

DELIBERAZIONE 3 SETTEMBRE 2019

363/2019/R/EEL

PARAMETRI ECONOMICI DELLE PROCEDURE CONCORSUALI DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ PER GLI ANNI DI CONSEGNA 2022 E 2023, DI CUI ALL'ARTICOLO 6, COMMA 1, DEL DECRETO MINISTERIALE 28 GIUGNO 2019

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1077^a riunione del 3 settembre 2019

VISTI:

- la direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 gennaio 2006, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- il regolamento (UE) n. 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014 (di seguito: regolamento n. 312/2014);
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo 379/03);
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- la legge 27 dicembre 2013, n. 147 e, in particolare, l'articolo 1, comma 153;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito anche: MSE) 29 aprile 2009;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 30 giugno 2014 (di seguito: decreto 30 giugno 2014);
- il decreto del MSE 28 giugno 2019 (di seguito: decreto 28 giugno 2019);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione 111/06);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 5 settembre 2013, 375/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 375/2013/R/eel);
- il parere dell'Autorità 30 giugno 2014, 319/2014/I/eel (di seguito: parere 319/2014/I/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 10 marzo 2015, 95/2015/I/eel (di seguito: deliberazione 95/2015/I/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas (di seguito: TIB);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2018, 261/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 261/2018/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2019, 281/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 281/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2019, 343/2019/R/eel;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 1 dicembre 2016, 713/2016/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 713/2016/R/eel);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 592/2017/R/eel);
- la comunicazione della Commissione europea (di seguito: Commissione) "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020", 2014/C 200/01 (di seguito: linee-guida europee);
- la decisione della Commissione *State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy – Italian Capacity Mechanism*, 7 febbraio 2018, C(2018) 617 final (di seguito: decisione C(2018) 617);
- la decisione della Commissione *State Aid SA.53821 (2019/N) – Italy – Modification of the Italian Capacity Mechanism*, 14 giugno 2019, C(2019) 4509 final (di seguito: decisione C(2019) 4509);
- la lettera del MSE del 25 ottobre 2016, prot. Autorità 31002, del 28 ottobre 2016 (di seguito: indirizzi ministeriali);
- la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, del Ministero dello Sviluppo Economico, del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, datata 31 dicembre 2018 (di seguito: proposta di PNIEC);
- la lettera del MSE del 27 giugno 2019, prot. Autorità 17057, 17060 e 17062, di pari data;
- la comunicazione di Terna del 16 settembre 2016, prot. Autorità 25730, di pari data (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la consultazione di Terna del 28 ottobre 2016, sulla "Proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Prima Attuazione" (di seguito: prima consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 7 novembre 2016, sulla "Proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Piena Attuazione" (di seguito: seconda consultazione Terna);

- la consultazione di Terna del 31 gennaio 2017, sui “Criteri per la definizione delle curve di domanda – Fase di Prima e Piena Attuazione” (di seguito: terza consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 15 marzo 2018, sulla “Proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Prima Attuazione” (di seguito: quarta consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 19 marzo 2018, sulla “Proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Piena Attuazione” (di seguito: quinta consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 12 luglio 2019, sulle “Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all’Articolo 2.1 della Disciplina” (di seguito: sesta consultazione Terna);
- la comunicazione di Terna del 20 agosto 2019, prot. Autorità 21487, di pari data (di seguito: seconda comunicazione Terna).

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 1 del decreto legislativo 379/03 prevede:
 - l’istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (di seguito: mercato della capacità) atto ad assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell’adeguatezza della capacità produttiva, con la finalità di garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva;
 - che il mercato della capacità sia basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- l’articolo 2 del decreto legislativo 379/03 prevede, da un lato, che l’Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare una proposta di disciplina del mercato della capacità e, dall’altro lato, che tale proposta sia approvata dal MSE con proprio decreto, sentita l’Autorità;
- in esito a un articolato percorso di consultazione, l’Autorità ha, dapprima, con la deliberazione ARG/elt 98/11, definito i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità e, successivamente, con la deliberazione 375/2013/R/eel, positivamente verificato la proposta di disciplina predisposta da Terna e preventivamente sottoposta a consultazione pubblica;
- tale proposta, integrata secondo le indicazioni dell’Autorità, è stata approvata con decreto 30 giugno 2014, previo parere favorevole dell’Autorità (parere 319/2014/I/eel).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in data 1 luglio 2014, sono entrate in vigore le linee-guida europee che introducono, tra le altre cose, specifici criteri nella valutazione, da parte della Commissione, dei

meccanismi di remunerazione della capacità nell'ambito della disciplina degli aiuti di Stato;

