marzo e giugno 2016, e dunque relativi principalmente al *periodo di osservazione*, mette in luce come, da un lato, le offerte di Sorgenia tra la fine di marzo e la fine di aprile aumentino progressivamente fino ad arrivare a 500 €/MWh, e dall'altro lato come tali offerte contestualmente inizino ad essere accettate da Terna. Nei mesi di maggio e di giugno si consolida l'opportunità per Sorgenia di erogare il servizio di accensione dell'UP di Modugno a livelli di prezzo ancora più elevati, fino al picco pari a 999 €/MWh osservato il giorno 13 giugno. A fronte delle chiamate di Terna del periodo precedente, Sorgenia nella seconda metà di giugno, e dunque una volta concluso

³⁵ Si noti, per tutti i Grafici da 2 a 5 presentati nel testo, che il prezzo massimo riportato sulla verticale destra, pari a 3.000 euro/MWh, corrisponde al prezzo massimo indicabile dagli operatori su MSD secondo le regole di mercato vigenti.

il *periodo di osservazione*, continua a provare a offrire il minimo tecnico dell'impianto anche a 1000 €/MWh, ma le condizioni di mercato sono nel frattempo cambiate (ovvero in particolare, Enel Produzione ha "riacceso" il proprio impianto su MGP) e l'UP di Modugno rimane spenta in tutta la seconda metà del mese (con l'unica eccezione del giorno 20 giugno).

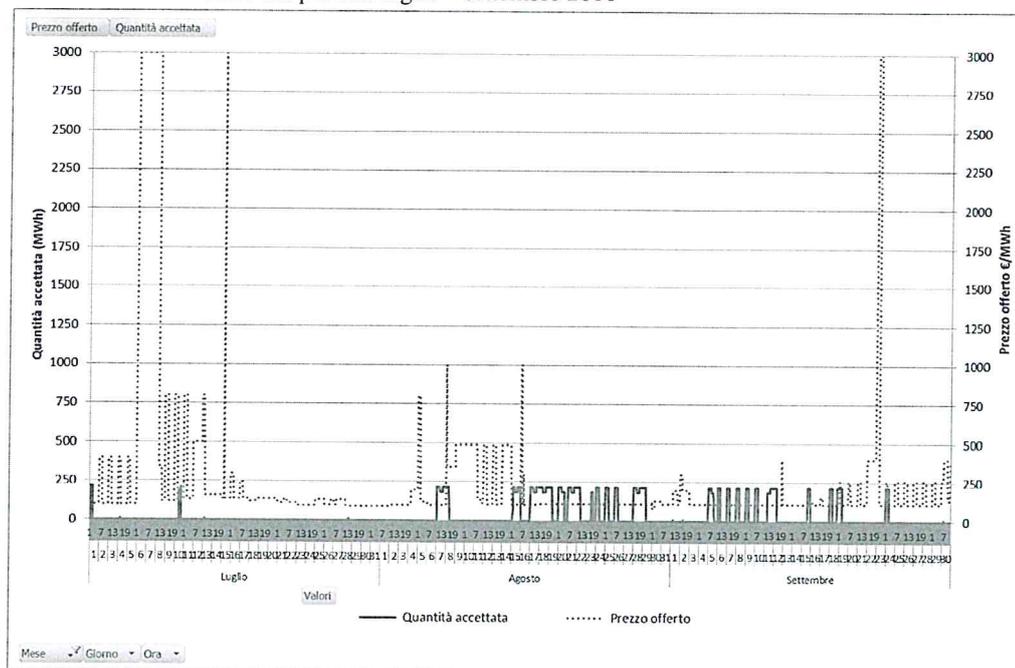
Grafico 3. Offerte al minimo tecnico dell'impianto di Modugno di Sorgenia su MSD *ex-ante* accettate e non accettate nel periodo fine marzo – giugno 2016



Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

40. Nella prima metà di luglio (cfr. *Grafico 4*, periodo luglio – settembre 2016), poi, Sorgenia tenta ancora di offrire il minimo tecnico dell'impianto a prezzi molto elevati benché inferiori (tranne il 1° luglio) ai 1000 €/MWh osservati nel periodo precedente. Non ottenendo l'accettazione delle offerte da parte di Terna, nella seconda metà di luglio la strategia di prezzo di Sorgenia ritorna sostanzialmente, pur con delle rare eccezioni, quella antecedente al *periodo di osservazione* e solo in alcune circostanze le sue offerte vengono accettate su MSD. In questo periodo, in particolare, anche a fronte di prezzi offerti di poco superiori a 100 €/MWh, l'UP di Modugno raramente viene chiamata da Terna a fini di regolazione della tensione. Ad agosto e a settembre 2016 Sorgenia tenta ancora in rari casi di praticare prezzi particolarmente elevati, pari a 1000 €/MWh ad agosto e addirittura a 3000 €/MWh a settembre, ma le (saltuarie) chiamate di Terna si registrano soltanto in occasione della formulazione di offerte a prezzi che si aggirano intorno ai 100 €/MWh.

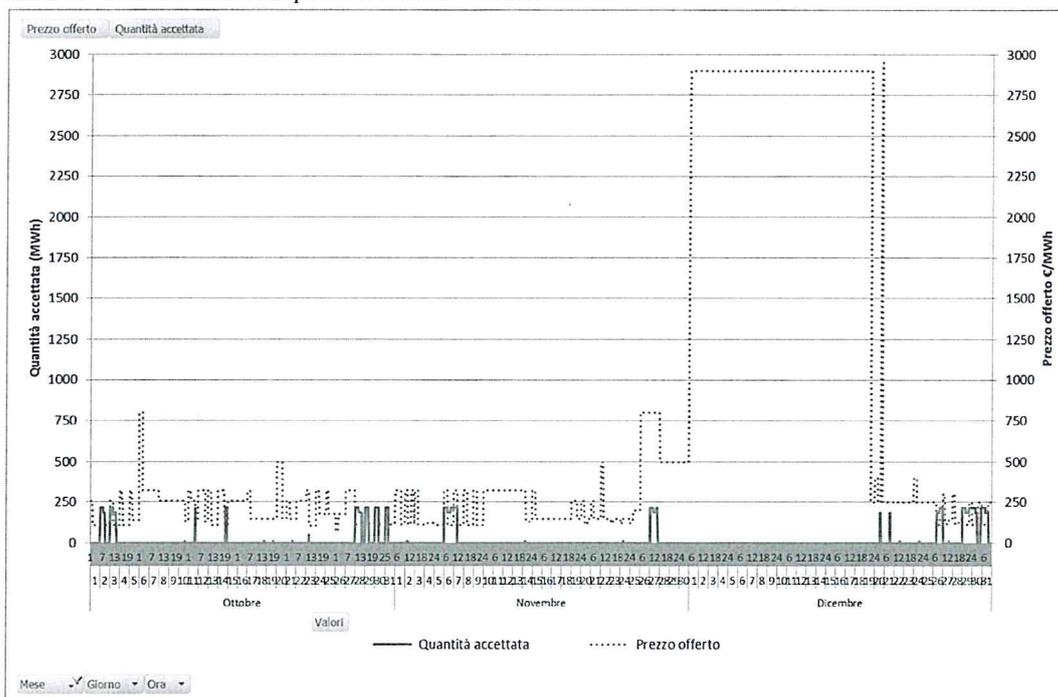
Grafico 4. Offerte al minimo tecnico dell'impianto di Modugno di Sorgenia su MSD *ex-ante* accettate e non accettate nel periodo luglio – settembre 2016



Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

41. La sopravvenuta assenza dei presupposti per ulteriormente esercitare potere di mercato da parte di Sorgenia si delinea infine ancora più marcatamente nell'ultimo trimestre 2016 (cfr. successivo *Grafico 5*), quando il minimo tecnico dell'UP di Modugno viene offerto stabilmente a prezzi in linea con quelli antecedenti il *periodo di osservazione* ma solo raramente l'impianto viene acceso da Terna su MSD. In altri termini, vengono meno le condizioni per le quali l'UP di Sorgenia era risultata idonea e in alcuni situazioni indispensabile ai fini di garantire il servizio di regolazione della tensione nel *cluster* di Brindisi, verificatesi invece in precedenza in alcuni momenti dell'anno (e in particolare, come visto, nel corso del *periodo di osservazione*).

