

FORMULARIO PER LA PRESENTAZIONE DI IMPEGNI
EX ART. 14-TER L. 287/1990

VERSIONE DEFINITIVA

I. NUMERO DEL PROCEDIMENTO

A498A. *Enel, Prezzi servizi di dispacciamento area Brindisi*

II. PARTE DEL PROCEDIMENTO

Enel Produzione S.p.A. ("EP")

III. FATTISPECIE CONTESTATA

Con provvedimento deliberato in data 29.9.2016 n. 26176 ("provv. d'avvio"), su segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ("AEEGSI") l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("Autorità") ha avviato un'istruttoria per accertare eventuali condotte di EP in violazione dell'art. 102 TFUE.

I comportamenti investigati interesserebbero i mercati della vendita all'ingrosso di energia elettrica – ossia il mercato del giorno prima ("MGP") e infra-giornaliero ("MI") – e il mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD").

Secondo il provv. d'avvio, nel periodo 27.3-15.6.2016 Terna S.p.A. ("Terna") sarebbe stata "*in una situazione di dipendenza*" da almeno un'unità produttiva ("UP") dell'impianto di EP di Brindisi Sud ("Impianto"), per il "*servizio di regolazione della tensione nell'area di Brindisi*". Lo status di "*partner obbligatorio*" di EP sarebbe "*sufficiente a ipotizzarne la relativa posizione dominante*" (§13).

In queste circostanze "*sembra*" che EP "*possa aver fatto leva sulla propria posizione di controparte commerciale obbligatoria per imporre a Terna prezzi eccessivi [nel MSD], che appaiono privi di proporzione rispetto al costo del servizio offerto*". La "*natura iniqua*" dei prezzi praticati emergerebbe da "*un confronto con i prezzi offerti dalla stessa [EP] per il medesimo servizio in passato (con riferimento alla potenza a salire rispetto al minimo tecnico che veniva resa disponibile su MSD a circa 80 €/MWh), nonché da un confronto effettuato – con i dovuti aggiustamenti – con i prezzi praticati su MGP per la stessa commodity; a tal proposito, si osserva che il prezzo unitario più alto offerto da EP su MSD e accettato da Terna nel periodo oggetto di segnalazione è stato pari a 420 €/MWh, e dunque di circa 10 volte superiore rispetto al prezzo medio all'ingrosso nella zona Centro-sud nello stesso periodo di riferimento*" (§15).

Secondo il provv. d'avvio, queste condotte potrebbero integrare una fattispecie di prezzi eccessivi in violazione dell'art. 102 TFUE.

IV. MERCATI INTERESSATI

Sempre secondo il provv. d'avvio, ai fini delle condotte ipotizzate rileverebbero: (i) il mercato della vendita all'ingrosso di energia elettrica (MGP e MI) nell'area Centro-Sud Italia; (ii) il MSD della zona di Brindisi.

V. DESCRIZIONE DEGLI IMPEGNI PROPOSTI

Benché certa di aver rispettato l'art. 102 TFUE, con spirito collaborativo, in data 13.2.2017, EP ha presentato la propria proposta di impegni *ex art. 14-ter* l. n. 287/1990 ("Impegni"), per superare le preoccupazioni concorrenziali ipotizzate nel provv. d'avvio.

Con provvedimento n. 26421 dell'1.3.2017, l'Autorità ha considerato gli Impegni non manifestamente infondati e ne ha disposto la pubblicazione, avvenuta il 7.3.2017 (Bollettino n. 9/2017) dando termine al 6.4.2017 per la presentazione di eventuali osservazioni di terzi. Ha fissato, inoltre, il termine del 6.5.2017 per la presentazione di eventuali osservazioni da parte di EP e/o Enel S.p.A.

Esercitato il diritto di accesso agli atti, EP ha preso visione delle osservazioni pervenute dai terzi nell'ambito del *market test*. Dopo aver presentato le proprie controdeduzioni, EP ha comunque introdotto modifiche accessorie agli Impegni, strettamente connesse all'esito del *market test*.

Come previsto dal citato art. 14-ter, comma 1, gli Impegni, anche così modificati, non costituiscono un riconoscimento neanche indiretto di responsabilità ai sensi dell'art. 102 TFUE e non esprimono acquiescenza ai contenuti del provv. d'avvio, che EP si riserva di contestare in qualsiasi sede.

i. Impegni strutturali

Non applicabili.

ii. Impegni comportamentali

In via preliminare, si rileva che la delibera dell'AEEGSI n. 111 del 9.6.2006 ("Delibera 111/06"), come modificata con delibere AEEGSI nn. 52/09 e 161/10 (in attuazione dell'art. 3, comma 11, lett. a), d.l. n. 185/2008, convertito con modificazioni dalla l. n. 2/2009), disciplina il reintegro dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Come richiesto dalla normativa primaria, la Delibera 111/06 ha l'obiettivo di "*assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e una equa remunerazione dei produttori*". Essa consente una integrale copertura dei costi associati al funzionamento dell'impianto ammesso al regime di reintegro¹.