- con la deliberazione 95/2015/I/eel, l'Autorità ha proposto al MSE di anticipare, per quanto possibile, gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema, ottenibili grazie al funzionamento, a regime, del mercato della capacità (c.d. fase di piena attuazione) mediante la definizione di una fase di prima attuazione caratterizzata, tra le altre cose, da periodi di consegna e orizzonti di pianificazione ridotti;
- a seguito degli indirizzi ministeriali, è stato avviato un processo di modifica e integrazione della disciplina del mercato della capacità finalizzato, da un lato, ad assicurarne la compatibilità rispetto alle linee-guida europee, in modo tale da procedere con la notifica formale della misura alla DG Concorrenza della Commissione, e, dall'altro lato, a dar seguito alla sopra menzionata proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del mercato della capacità;
- Terna, sulla base degli indirizzi ministeriali, con la prima, la seconda e la terza consultazione omonima, ha consultato le proposte di disciplina attinenti alle fasi di prima e di piena attuazione del mercato della capacità e i criteri per la definizione delle curve di domanda di capacità;
- con i documenti per la consultazione 713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modifiche e integrazioni da apportare ai criteri e alle condizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11, con riferimento, tra l'altro, alla definizione dei valori massimi dei premi, delle ordinate dei punti rilevanti delle curve di domanda e del prezzo di esercizio;
- nel corso del mese di agosto 2017, dopo un lungo e complesso iter di prenotifica, il mercato italiano della capacità è stato notificato alla DG Concorrenza della Commissione, ai fini della verifica di compatibilità con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato;
- la notifica di cui al precedente alinea ha tenuto conto delle modifiche ai criteri per l'elaborazione della disciplina del mercato della capacità e alla disciplina medesima, consultate, rispettivamente, dall'Autorità e da Terna nel corso dei mesi precedenti;
- nell'ambito dell'interlocazione con la Commissione successiva all'invio della notifica, è emersa, tra l'altro, la necessità di introdurre il concetto di importo minimo di investimento al di sopra del quale è possibile riconoscere contratti con periodi di consegna pluriennali alla capacità produttiva di nuova realizzazione (di seguito: importo minimo di investimento), al fine di rispettare il principio di proporzionalità della disciplina comunitaria degli aiuti di Stato;
- a fronte della notifica del mercato italiano della capacità e degli impegni assunti dallo Stato italiano, ivi incluso quello sull'importo minimo di investimento, la Commissione ha dichiarato il menzionato mercato compatibile con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato, con la decisione C(2018) 617;
- con la deliberazione 261/2018/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato la deliberazione ARG/elt 98/11, al fine di:

- adeguare i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità agli indirizzi ministeriali e agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione in relazione al mercato medesimo;
- introdurre i cambiamenti ai criteri per la disciplina del mercato della capacità in esito alle consultazioni di cui ai documenti 713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel;
- apportare ulteriori modifiche ai menzionati criteri, con l'obiettivo di delineare una più efficiente allocazione dei rischi;
- Terna, con la quarta e la quinta consultazione omonima, ha consultato le proposte di disciplina di prima e piena attuazione del mercato della capacità, aggiornate per tenere conto degli elementi emersi nel corso delle precedenti consultazioni e dell'interlocuzione con la Commissione, e l'importo minimo di investimento;
- la proposta di PNIEC prevede l'avvio del mercato della capacità nel 2019, per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e contestualmente promuovere investimenti nel lungo periodo che siano coerenti con il processo di decarbonizzazione del settore;
- nel corso del mese di marzo 2019, coerentemente con la proposta di PNIEC, lo Stato italiano ha notificato alla DG Concorrenza della Commissione le modifiche al mercato della capacità con riferimento ai requisiti ambientali e autorizzativi per la partecipazione alle aste, ai fini della verifica di compatibilità con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato; con la decisione C(2019) 4509, la Commissione ha autorizzato le citate modifiche, ritenendole compatibili con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato;
- la proposta di disciplina riguardante rispettivamente la fase di prima e piena attuazione del mercato della capacità (di seguito: proposta di disciplina del mercato della capacità), nella versione che tiene conto anche delle modifiche di cui al precedente alinea, è stata trasmessa da Terna al MSE per l'approvazione, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 379/03;
- con il decreto 28 giugno 2019, il MSE ha approvato, previo parere favorevole dell'Autorità (parere 281/2019/R/eel), la proposta di disciplina del mercato della capacità, prevedendo, tra l'altro, che:
 - l'individuazione del valore massimo del premio e del prezzo di esercizio previsti dalla disciplina sia orientata alla riduzione dei costi del sistema e degli oneri a carico dei consumatori (articolo 1);
 - detto mercato entri in funzione con le procedure concorsuali da tenersi entro il 2019 e riferite agli anni di consegna 2022 e 2023 (articolo 6);
- con la seconda comunicazione Terna, l'omonima società ha inviato le disposizioni tecniche di funzionamento, di cui al comma 2.1 della disciplina del mercato della capacità, al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità, per approvazione; dette disposizioni sono state oggetto di preventiva consultazione con la sesta consultazione Terna.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la deliberazione ARG/elt 98/11 (laddove non diversamente specificato, i commi e gli articoli citati nel prosieguo sono da considerarsi relativi alla deliberazione ARG/elt 98/11) stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità definisca e pubblichi i seguenti parametri economici propedeutici all'avvio delle procedure concorsuali (di seguito: parametri economici):
 - a) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova in esito alle procedure concorsuali, *ex* comma 12.1, lettera a) (di seguito anche: valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova);
 - b) il premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda, *ex* comma 16.1, lettera a) (di seguito anche: premio associato al punto centrale di ciascuna curva);
 - c) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente in esito alle procedure concorsuali (di seguito anche: valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente) e, in caso di differenziazione, il valore massimo del premio offribile per la medesima capacità (di seguito anche: valore del premio massimo offribile dalla capacità esistente), *ex* comma 12.1, lettera b);
 - d) l'importo minimo di investimento, *ex* comma 12.1, lettera c);
 - e) la metodologia e i parametri tecnico-economici per la definizione del prezzo di esercizio di cui all'articolo 9 (di seguito: prezzo di esercizio), *ex* comma 12.1, lettera d);
- la struttura dei termini previsti dal combinato disposto della deliberazione ARG/elt 98/11 e della disciplina del mercato della capacità approvata con il decreto 28 giugno 2019 assicura che i parametri economici relativi a una determinata procedura concorsuale siano pubblicati almeno 60 giorni prima della data di svolgimento della procedura medesima;
- la combinazione del vincolo temporale descritto al precedente alinea e della disposizione di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019 - secondo cui le procedure concorsuali riferite agli anni di consegna 2022 e 2023 devono essere svolte entro il corrente anno - rende necessaria la definizione dei parametri economici relativi alla procedura per l'anno di consegna 2023 prima della data di svolgimento della procedura per l'anno di consegna 2022; conseguentemente, è esclusa la possibilità che i parametri economici dell'asta per l'anno di consegna 2023 possano essere fissati tenendo conto degli esiti dell'asta precedente.
- con riferimento al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova:
 - nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissarne il valore a 75.000 €/MW/anno, pari al limite superiore del costo fisso del nuovo entrante (di seguito: *CONE*); tale valore è calcolato applicando la formula di cui all'articolo 65.15 della deliberazione 111/06, per la determinazione dei costi fissi di investimento, e utilizzando i seguenti parametri:
 - i. il limite superiore dei costi fissi di costruzione della tecnologia di punta - turbogas a ciclo aperto di potenza compresa tra 50 e 150 MW - di cui allo