Grafico 5. Offerte al minimo tecnico dell'impianto di Modugno di Sorgenia su MSD *ex-ante* accettate e non accettate nel periodo ottobre – dicembre 2016



Fonte: elaborazioni AGCM su dati pubblici GME

IV. Le Argomentazioni della Parte

42. La Parte del presente procedimento istruttorio, Sorgenia S.p.a., dopo aver preliminarmente rappresentato la posizione particolare e delicata in cui versa, essendo in corso un processo di ristrutturazione aziendale, ha poi argomentato in merito alle contestazioni mosse con l'atto di avvio del procedimento, in primo luogo affermando che non ritiene di detenere nel mercato rilevante una posizione dominante qualificabile ai sensi dei consolidati principi della normativa e giurisprudenza *antitrust*.

43. In particolare, nel caso di specie, per quanto riguarda i fattori strutturali tradizionalmente analizzati come primo indicatore della possibile sussistenza di una posizione di dominanza, la quota di mercato della società nel mercato dei servizi di dispacciamento MSD *ex-ante* sarebbe lontana rispetto alle soglie tipicamente considerate a fini *antitrust* quali indicatori della sussistenza di una posizione dominante in capo all'operatore, sia in termini di capacità installata che in termini di energia elettrica venduta.

44. Secondo Sorgenia, poi, un ulteriore fattore strutturale che consentirebbe di escludere che possa essere considerata dominante sui mercati rilevanti sarebbe rappresentato dalla posizione dell'UP di Modugno sotto il profilo tecnologico, in quanto gli impianti a gas c.d. CCGT pur essendo impianti efficienti ed ambientalmente sostenibili, non trovano "spazio" nelle attuali condizioni di mercato.

45. Peraltro, sempre sul tema della dominanza, Sorgenia ha sottolineato che non avrebbe avuto capacità di comportarsi “in maniera indipendente dai clienti e dai concorrenti”, avendo una visibilità della situazione e della domanda di Terna estremamente limitata e dipendendo in ultima analisi dal comportamento del principale operatore nell’area di riferimento per poter essere chiamata dal TSO ad offrire servizi su MSD, mercato oggetto del procedimento istruttorio.

46. Infine, la Parte ha tenuto a precisare che non potrebbe essere considerata “dominante” nel mercato rilevante neanche ai sensi della normativa di settore, in quanto mai individuata come indispensabile da parte di Terna e, di conseguenza, mai assoggettata al regime regolamentare di essenzialità di cui alla delibera Aeegsi n. 111/06 e ciò neppure con riferimento all’anno 2017, ovvero a seguito dei fatti oggetto del procedimento, laddove è noto il riconoscimento per il medesimo anno 2017 dell’essenzialità dell’impianto di Brindisi Sud di Enel Produzione da parte dell’Autorità per l’energia (*cf.* delibera n. 609/2016).

47. In conclusione, quindi, la società non potrebbe essere considerata detenere una posizione dominante sui mercati rilevanti oggetto del procedimento né sulla base dei tradizionali parametri *antitrust*, né sulla base della disciplina specifica del settore elettrico.

48. In via di mero subordine, Sorgenia ha poi ulteriormente argomentato circa la non qualificabilità della condotta contestata dall’Autorità con l’atto di avvio dell’istruttoria quale condotta abusiva ai sensi *antitrust*. Il comportamento di offerta della società con riferimento all’impianto di Modugno nel periodo di osservazione, infatti, sia su MGP che su MSD, risulterebbe sia assolutamente ragionevole alla luce delle peculiari caratteristiche del mercato elettrico nazionale sia del tutto giustificato e coerente con le condotte di offerta di Sorgenia anche nel passato.