In attuazione di tale delibera e coerentemente con la prassi applicativa seguita dall'AEEGSI nei casi di ammissione al regime di reintegro dei costi, EP ha stimato i costi fissi necessari all'esercizio dell'impianto per il 2017, il 2018 e il 2019, che risultano rispettivamente pari a circa € ██████████, € ██████████ e € ██████████. Sempre ai sensi della Delibera 111/06, i costi totali dell'impianto includono anche i c.d. costi variabili

¹ I costi complessivi di un impianto riconosciuti dalla Delibera 111/06 includono costi di natura variabile (combustibile e logistica, oneri di dispacciamento, additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento di rifiuti e residui di combustione, permessi ai sensi dell'*EU emission trading scheme*) e fissa (costi operativi diretti e indiretti, quote di ammortamento, remunerazione del capitale investito).

riconosciuti, che comprendono il costo del combustibile e tutte le ulteriori voci di costo il cui ammontare varia in funzione della produzione.

I criteri fissati dall'AEEGSI consentono dunque di individuare un livello equo di redditività, intesa come differenza tra ricavi totali e costi variabili riconosciuti, che complessivamente consenta il recupero dei costi fissi nell'ammontare sopra indicato.

Con il seguente **Impegno n. 1**, EP intende autolimitare la redditività dell'Impianto rispetto ai suddetti valori di equa remunerazione, riducendola di circa € 184 milioni per il 2017, € 165 milioni per il 2018 e €158 milioni per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa € 507 milioni in tre anni.

Impegno n. 1.

1.1. EP garantirà che i ricavi annuali complessivamente ottenuti al termine dell'anno solare di riferimento per l'energia e i servizi offerti dall'Impianto sul MGP, MI e MSD, al netto dei costi variabili riconosciuti ai sensi della Delibera 111/06 ("CVR"), saranno non superiori a € [240-270] milioni per ciascuno degli anni 2017², 2018 e 2019.

1.2. Per ogni anno interessato dall'attuazione dell'Impegno n. 1.1, entro 120 giorni dall'approvazione del bilancio EP presenterà una relazione dettagliata dei costi e ricavi dell'Impianto, certificata da una primaria società di revisione contabile ("Relazione"), nominata secondo le procedure di cui all'Art. 1. La Relazione fornirà un'esposizione dei ricavi totali e dei costi di produzione associati all'esercizio dell'Impianto, quantificati secondo i criteri previsti dalla Delibera 111/06 per gli impianti essenziali ammessi al regime di reintegro dei costi. Per la quantificazione dei CVR EP seguirà i criteri indicati all'Art. 2.

1.3. Qualora, in ragione dell'andamento dei mercati, al termine di ciascun anno EP dovesse conseguire ricavi, al netto dei CVR, superiori a quelli di cui all'Impegno n. 1.1, come certificati dalla Relazione, la stessa EP si impegna a restituire gli importi eccedenti secondo le modalità che saranno definite dall'Autorità o da altra autorità da quest'ultima individuata.

1.4. EP svolgerà con cadenza mensile un monitoraggio gestionale della redditività cumulata nel corso dell'anno e, qualora siano raggiunti gli importi di cui all'Impegno n. 1.1, a partire dal mese successivo a quello del rilevamento EP offrirà tutta la capacità disponibile dell'Impianto a un prezzo non superiore ai CVR sia sul MGP – fermo restando quanto previsto dall'Impegno n. 2.2. per il riacquisto su MI – sia sul MSD.

Impegno n. 2.

2.1. Negli anni 2017, 2018 e 2019, EP offrirà sul MGP l'intera potenza disponibile di almeno due UP dell'Impianto a prezzi non superiori ai CVR.

2.2. EP gestirà gli eventuali riacquisti su MI della potenza di cui al precedente Impegno n. 2.1, eventualmente disacciata in esito al 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, effettuata su base giornaliera (ancorché tale orizzonte non sia ottimale per la

² Si precisa che i ricavi già realizzati da EP nel 2017 prima dell'eventuale approvazione degli Impegni contribuiranno alla realizzazione del valore di € [240-270] milioni, che dovrà comunque intendersi su base annuale.

gestione e l'esercizio dell'Impianto), seguirà i criteri contenuti nella formula algebrica riportata in **Al. 3**.

Impegno n. 3.

3. Qualora l'Impianto sia ammesso al regime di reintegro dei costi di cui alla Delibera 111/06 per tutti o anche uno degli anni 2017³ 2018 e/o 2019, in attuazione dell'Impegno n. 1.1. EP limiterà a € [240-270] milioni i costi fissi dell'Impianto stesso da considerare ai fini del reintegro, mentre gli altri Impegni saranno sostituiti dalle previsioni della citata delibera.

iii. Eventuale periodo di validità

Gli Impegni hanno durata triennale.

È fatta in ogni caso salva la facoltà per EP di presentare all'Autorità un'istanza di riesame degli Impegni in caso di mutamento di circostanze di fatto e di diritto rilevanti, ivi inclusa l'introduzione di misure normative o regolamentari.

VI. CONSIDERAZIONI SULL'IDONEITÀ DEGLI IMPEGNI A RIMUOVERE I PROFILI ANTICONCORRENZIALI OGGETTO DI ISTRUTTORIA

Ad avviso di EP, gli Impegni sono idonei a superare le preoccupazioni ipotizzate nel provv. d'avvio, per le seguenti ragioni prioritarie.

a. Il provv. d'avvio ipotizza che i prezzi offerti da EP nel MSD della zona di Brindisi possano essere "eccessivi", in quanto "privi di proporzione rispetto al costo del servizio offerto".