- studio trasmesso all'Autorità con la prima comunicazione Terna (580.000 €/MW);
- ii. una vita utile pari a 25 anni, definita sulla base di dati di letteratura;
 - iii. un tasso di remunerazione del capitale pari al 7,7% (nominale e al lordo delle imposte dirette), che risulta inferiore rispetto a quello utilizzato nell'ambito del regime di reintegrazione dei costi degli impianti essenziali, per tener conto dell'effetto di contenimento dei rischi connesso alla possibilità di stipulare contratti di quindici anni nel caso di capacità produttiva nuova;
 - iv. costi fissi operativi, diversi dall'ammortamento, pari a 15.000 €/MW/anno, stimati sulla base dei dati acquisiti dall'Autorità nell'ambito della propria attività di regolazione e monitoraggio;
 - v. una maggiorazione dei costi fissi, per tener conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza;
- nonostante un generale consenso per l'orientamento espresso dall'Autorità, alcuni operatori ritengono che il valore proposto possa risultare insufficiente ad attrarre nuovi investimenti e che debba essere incrementato per considerare il *de-rating*;
- con riferimento al premio associato al punto centrale di ciascuna curva:
 - nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissarne il valore a 55.000 €/MW/anno, pari al limite inferiore del *CONE*; tale valore è calcolato applicando la formula di cui all'articolo 65.15 della deliberazione 111/06, per la determinazione dei costi fissi di investimento, e utilizzando i seguenti parametri:
 - i. il limite inferiore dei costi fissi di costruzione della tecnologia di punta, di cui allo studio trasmesso all'Autorità con la prima comunicazione Terna (465.000 €/MW);
 - ii. la vita utile, il tasso di remunerazione del capitale e i costi fissi operativi, diversi dall'ammortamento, adottati per il calcolo del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova;
 - malgrado un generale consenso per l'orientamento espresso dall'Autorità, alcuni operatori ritengono che il valore proposto possa risultare insufficiente a raggiungere l'obiettivo di adeguatezza prefissato e che debba almeno essere incrementato per considerare il *de-rating*;
 - per quanto attiene al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente:
 - nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di applicare un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova, al fine di tutelare i consumatori dal rischio di esercizio di potere di mercato da parte dei soggetti che dispongono di capacità esistente; detto rischio risulta significativo soprattutto laddove una condizione di scarsità o limitatezza dei margini di adeguatezza – già segnalata da Terna rispetto ad alcune aree del sistema elettrico - si associa all'assenza di una sufficiente

pressione competitiva esercitata dalla capacità di nuova realizzazione, con la conseguenza di un rischio concreto che l'onere connesso al riconoscimento dei premi risulti particolarmente elevato pur in presenza di un parco di generazione sostanzialmente invariato;

- nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, si è altresì sottolineato che la pressione competitiva esercitabile dalla capacità nuova, che dipende da molteplici variabili, alcune delle quali esterne al sistema del mercato della capacità (es. il livello delle barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi), può essere valutata soltanto a valle delle prime aste; nella prospettiva di svolgere diverse procedure concorsuali della fase di prima attuazione che avrebbero consentito di valutare la concorrenza potenziale - ivi incluse le aste madri con periodi di pianificazione inferiori a due anni - l'Autorità, nel menzionato documento, ha ipotizzato di implementare la differenziazione dei valori descritta al precedente alinea nelle procedure concorsuali aventi ad oggetto periodi di consegna negoziati in aste madri con periodi di pianificazione inferiori a tre anni;
- il valore indicato nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, pari a 20.000 €/MW/anno, è stato definito in funzione dei costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato - la tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco esistente - caratterizzata dal livello più contenuto dei costi medesimi; il menzionato importo si riferisce ad un'unità di produzione di potenza pari a circa 800 MW, che appartiene alla classe di taglia preminente all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato;
- le risposte formulate dagli operatori nel corso della consultazione 592/2017/R/eel possono essere riassunte come segue:
 - i. la maggioranza dei partecipanti alla consultazione è contraria alla definizione di premi massimi differenziati per la capacità nuova ed esistente, in quanto non ritiene sufficientemente circostanziato il rischio di esercizio di potere di mercato;
 - ii. la maggior parte degli operatori ritiene che il valore indicato nel documento per la consultazione sottostimi i costi fissi operativi della capacità esistente a ciclo combinato, in quanto, tra l'altro, non considera i costi fissi per il trasporto gas e il *de-rating*;
 - iii. alcuni operatori hanno fornito delle stime dei costi fissi operativi della capacità esistente a ciclo combinato nel proprio parco produttivo, includendo i costi fissi per il trasporto gas e tenendo conto del *de-rating*;
- anche alla luce delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, occorre precisare che:
 - i. gli scenari di adeguatezza, anche di breve termine, predisposti da Terna negli ultimi mesi mostrano un sistema elettrico caratterizzato da criticità, soprattutto in alcune aree;
 - ii. il valore indicato nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel è comprensivo dei costi fissi per il trasporto gas;