V. valutazioni

a. Il mercato rilevante

49. Secondo l’orientamento dell’Autorità, i diversi mercati nei quali si commercializza l’energia elettrica – in particolare, MGP e MSD - costituiscono mercati del prodotto distinti³⁶. In particolare, nel caso di specie, il mercato rilevante è il c.d. MSD *ex-ante*, all’interno del quale è poi possibile circoscrivere ulteriormente i mercati a seconda della tipologia di servizio richiesto da Terna, nel caso in analisi venendo in rilievo il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico a fini di regolazione della tensione in un dato ambito di rete.

50. A livello geografico, nella misura in cui un vincolo di rete che si manifesti con una certa frequenza può essere risolto solo da uno specifico sottoinsieme (c.d. *cluster*) di impianti, il vincolo di rete stesso circoscrive il mercato rilevante, in quanto per definizione solo gli impianti che ne fanno parte possono risolverlo e quindi non sono sostituibili con altri impianti di aree limitrofe. Per quel che rileva in questa sede, a fini di regolazione della tensione nell’area di Brindisi, Terna deve necessariamente approvvigionarsi da UP abilitate a presentare offerte su MSD *ex-ante* che siano localizzate nella stessa zona, dando luogo al c.d. “*cluster* di Brindisi”.

51. Il mercato rilevante per il caso di specie va quindi individuato nel servizio di accensione impianti al minimo tecnico che Terna approvvigiona su MSD *ex-ante* a fini di regolazione della tensione nel *cluster* di Brindisi, il quale – come rappresentato nella parte fattuale - può essere

³⁶ *Cfr.* ad esempio provvedimento dell’Autorità n. 23623 del 30 maggio 2012, caso I736 – Repower Italia prezzo dispacciamento energia elettrica Centro-Sud.

fornito dalle seguenti sei unità produttive: l'UP di Modugno, di proprietà di Sorgenia; quattro UP di Brindisi Sud, di proprietà di Enel Produzione; una UP di Brindisi, di proprietà di Enipower.

52. Rispetto a tale assetto dell'offerta, le varie configurazioni di mercato, giorno per giorno e ora per ora, sono date, oltre che dagli esiti dei mercati all'ingrosso, dalle effettive esigenze di Terna per ogni assetto di rete. In particolare, come mostrato in fatto, per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi Terna necessita generalmente di almeno due UP in servizio al "minimo tecnico" per l'intera giornata (24 ore), e un'ulteriore UP in servizio quantomeno nelle ore di basso carico (tendenzialmente ore notturne e festive). Si ribadisce che nel periodo dal 27 marzo al 15 giugno 2016 ("periodo di osservazione"), Terna ha in realtà avuto un fabbisogno maggiore e segnatamente pari nella generalità dei casi ad almeno 3 UP sulle 24 ore a partire dal 27 marzo 2016, a cui si è aggiunta la richiesta di un'ulteriore UP nelle ore di basso carico a partire dal 7 maggio.

b. Il pregiudizio al commercio intraeuropeo

53. Il pregiudizio al commercio intraeuropeo costituisce il presupposto necessario al fine di valutare una fattispecie presuntivamente abusiva ai sensi dell'art. 102 TFUE. Nel caso di specie, si ritiene che le condotte analizzate siano state potenzialmente idonee ad arrecare un pregiudizio al commercio tra Stati Membri in quanto, incidendo sui costi di approvvigionamento di Terna e quindi sulla bolletta elettrica, risultano suscettibili non solo di determinare effetti negativi sui consumatori finali, ma anche di produrre un incremento differenziale dei costi di produzione delle imprese attive sul territorio nazionale rispetto a quelle attive in altri Stati membri. In questo senso, si ritiene che la corretta base giuridica per la loro valutazione sia l'art. 102 TFUE.