Il cap di cui all'**Impegno n. 1** risponde a questa preoccupazione, fissando un tetto annuale massimo alla redditività conseguibile dall'Impianto sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sul MSD, determinato in misura sensibilmente inferiore a quella che avrebbe conseguito ove l'Impianto stesso fosse stato ammesso al c.d. regime regolamentare di reintegro dei costi, che riflette i costi complessivi di produzione su base annua. Quindi, EP rinunciarebbe non solo a eventuali margini eccedenti i costi, ma persino al ristoro integrale dei costi stessi, benché li abbia effettivamente sostenuti per la produzione dell'energia e la fornitura dei servizi.

Secondo principi consolidati e univoci in materia, non sono configurabili prezzi eccessivi qualora i ricavi ottenuti siano inferiori ai costi⁴. Inoltre, richiamando la giurisprudenza sul divieto di prezzi predatori, la Commissione ha di recente ribadito che "un'impresa dominante [dovrebbe] fissare i propri prezzi a un livello che copra la maggior

³ In caso di ammissione dell'Impianto, in corso d'anno, al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera 111/06, il valore di reintegro dei costi fissi riconosciuto dall'AEEGSI non sarà superiore alla differenza fra il valore del cap di cui all'impegno 1 (pari a € [240-270] milioni) e i ricavi, al netto dei CVR, conseguiti dall'impianto di Brindisi nel periodo antecedente all'ammissione stessa

⁴ Cfr., *ex multis*, Corte UE sent. 13.11.1975, 26/75, *General Motors*, § 12; sent. 14.2.1978, causa 27/76, *United Brands*, §§ 250-251; sent. 11.4.1989, *Ahmed Saeed*, § 43; Commissione europea, dec. 23.7.2004, COMP/A.36.568/D, *Scandlines Sverige AB c. Port of Helsingborg*, §§ 147, 149, 208-210; *Commission Staff Working Document* del 30.11.2016, *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanism*, SWD(2016) 385 final ("Documento di Lavoro"), §§ 84-86; AGCM provv. 4.12.2013 n. 452, A4, *Ancic/Cerved*, § 6(b); provv. 15.11.2001 n. 10115, A306, *Veraldi/Alitalia*; provv. 29.9.2016 n. 26185, A480, *Incremento prezzo farmaci Aspen*, §§ 132-133.

parte dei costi attribuibili alla fornitura dei beni o servizi in questione”, per cui “gli operatori elettrici dominanti possono legittimamente cercare di remunerare non solo i loro costi variabili, ma anche i loro costi fissi di investimento”⁵.

Pertanto, il rimedio proposto appare idoneo a dissipare qualsiasi rischio che si materializzi l’abuso ipotizzato nel provv. d’avvio.

b. Per fissare il tetto massimo di cui all’**Impegno n. 1** in misura inferiore ai costi complessivi dell’Impianto, EP ha fatto riferimento al regime regolamentare di cui alla Delibera 111/06.

Secondo prassi e giurisprudenza consolidate a livello europeo e nazionale, i costi regolamentari sono un ineludibile parametro di riferimento in materia di abusi di prezzo *ex art. 102 TFUE*⁶.

Ciò è vero a maggior ragione per la Delibera 111/06, che disciplina in maniera specifica il reintegro dei costi per gli impianti *“tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione delle congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale”*. La misura dei costi riconosciuti dall’AEEGSI in maniera prudentiale garantisce *“la minimizzazione degli oneri per il sistema e un’equa remunerazione dei produttori”*⁷. Pertanto, i costi quantificati secondo questi criteri sono per definizione equi e non eccessivi.

Nel caso di specie, Terna ha individuato l’Impianto come essenziale per la sicurezza del sistema elettrico per circa [REDACTED] ore nel 2017. In data 21.11.2016, EP ha presentato all’AEEGSI un’istanza *ex Delibera 111/06, All. A, art. 63.11*, affinché l’Impianto sia ammesso al reintegro dei costi per il periodo 2017-2020 (o, in subordine, solo per il 2017).

Applicando i criteri stabiliti dalla Delibera 111/06, che prendono a riferimento il capitale lordo investito e un tasso di remunerazione pari a 8,8%, l’Impianto accedrebbe, come anticipato, a una remunerazione a reintegro dei costi fissi pari a circa € [REDACTED] per il 2017, circa € [REDACTED] per il 2018 e circa € [REDACTED] per il 2019.

Con l’**Impegno n. 1**, EP autolimiterebbe la redditività dell’Impianto rispetto a questi valori di equa remunerazione, riducendola in misura pari a circa € 184 milioni per il 2017, € 165 milioni per il 2018 e € 158 milioni per il 2019, ossia per circa € 507 milioni nel periodo complessivo di durata degli Impegni.

⁵ Commissione, *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanism* del 30.11.2016, COM(2016) 752 final (“*Relazione Finale*”), § 87 (nostra traduzione dall’inglese).

⁶ Cfr., *ex multis*, Corte UE, sent. 11.4.1989, *Ahmed Saeed*, cit., § 43 (“[p]er valutare il carattere eccessivo della misura praticata, alcuni elementi interpretativi possono essere dedotti dalla direttiva 87/601/CEE che stabilisce le linee di condotta da seguire da parte delle autorità aeronautiche in materia di approvazione delle tariffe”); Cons. Stato sent. 24.6.2010 n. 4016; sent. 10.3.2006 n. 1271, § 11.5.5; AGCM provv. 9.5.2013 n. 24339, A428, *Wind-Fastweb/Condotte Telecom Italia*, §§228-230 e 522; provv. 23.10.2008 n. 19020, A376, *Aeroporti di Roma-Tariffe aeroportuali*, § 194-195 (“*Dal punto di vista metodologico si precisa che, al fine di accertare la mancata corrispondenza ai costi delle tariffe applicate da AdR, prodromica a dimostrare l’abusività dei comportamenti, sono stati confrontati i prezzi applicati da AdR con il valore economico dei relativi servizi forniti dal gestore, la cui migliore proxy disponibile è rappresentata dai costi regolamentari, inclusivi del margine di remunerazione del capitale investito*”); provv. 26.11.2008 n. 19189, A377, *SEA-Tariffe Aeroportuali*, § 221.

⁷ Cfr. art. 3, comma 11, lett. a), D.L. n. 185/2008, convertito con modificazioni dalla L. n. 2/2009. L’AEEGSI ha introdotto per la prima volta il regime di reintegrazione con la delibera n. 168/2003.

Tale impegno garantirebbe quindi ai clienti finali un risparmio di oltre il [35-45]% rispetto all'applicazione dei criteri stabiliti dalla disciplina regolatoria, che già costituisce per definizione uno strumento idoneo a tutelare i consumatori contro il rischio di prezzi elevati rispetto ai costi.

Peraltro, già nella citata istanza presentata all'AEEGSI, in un'ottica di minimizzazione degli oneri per il sistema e confermando uno spirito di fattiva collaborazione, EP aveva proposto valori sensibilmente inferiori a quelli ritenuti equi dalla regolamentazione. In particolare, EP ha richiesto l'ammissione al regime di reintegro dei costi fissi dell'Impianto in misura pari a € ██████ per il 2017, € ██████ per il 2018 e € ██████ per il 2019, calcolati applicando criteri cautelativi.

Ebbene, anche rispetto a questi ultimi importi, fondati su una quantificazione più che prudenziale dei costi annuali dell'Impianto (peraltro rivista al ribasso con comunicazione all'AEEGSI del 21.12.2016), gli Impegni prevedono una riduzione aggiuntiva pari a circa € 86 milioni per il 2017, circa € 82 milioni per il 2018 e circa € 68 milioni per il 2019, quindi complessivamente pari a circa € 236 milioni nel periodo di durata degli Impegni stessi.

La metodologia seguita per la formulazione degli Impegni appare perciò idonea a impedire l'applicazione di prezzi eccedenti rispetto ai costi effettivi dell'Impianto e dunque a rimuovere le presunte preoccupazioni concorrenziali che hanno determinato l'avvio del procedimento.

c. Nella valutazione di congruità del tetto massimo di cui all'**Impegno n. 1**, occorre anche considerare che, per giustificare un giudizio di eccessività, il prezzo dovrebbe essere "*significativamente*" superiore ai costi di produzione⁸. Inoltre, "*non è sufficiente che le autorità antitrust dimostrino che il prezzo praticato è alto rispetto ai costi effettivamente incorsi per concludere che questo prezzo viola le regole di concorrenza*", in quanto "*anche le imprese dominanti possono avere legittime ragioni per praticare prezzi elevati rispetto ai loro costi di produzione*"⁹. Pertanto, persino la significativa eccedenza del prezzo rispetto ai costi di produzione non basterebbe a dimostrarne l'abusività, occorrendo altresì dimostrare che lo stesso sia *iniquo* di per sé o in comparazione con i prodotti concorrenti¹⁰. Ciò significa che l'art. 102 TFUE non impone alcun obbligo di orientamento al costo e riconosce anzi alle imprese dominanti il diritto a ottenere margini di profitto anche significativi rispetto ai costi, purché non risultino iniqui in base ad altri parametri oggettivi.

Tra l'altro, mediante questi margini un'impresa dominante può legittimamente cercare di recuperare le eventuali perdite subite. Infatti, come chiarito dalla Commissione, quanto più rigido è il criterio utilizzato per quantificare i costi rilevanti dalle autorità di concorrenza, tanto più elastica dovrà essere la valutazione del margine riconosciuto come lecito all'impresa dominante: l'art. 102 TFUE non vieta infatti di tener conto, nella fissazione dei

⁸ Cfr., *ex multis*, AGCM provv. 23.10.2008 n. 19020, A376, *Aeroporti di Roma-Tariffe aeroportuali*, §194 ("*le violazioni dell'articolo 82 CE saranno [...] contestate solo in quei mercati in cui la differenza tra corrispettivi applicati e costi sostenuti dal gestore è particolarmente significativa, ben al di sopra del livello massimo del corrispettivo individuato dal regolatore come orientato ai costi ed inclusivo del margine di remunerazione del capitale investito*"); provv. 26.11.2008 n. 19189, A377, *SEA-Tariffe Aeroportuali*, § 221 ("*il mancato orientamento ai costi richiesto dalla regolazione non è sufficiente per configurare un prezzo ingiustificatamente gravoso e una violazione dell'articolo 82 del Trattato CE*" e "*solo in presenza di prezzi ingiustificatamente e straordinariamente più elevati di tale riferimento, la condotta di AdR viene considerata illecita ai sensi dell'articolo 82*").