c. L'insussistenza della posizione dominante in capo a Sorgenia

54. Secondo consolidata giurisprudenza *antitrust* comunitaria e nazionale, la posizione dominante è quella "situazione di potenza economica grazie alla quale l'impresa che la detiene è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato di cui trattasi ed ha la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei suoi concorrenti, dei suoi clienti e, in ultima analisi, dei consumatori. Siffatta posizione, a differenza di una situazione di monopolio o di quasi monopolio, non esclude l'esistenza di una certa concorrenza, ma pone la ditta che la detiene in grado, se non di decidere, almeno di influire notevolmente sul modo in cui si svolgerà detta concorrenza e, comunque, di comportarsi sovente senza doverne tener conto e senza che, per questo, simile condotta le arrechi pregiudizio"³⁷.

55. Allo scopo di determinare l'esistenza di una posizione dominante, anche in accordo con la prassi decisionale della Commissione europea, è necessario partire da un'osservazione della struttura del mercato, avendo in particolare riguardo ai seguenti fattori: (i) le pressioni imposte dai concorrenti effettivi e loro posizione sul mercato (posizione di mercato dell'impresa dominante e dei suoi concorrenti); (ii) le pressioni imposte dalla minaccia credibile di una futura espansione dei concorrenti effettivi o dell'ingresso sul mercato di concorrenti potenziali (espansione e ingresso sul mercato) e (iii) le pressioni imposte dalla forza negoziale dei clienti (potere contrattuale dell'acquirente), fattori – questi ultimi – di cui la Commissione tiene conto laddove risulti

³⁷ Cfr. – *ex multis* – Sentenza della Corte di giustizia del 13 febbraio 1979, causa 85/76, *Hoffmann-La Roche*, par. 38-39.

accertata l'esistenza di una posizione dominante in forza di un'analisi statica della concorrenza nel mercato ai sensi del punto *sub (i)*³⁸.

56. Con riferimento al caso di specie, come primo indicatore strutturale, si osserva il dato per cui – in termini di capacità installata disponibile nel *cluster* di Brindisi - Sorgenia detiene una quota di mercato pari al 18% (*cf.* precedente par. 21³⁹).

57. Va altresì tenuto in considerazione che nella sua indagine settoriale sul settore energetico, la Commissione ha ritenuto che l'analisi degli indici di concentrazione tradizionali può essere completata da alcuni indici specifici per il settore in questione e che, a tal fine, può essere interessante valutare in che misura un operatore è indispensabile per rispondere alla domanda in un determinato arco temporale⁴⁰.

58. Data la peculiarità del servizio richiesto da Terna che definisce il mercato nel caso di specie, ovvero l'accensione di impianti produttivi al minimo tecnico, non è dunque determinante la potenza massima delle UP, quanto il numero di casi/ore in cui le varie UP, e in particolare l'UP di Sorgenia, sia risultata necessaria ai fini della regolazione della tensione nell'area di Brindisi, ossia quando sia accaduto che le altre UP disponibili non erano sufficienti per soddisfare la domanda di Terna in quella determinata configurazione di rete.

59. In particolare, come risulta dalla *Tabella 2* presentata in fatto, rileva in primo luogo che Sorgenia è stata chiamata da Terna solo nel 36% dei casi e nel 29% del totale delle ore di funzionamento di UP al minimo tecnico su MSD nel *periodo di osservazione*.

60. Dall'istruttoria è emerso inoltre che gli esiti delle offerte di Sorgenia sono sempre dipesi da fattori esterni all'impresa, in gran parte riconducibili al comportamento del concorrente Enel Produzione. In primo luogo, infatti, la possibilità stessa che si crei una domanda per l'impianto di Sorgenia sul mercato dei servizi di dispacciamento relativamente al *cluster* di Brindisi dipende dalle decisioni di Enel Produzione in merito all'offerta del proprio impianto di Brindisi Sud nel mercato all'ingrosso. Inoltre, anche una volta che le decisioni di Enel Produzione abbiano generato la domanda di Terna sul mercato dei servizi, gli esiti delle offerte di Sorgenia su tale mercato dipendono, oltre che dal livello della domanda di Terna, anche dalla disponibilità di UP del medesimo impianto di Enel Produzione e dal prezzo offerto da quest'ultima. Come mostrato nella parte fattuale, infatti, le offerte di Sorgenia sono state accettate da Terna prevalentemente in momenti in cui due UP (su quattro) di Enel Produzione risultavano indisponibili.