⁹ Commissione, Documento di lavoro, § 86 (nostra traduzione dall'inglese).

¹⁰ Cfr. Cons. Stato sent. 24.6.2010 n. 4016, *SEA c. AGCM*.

prezzi, di fattori che contribuiscono a definire il valore economico di un bene (come le perdite pregresse o le preferenze espresse dai consumatori), ancorché non registrati come costi contabili¹¹.

In applicazione di questi principi, proprio con specifico riguardo ai mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, la Commissione ha ribadito che *“l'applicazione del diritto della concorrenza può prevenire condotte anti-competitive, ma non può essere interpretata come una barriera alla formazione di prezzi elevati dell'elettricità di per sé quando questi prezzi rappresentano il valore dell'elettricità in periodi di scarsità”*¹².

Nel caso di specie, mediante l'**Impegno n. 1** EP rinunciarebbe *a priori* al diritto di ottenere legittimi margini ulteriori rispetto ai costi complessivi dell'Impianto e si obbligherebbe anzi a subire il mancato ristoro di una quota importante di tali costi. Si tratta di un significativo sacrificio, che EP si accollerebbe per lenire le preoccupazioni del provv. d'avvio. La rinuncia a questo diritto, mediante la previsione di un meccanismo spontaneo di autolimitazione della redditività dell'Impianto, assume ancora più rilevanza in uno scenario in cui l'AEEGSI, al momento, ha ritenuto di non avvalersi degli strumenti regolamentari appositamente previsti, riconoscendo quindi che EP possa *“garanti[re] il maggior beneficio atteso per i consumatori”*¹³ operando senza alcuna limitazione di carattere regolatorio alle proprie strategie di offerta sui mercati all'ingrosso e dei servizi.

Da ultimo, la previsione in forza della quale EP presenterà, per ogni anno interessato dall'attuazione della presente misura, una relazione dettagliata dei costi e dei ricavi dell'Impianto, certificata da una primaria società di revisione contabile, assicura un'adeguata trasparenza dei dati di bilancio al fine di garantire una applicazione oggettiva degli eventuali meccanismi restitutori di cui all'**Impegno n. 1.3**.

d. L'**Impegno n. 2** completa e integra l'impegno precedente, assicurando che l'intera potenza di almeno due UP dell'Impianto sia offerta sul MGP a un prezzo non superiore ai CVR.

Ciò peraltro va oltre le indicazioni contenute nel provv. d'avvio e nella relazione trasmessa da Terna ai sensi dell'art. 63.4 della Delibera 111/06, per l'anno 2016, da cui può desumersi che il dispacciamento di una sola UP dell'Impianto a esito del MGP sarebbe stata in linea di principio già sufficiente a evitare possibili situazioni di essenzialità dell'Impianto stesso nella zona di Brindisi e Terna non si sarebbe trovata più nella condizione di dover acquistare i servizi delle altre UP dell'Impianto sul MSD.

Pertanto, l'**Impegno n. 2** appare idoneo a far venir meno la ipotizzata condizione di *partner* essenziale di EP e, di conseguenza, la stessa teorica dominanza evocata nel provv. d'avvio.

Inoltre, l'impegno a offrire la potenza prodotta da almeno due UP a prezzi non superiori ai CVR (**Impegno n. 2.1**), è completato dalla previsione in forza della quale EP si

¹¹ Cfr. Commissione, dec. 23.7.2004, COMP/A.36.568/D, *Scandlines Sverige AB c. Port of Helsingborg*, §§ 223 ss. Cfr. anche AGCM provv. 15.11.2001 n. 10115, A306, *Veraldi/Alitalia*, § 139-163 (i prezzi in perdita praticati dalla stessa impresa per un bene analogo non sono un termine di paragone valido per valutare l'eccessività dei prezzi).

¹² Commissione, Relazione Finale, p. 5 nota 15 e p. 6 nota 22; Documento di Lavoro, § 84 (nostra traduzione dall'inglese).

¹³ AEEGSI, delibera 27.10.2016 n. 609/2016/R/EEL.

impegna a riacquistare tale potenza sul MI soltanto qualora l'esito del MGP comporti condizioni di accettazione delle offerte tecnicamente o economicamente insostenibili (**Impegno n. 2.2**). In pratica, le offerte soggette all'**Impegno n. 2** non sarebbero disacciate in esito al MGP solo quando le condizioni di mercato giustificano oggettivamente tale esito sul piano tecnico ed economico e ciò risulti obiettivamente dimostrato dalla puntuale applicazione della formula algebrica sopra riportata.

e. In ultima analisi, la combinazione degli **Impegni nn. 1 e 2** comporterebbe un vincolo complessivo per le condotte di EP tanto sul MGP/MI quanto sul MSD.

Infatti, qualora le condizioni di mercato sul MGP non fossero tali da consentire di coprire i CVR ai sensi dell'**Impegno n. 2** (o comunque da evitare possibili situazioni di essenzialità nel MSD), l'**Impegno n. 1** imporrebbe a EP di calibrare le proprie offerte sul MSD per raggiungere al più una parziale copertura dei costi complessivi dell'Impianto, inferiore a quella ritenuta "*equa*" sulla base dei criteri dettati dall'AEEGSI.

f. L'**Impegno n. 3** serve a preservare la complessiva proporzionalità degli Impegni rispetto all'esigenza di rimuovere le preoccupazioni rinvenibili nel provv. d'avvio.

Infatti, anche qualora l'AEEGSI intendesse ammettere EP al regime di reintegro dei costi di cui alla Delibera n. 111/06, EP terrebbe comunque fermi i tetti di cui all'Impegno n. 1.1 e i conseguenti benefici per gli utenti del sistema, limitando la propria redditività a valori inferiori rispetto a quelli garantiti dal regime in esame.

In caso di ammissione a tale regime, peraltro, la regolamentazione di riferimento detterebbe una disciplina autonoma e più restrittiva delle offerte su MGP, MI e MSD, idonea dunque a sostituire gli altri Impegni, che non sarebbero più necessari.

Alla luce di quanto precede, EP auspica che l'Autorità voglia approvare gli Impegni, rendendoli vincolanti, e chiudere l'istruttoria "*senza accertare l'infrazione*", ai sensi dell'art. 14-ter l. n. 287/90.

In forza degli artt. 12-13 D.P.R. n. 217/1998 e dell'art. 14, comma 3, l. n. 287/90, si chiede di salvaguardare la riservatezza integrale del presente formulario, salvo che l'Autorità ne disponga la pubblicazione sul proprio sito internet ai fini del *market test*, ravvisando la non manifesta infondatezza degli Impegni.

Allegato 1

Ai sensi dell'Impegno 1.2 EP è tenuta a presentare una relazione dettagliata dei costi e ricavi dell'Impianto, certificata da una primaria società di revisione contabile.

Caratteristiche del Monitoring Trustee

Tale società di revisione ("*Monitoring Trustee*") dovrà (i) avere caratteristiche di elevata qualifica professionale e notevole esperienza nel settore, (ii) possedere le qualifiche necessarie per svolgere il proprio mandato; (iii) essere un soggetto indipendente da EP e da Enel S.p.A., e (iv) non trovarsi in conflitto di interessi.

Nomina del Monitoring Trustee

Entro sessanta giorni dalla data in cui l'Autorità abbia, se del caso, reso obbligatori i presenti Impegni, EP presenterà all'Autorità, per la sua approvazione, una lista di candidati per svolgere la funzione di *Monitoring Trustee*. Tali soggetti dovranno soddisfare i requisiti sopra menzionati.

Una volta presentata la lista di candidati, l'Autorità avrà il potere discrezionale di approvare o rigettare uno o più dei soggetti indicati nella lista. Nel caso in cui l'Autorità abbia approvato più nominativi tra quelli proposti nella lista, EP sarà libera di scegliere tra i nominativi approvati. Qualora l'Autorità rigetti tutti i nominativi proposti, sarà quest'ultima a indicare il soggetto che dovrà svolgere la funzione di *Monitoring Trustee* ed EP sarà tenuta a nominare tale soggetto.

Il *Monitoring Trustee* verrà nominato tempestivamente da EP, a valle dell'approvazione da parte dell'Autorità.

Obblighi di EP con riferimento all'incarico del Monitoring Trustee

EP:

- sosterrà i costi dell'individuazione del *Monitoring Trustee* nonché delle attività svolte da quest'ultimo nell'espletamento dell'incarico;
- si asterrà dall'esercitare alcuna interferenza nelle attività svolte dal *Monitoring Trustee*;
- conferirà l'incarico al *Monitoring Trustee* per la durata degli Impegni;
- considererà a ogni effetto vincolanti le indicazioni del *Monitoring Trustee* sulle attività oggetto dell'incarico, che trasmetterà non appena ricevute, senza alcuna modifica, integrazione od omissione, all'Autorità.

Allegato 2

1.1 - Elementi costitutivi del CVr

Con riferimento agli Impegni presentati da Codesta Società, ed in particolare relativamente alla definizione del “costo variabile riconosciuto” rilevante ai fini dell’offerta (di seguito anche “CVr”) per le finalità di cui all’Impegno 1 e 2 si evidenzia che detto CVr verrà calcolato ai sensi dell’Allegato A alla delibera 111/06 (di seguito anche “Delibera”).