61. Sulla base delle analisi svolte, quindi, il comportamento assunto da Sorgenia nel *periodo di osservazione* appare qualificabile come un adattamento dinamico all'evolversi delle condizioni di

³⁸ *Cfr.* Commissione europea, Orientamenti sulle priorità della Commissione nell'applicazione dell'art. 82 TCE [oggi, 102 TFUE], COM/2008/0832 def, par. 12.

³⁹ Sebbene, come già affermato nella parte fattuale, si tratti di un indicatore di non centrale rilevanza nel caso di specie, in quanto il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico in analisi non è funzione della potenza in esercizio quanto del numero di UP attive in una data ora e in un dato *cluster*.

⁴⁰ La Commissione ritiene che il carattere indispensabile di un operatore può essere, ad esempio, misurata dal cd. *Pivotal Supplier Index*, che rappresenta la percentuale di ore nelle quali un operatore è indispensabile per il mercato, ossia quando la somma delle altre capacità disponibili degli altri operatori attivi nel mercato rilevante non è sufficiente per soddisfare la domanda di mercato in quella determinata ora (*Cfr.* Commissione europea, "Report on Energy Sector Inquiry", SEC (2006)1724, 10 gennaio 2007, par. 1009-1012). Anche nella propria Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22, provvedimento n. 14031 del 29 febbraio 2005), l'Autorità ha messo in relazione il concetto di dominanza *antitrust* con quello, utilizzato tipicamente dal regolatore, di indispensabilità dell'operatore di mercato ai fini del soddisfacimento della domanda (*cf.*, ad esempio, par. 134 ss.).

domanda espressa da Terna e delle condizioni di offerta dell'impianto di Brindisi di Enel Produzione nell'ambito di un "gioco ripetuto", quali possono essere considerate le sessioni successive dei mercati elettrici (nel caso di specie, di MSD *ex-ante*) giorno dopo giorno. Nella prima parte del *periodo di osservazione* infatti, ad esempio, Sorgenia ha mostrato di apprendere - dall'osservazione degli esiti di mercato dei primi giorni del periodo suddetto - le nuove esigenze di Terna nelle mutate condizioni di offerta e la linea di condotta adottata da Enel Produzione, adattandosi dinamicamente alle medesime. In particolare, in tale lasso temporale Sorgenia ha progressivamente aumentato il prezzo di offerta del minimo tecnico dell'UP di Modugno su MSD a fronte dell'osservato successo, in quel frangente, della propria strategia. Tale processo di apprendimento dinamico, tuttavia, si è realizzato in un contesto nel quale l'incertezza, ancorché fortemente ridotta, sul verificarsi di volta in volta delle sopra menzionate condizioni di mercato, non ha consentito a Sorgenia di comportarsi senza tenere conto delle possibili pressioni concorrenziali esercitabili da Enel, non essendo in grado la società, al momento di formulare le proprie offerte su MSD, di conoscere *ex ante* il suo eventuale ruolo di indispensabilità. In altri termini, il potere di mercato esercitato da Sorgenia nel periodo in esame è stato il frutto dell'osservazione *ex post* degli esiti di mercato, non derivando, viceversa, da condizioni strutturali che le consentivano di comportarsi in modo sistematicamente indipendente dall'altro operatore.