In particolare - in coerenza con le previsioni di cui all’art. 64 e seguenti della Delibera il sopra citato CVr, verrà definito utilizzando:

1. le componenti di costo elencate all’art. 64.11 della Delibera come eventualmente modificate a seguito dell’esercizio della facoltà di cui all’art. 64.30 della Delibera
2. i parametri standard richiamati all’art. 64.29 della Delibera così come comunicati dalla Società Terna

In particolare le componenti di costo considerate per la definizione del CVr, così come previsti 64.11, sono:

- a) una componente a copertura del costo per il combustibile, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale sino all’impianto di produzione che comprende l’unità e delle accise;
- b) una componente a copertura degli oneri di dispacciamento, dai quali è escluso il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e che includono il corrispettivo di sbilanciamento;
- c) una componente a copertura dell’onere delle quote di emissione da rendere con riferimento all’unità medesima nell’ambito dell’applicazione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell’Unione europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE;
- d) una componente a copertura dell’onere dei certificati verdi da rendere con riferimento all’unità medesima qualora la relativa produzione di energia elettrica sia soggetta all’obbligo di cui all’articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99;
- e) una componente a copertura degli oneri di specifiche prestazioni richieste da Terna nel mercato del servizio di dispacciamento;
- f) una componente a copertura del costo, per l’acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico, variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta;
- g) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse;
- h) una componente a copertura della quota parte del costo della manutenzione variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta.

1.2 - Definizione del CVr per l’anno 2017

Per la definizione del CVr da utilizzare per le finalità di cui agli impegni 1 e 2 relativamente all'anno 2017, la Società farà riferimento a

- i parametri standard trasmessi da Terna ai sensi dell'art. 64.29 della Delibera (Prot. TE/P2016 0006375 – 10/11/2016);
- i parametri standard e le quotazioni delle voci di costo di cui all'art. 64.11 della Delibera validi per l'anno 2017;

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

Di seguito si riporta il dettaglio dei criteri da utilizzare ai fini del calcolo del CVr

o **Calcolo Componente A**

La componente A pari alla somma dalle seguenti voci:

Costo della materia prima:

la delibera 111/06 stabilisce i seguenti indici di riferimento:

Combustibile	Quotazione di riferimento	Periodo di riferimento
Gasolio	<i>Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – Gasoil 0,1%</i>	[REDACTED]
Carbone	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

La quotazione del gasolio è reperibile su info provider Platts dove sono disponibili, due valori (un HIGH e un LOW) ed ai fini dal calcolo si considera la media dei due valori.

Logistica internazionale

Combustibile	Quotazione di riferimento	Frequenza quotazione	Periodo di riferimento	Cambio
Carbone	[REDACTED]	-	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Logistica nazionale

[REDACTED]

[REDACTED]

Combustibile	Valore di riferimento
Gasolio	[REDACTED]
Carbone	[REDACTED]

Accisa

I valori utilizzati ai fini del calcolo del CVr, sono quelli definiti dal Testo Unico Accise di seguito elencati:

Combustibile	Valore di riferimento
Gasolio	[REDACTED]
Carbone	[REDACTED]

Per ogni combustibile utilizzato dall'unità produttiva la somma delle voci di costo sopra elencate genera un costo totale espresso in €/t:

Materia Prima + Logistica Internazionale + Logistica nazionale + Accisa = €/t del singolo combustibile

Tale valore viene convertito in €/MWh attraverso i rendimenti standard forniti da Terna (kg/MWh) per combustibile e unità produttiva secondo quanto indicato nell'art. 64.12 della delibera ARG/elt 111/06 e descritto dalla formula seguente:

€/t * kg/MWh / 1000 = €/MWh del singolo combustibile

Di seguito i valori di rendimento trasmessi da Terna ai sensi dell'art. 64.29 della Delibera (Prot. TE/P2016 0006375 – 10/11/2016):

BRINDISI 1	Kg / MWh
CARBONE	
GASOLIO	
BRINDISI 2	
CARBONE	
GASOLIO	
BRINDISI 3	
CARBONE	
GASOLIO	
BRINDISI 4	
CARBONE	
GASOLIO	

Dopo aver elaborato il costo in €/MWh dei singoli combustibili (gasolio e carbone) viene calcolato il costo della "componente A" in €/MWh per ogni singolo gruppo dell'impianto applicando il mix energetico basato sulla migliore stima di consumo di ciascun combustibile in relazione al profilo di funzionamento atteso nel periodo rilevante in questione (settimana di offerta).

o **Calcolo Componente B**

La componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento di cui al comma 64.11, lettera b), espressa in euro/MWh, è pari, alla somma, se positiva, a:

a) il 3% della differenza tra il costo variabile riconosciuto, al netto del corrispettivo di sbilanciamento, e il prezzo di sbilanciamento riconosciuto da Terna nel caso di sbilanciamento positivo (maggiore energia elettrica immessa).

I prezzi di sbilanciamento sono pari alla media aritmetica dei prezzi di sbilanciamento effettivi applicabili all'unità interessata e registrati nei dodici mesi compresi tra il mese di giugno del secondo anno precedente a quello di riferimento e il mese di maggio dell'anno precedente a quello di riferimento.

b) il 2% della differenza tra il prezzo di sbilanciamento da riconoscere a Terna nel caso di sbilanciamento negativo (minore energia elettrica immessa) e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione che comprende l'unità in questione.