62. L'assenza di tali condizioni strutturali di mercato si evince anche dal fatto che il *periodo di osservazione* è stato interessato da dinamiche di mercato del tutto anomale, definite da esiti di MGP difforni rispetto al passato per quanto riguarda le UP dell'impianto di Brindisi Sud. L'eccezionale evoluzione del mercato ha di fatto "generato" una maggiore domanda di Terna di servizi di regolazione della tensione su MSD *ex-ante*, esito non riconducibile alla condotta di Sorgenia né in alcun modo da essa controllabile. Tale circostanza, unitamente alla indisponibilità di alcune UP di Enel e ai prezzi offerti da quest'ultimo operatore, rileva sotto il profilo della mancanza di indipendenza di comportamento, nonché di stabilità e durevolezza, del potere di mercato riconducibile a Sorgenia⁴¹.

63. In ultima analisi, per i motivi fin qui esposti, il *periodo di osservazione* è consistito in un arco temporale, peraltro relativamente breve, nel quale - come si è avuto già modo di sottolineare - Sorgenia ha potuto giocare un ruolo decisivo per la chiusura del mercato MSD *ex-ante* per il TSO solo in un insieme non particolarmente significativo di circostanze; infine, terminato tale periodo, le condotte dell'operatore concorrente Enel Produzione sono tornate a far sì che generalmente il proprio impianto "uscisse acceso" da MGP, venendo meno i presupposti per la stessa esistenza del mercato rilevante.

64. Né sussiste come più volte detto in capo a Sorgenia la possibilità di "riaprire" tale mercato, dal momento che la condotta di offerta dell'operatore dell'energia prodotta dall'impianto di Modugno sui mercati all'ingrosso non è in grado - in assenza di contestuali condotte di altri operatori - di ingenerare la domanda per Terna di servizi di accensione di UP al minimo tecnico ai fini di regolazione della tensione nel *cluster*. L'estensione dell'analisi ai dati relativi agli esiti dei mercati nell'intero anno 2016, mostrata nella parte in fatto, appare idonea a confermare ulteriormente

⁴¹ Sul requisito della stabilità e della durevolezza della posizione dominante, *cfr.* ad esempio sentenza della Corte di giustizia del 13 febbraio 1979, causa 85/76, *Hoffmann-La Roche*, cit., par. 41. *Cfr.* anche Commissione europea, Orientamenti sulle priorità della Commissione nell'applicazione dell'art. 82 TCE [oggi, 102 TFUE], cit..

come le particolari condizioni sussistenti nel *periodo di osservazione* non abbiano avuto ulteriore significativa ricorrenza nel corso dell'annualità.

65. Per completezza, infine, rileva che nell'ambito delle valutazioni compiute annualmente da Terna - soggetto che esprime la domanda nel mercato di cui trattasi - per individuare gli impianti ritenuti singolarmente indispensabili da segnalare al regolatore ai fini dell'eventuale ammissione al regime di essenzialità, quello di Sorgenia non è mai risultato fra questi.

66. Alla luce di queste considerazioni, è possibile dunque concludere che Sorgenia, ancorché le sue offerte si siano rivelate indispensabili in ipotesi circoscritte e del tutto incerte, non abbia nel mercato di cui trattasi, *“la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei suoi concorrenti, dei suoi clienti e, in ultima analisi, dei consumatori”*, né altrimenti di *“influire notevolmente sul modo in cui si svolgerà detta concorrenza ... comporta [ndosi] sovente senza doverne tener conto”*⁴².

67. Pertanto, nel corso del procedimento istruttorio non sono emersi elementi idonei a comprovare una posizione dominante in capo a Sorgenia S.p.a. e, dunque, non risulta nel caso di specie verificata la sussistenza dei presupposti necessari a valutare le condotte della Parte ai sensi dell'art. 102 TFUE.

Tutto ciò premesso e considerato;

DELIBERA

che in base alle informazioni disponibili sono venuti meno i motivi di intervento nei confronti di Sorgenia S.p.a. in relazione alle condotte contestate ai sensi dell'art. 102 TFUE.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge n. 287/90, entro il termine di 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 presente provvedimento sarà notificato alla Parte e pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE

Giovanni Pitruzzella

⁴² Cfr. Sentenza della Corte di giustizia del 13 febbraio 1979, causa 85/76, *Hoffmann-La Roche*, cit., parr. 38-39.