Il prezzo zonale è pari - per ciascun periodo rilevante - alla media aritmetica dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica relativi alla zona in cui è localizzato l'impianto che comprende l'unità in questione e registrati nei dodici mesi compresi tra il mese di giugno del secondo anno precedente a quello di riferimento e il mese di maggio dell'anno precedente a quello di riferimento.

o **Calcolo Componente C**

La componente C, ai sensi dell'art. 64.19 della Delibera, è calcolata per ciascuna unità di produzione come prodotto tra:

- il **valore del parametro PEUA** di cui all'art.64.19.3 della delibera 111/06 calcolato con riferimento al mese precedente a quello del periodo rilevante in questione.
- il **valore dello standard di emissione**, espresso in tonn/MWh, relativo all'unità di produzione specifica trasmesso da Terna ai sensi dell'art. 64.29 della Delibera (Prot. TE/P2016 0006375 – 10/11/2016):

Unità produttiva	Standard di emissioni (tCO2/MWh)
BRINDISI 1	████
BRINDISI 2	████
BRINDISI 3	████
BRINDISI 4	████

Ai sensi dell'art. 64.19.3 della Delibera il valore unitario PEUA, espresso in euro/t (definito dalla delibera 307/2013 e s.m.i.), è pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente negoziate e sottostanti a tali prezzi. I mercati di riferimento per l'anno 2017 sono quelli definiti dalla delibera 611/2016/R/eel.

o **Componente E**

Se l'offerta presentata sul mercato MSD attiene alla fornitura del servizio di riserva secondaria, il CVr comprende anche la componente in oggetto pari, con riferimento a ciascuna unità, al minore tra 10 euro/MWh e la media aritmetica del differenziale tra i prezzi accettati a salire (scendere) relativi alle offerte per riserva secondaria e i medesimi prezzi

Allegato 3

Definito il **Margine MGP** come segue:

$$\sum_{i=1}^{24} (P_i^{MGP} - CVR) \times Q_i^{acc}$$

Dove:

- P_i^{MGP} , prezzo MGP dell'ora i-esima nella zona di Brindisi
- Q_i^{acc} , quantità accettata nell'ora i-esima sulla UP nel mercato MGP

Detto **C** il **costo atteso di fattibilizzazione** per il mantenimento in servizio dell'impianto nel rispetto dei suoi vincoli tecnici di funzionamento, si possono presentare i seguenti due casi:

1. Se **Margine MGP + C < 0**, allora l'unica soluzione efficiente è il riacquisto in MI delle quantità accettate in vendita su MGP
2. Se **Margine MGP + C ≥ 0**, allora la soluzione efficiente è la fattibilizzazione tramite il mercato MI tesa a mantenere in servizio l'unità produttiva nel rispetto dei vincoli tecnici di funzionamento

Il valore del **costo atteso di fattibilizzazione C** è definito alternativamente come segue:

1. Se l'UP in questione risulta accesa alle 23.59 del D-1, come da esito dell'ultima sessione MSD/MB del D-1 disponibile al momento della valutazione, allora C è pari all'onere associato alla vendite che è necessario effettuare in MI, a prezzi ipotizzati pari a quelli MGP¹⁴, per garantire il minimo tecnico dell'impianto su tutte le 24 ore:

$$C = \sum_{i \in N} [(P_i^{MGP} - CVR) \times (MinTec - Q_i^{acc})]$$

Dove:

- *MinTec*, minimo tecnico della UP, come dichiarato su Sistema Comandi di Terna per la giornata di flusso
 - *N*, insieme di ore in cui $Q_i^{acc} < MinTec$, incluse quelle in cui $Q_i^{acc} = 0$
2. Se l'UP in questione risulta spenta alle 23.59 del D-1, come da esito dell'ultima sessione MSD/MB del D-1 disponibile al momento della valutazione, allora il costo di fattibilizzazione atteso include i costi associati alle manovre di avviamento dell'impianto, alla rampa per il raggiungimento del minimo tecnico ed al mantenimento in servizio fino alle ore 24 del giorno di flusso:

$$C = - \text{CAP avviamento CdR} + \sum_{i \in R} [P_i^{MGP} \times Q_i^{rampa}] + \sum_{i \in S} [(CVR - P_i^{MGP}) \times Q_i^{acc}] + \sum_{i \in M} [(P_i^{MGP} - CVR) \times (MinTec - Q_i^{acc})]$$

Dove:

¹⁴ Al momento della formulazione delle offerte sul MI, la migliore ipotesi che l'operatore può formulare in merito al livello di prezzo atteso sul MI è che tale prezzo sia allineato al livello del prezzo MGP.

- **Cap avviamento CdR**, cap all'offerta per il gettone di accensione per impianti termoelettrici di tipo tradizionale, come definito dal Codice di Rete Terna (CdR). Il Cap di avviamento CdR è inclusivo dei costi di accensione e di rampa, fino al raggiungimento di un livello di potenza pari al minimo tecnico
- La prima sommatoria rappresenta i ricavi associati alla vendita delle quantità di rampa (R , insieme delle ore di rampa; Q_i^{rampa} , quantità associata all' i -esima ora di rampa)
- La seconda sommatoria rappresenta l'onere associato al riacquisto delle quantità accettate in MGP, ma antecedenti il periodo di raggiungimento del MinTec (S , insieme di ore precedenti al primo periodo scelto per il raggiungimento del minimo tecnico)
- La terza sommatoria rappresenta l'onere associato al mantenimento del MinTec per le ore successive al periodo di raggiungimento del MinTec (M , insieme di ore a partire dal primo periodo scelto per il raggiungimento del minimo tecnico in cui $Q_i^{acc} < MinTec$, incluse quelle in cui $Q_i^{acc} = 0$)