- iii. rispetto al contesto in cui sono stati articolati gli accorgimenti per la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato delineati nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, detto rischio tende a essere accentuato dall'introduzione dei limiti emissivi ai fini dell'accesso al mercato della capacità e dal limitato lasso temporale intercorrente tra l'adozione del decreto 28 giugno 2019 e lo svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2022 e 2023, che rende particolarmente complesso il completamento della progettazione degli investimenti e la conclusione dei relativi procedimenti autorizzativi;
- iv. rispetto all'ambito in cui sono maturate le soluzioni prospettate nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, le prime aste madri del mercato della capacità, di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019, sono caratterizzate da periodi di pianificazione superiori a due anni e, in aggiunta a ciò, la necessità di definire i parametri economici relativi a entrambe le citate procedure prima della data di svolgimento della procedura con consegna 2022 esclude la possibilità di determinare il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente da applicarsi alla procedura con consegna 2023 tenendo conto delle valutazioni che, in esito all'asta con consegna 2022, potranno essere sviluppate in relazione alla pressione competitiva esercitabile dalla capacità nuova;
- in relazione all'importo minimo di investimento:
 - il valore di 209.000 €/MW, riportato nella decisione C(2018) 617, è stato consultato da Terna nella quarta e quinta consultazione omonima;
 - i partecipanti alle citate consultazioni non hanno rappresentato criticità rispetto al menzionato valore;
- per quanto riguarda il prezzo di esercizio:
 - nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, l'Autorità ha chiarito che il prezzo di esercizio costituisce un parametro rappresentativo del costo variabile della tecnologia di produzione di punta e ha esplicitato il proprio orientamento in merito alla metodologia di determinazione del prezzo medesimo e ai valori delle relative variabili determinanti;
 - una parte dei partecipanti alla consultazione ritiene che il prezzo di esercizio debba essere determinato avendo come riferimento il costo-opportunità del distacco selettivo della domanda, che è superiore al costo variabile della tecnologia di produzione di punta;
 - alcuni operatori suggeriscono di modificare il metodo di valorizzazione del gas naturale, affinché risulti maggiormente aderente alla dinamica dei prezzi registrati sul mercato *spot* del citato combustibile, così da limitare il rischio di mancata copertura del costo della materia prima; dato che detto rischio risulta particolarmente accentuato nei periodi di emergenza gas, altri operatori ritengono necessaria una clausola di salvaguardia per detti periodi;
 - in merito al riferimento per la determinazione del prezzo di esercizio, occorre precisare che al mercato della capacità può partecipare attivamente anche la

capacità di consumo e la parte della capacità di consumo che risulta eventualmente impegnata in esito a detto mercato rappresenta domanda che dovrà provvedere autonomamente alle proprie esigenze di adeguatezza nel periodo di consegna, dato che, a fronte del beneficio di non sostenere l'onere del mercato della capacità, si rende disponibile a essere distaccata in via prioritaria in caso di scarsità nel sistema; da questa impostazione deriva che:

- i. il mercato della capacità rimane intrinsecamente uno strumento per l'approvvigionamento di capacità di produzione per la domanda e, conseguentemente, il prezzo di esercizio è un parametro rappresentativo di costi di produzione;
 - ii. nel caso in cui una parte della domanda sia contrattualizzata, vale a dire una parte della domanda non fruisca del servizio di copertura offerto dal mercato della capacità, il sistema del menzionato mercato è volto ad approvvigionare capacità di produzione soltanto per la domanda di capacità diversa dalla domanda contrattualizzata;
 - iii. le modalità di partecipazione della domanda al mercato della capacità consentono a detta tecnologia di offrire la propria riduzione dei prelievi sul mercato per il servizio del dispacciamento senza alcuna limitazione derivante dal prezzo di esercizio, anche se basato su costi di produzione, e senza dover restituire alcun differenziale rispetto a detto prezzo;
 - iv. definire un prezzo di esercizio superiore al costo variabile della tecnologia di produzione di punta potrebbe determinare una sovraremunerazione della capacità di produzione contrattualizzata e ciò non risulterebbe coerente con quanto disposto all'articolo 1 del decreto 28 giugno 2019;
- al fine di tenere conto del fatto che la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio potrebbe richiedere nel tempo cambiamenti, il comma 9.4, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11 prevede che l'Autorità possa modificare detta metodologia, a valere sui periodi successivi al momento in cui la medesima modifica diviene efficace, vincolandosi al rispetto dei seguenti principi, a garanzia degli operatori:
- i. con riferimento ai periodi di consegna oggetto di procedura concorsuale svolta anteriormente al momento di adozione del provvedimento di modifica, il prezzo di esercizio rimane rappresentativo del costo variabile standard della tecnologia di produzione che, sino ad allora, è stata individuata quale tecnologia di punta e non sono di norma modificati il consumo specifico standard, lo standard di emissione e la componente standard di smaltimento;
 - ii. eventuali modifiche che attengano alla tecnologia di punta da considerare ai fini del prezzo di esercizio sono applicate con riferimento a periodi di consegna per i quali non risulti capacità impegnata.

RITENUTO OPPORTUNO:

- fissare il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova a 75.000 €/MW/anno, precisando che detto importo tiene già conto del tasso di *de-rating* applicato alla capacità di nuova realizzazione all'interno della componente residuale di costo per qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza;
- prevedere che il premio associato al punto centrale di ciascuna curva sia pari a 60.000 €/MW/anno, incrementando di 5.000 €/MW/anno il valore indicato nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel; detto premio è determinato apportando le seguenti modifiche al metodo di calcolo oggetto di consultazione:
 - riduzione dei costi fissi operativi, diversi dall'ammortamento, a un importo pari al prodotto tra i corrispondenti costi fissi operativi considerati per la determinazione del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova e il rapporto tra il limite inferiore (465.000 €/MW) e il limite superiore (580.000 €/MW) dei costi fissi di costruzione della tecnologia di punta di cui allo studio trasmesso all'Autorità con la prima comunicazione Terna; detta riduzione è volta a differenziare il limite superiore e il limite inferiore del *CONE* anche sotto il profilo dei costi fissi operativi, secondo la medesima proporzione che sussiste tra i costi fissi di costruzioni adottati per la determinazione di detti limiti; ciò implica che, nel calcolo del limite inferiore del *CONE*, si applichi un valore di costi fissi operativi coerente con il minimo importo di costi fissi operativi emerso dai dati acquisiti dall'Autorità nell'ambito della propria attività di regolazione e monitoraggio;
 - maggiorazione dei costi fissi, per tener conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza, ivi incluso il *de-rating*;
- stabilire che il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente sia pari a 33.000 €/MW/anno, incrementando di 13.000 €/MW/anno il corrispondente importo indicato nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel; a tal proposito, si evidenzia che:
 - il citato valore è determinato applicando all'importo oggetto di consultazione un tasso di *de-rating* pari al tasso di *de-rating* medio della capacità esistente termoelettrica rilevante e maggiorando i costi fissi operativi – inclusivi dell'effetto *de-rating* - di circa il 30%, per tener conto della varietà di taglie all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato e di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza;
 - l'impostazione sopra descritta consente di indurre azioni di contenimento dei costi da parte dei titolari di capacità esistente e agevola la partecipazione attiva di capacità esistente contraddistinta da rendite attese sui mercati dell'energia e sul mercato per il servizio di dispacciamento nulle o insignificanti, nella misura in cui, in sede di determinazione dell'importo del valore massimo per la capacità esistente, i costi fissi rilevanti non sono ridotti di una stima delle rendite attese sui menzionati mercati;

- fissare a 209.000 €/MW l'importo minimo di investimento, di cui al comma 12.1, lettera c), in coerenza con quanto riportato nella decisione C(2018) 617 e consultato da Terna nella quarta e quinta consultazione omonima;
- definire la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio e i valori delle relative variabili determinanti:
 - applicando, in generale, l'approccio delineato nel documento per la consultazione 592/2017/R/eel, per le ragioni ivi esplicitate, e facendo comunque salve le disposizioni di cui al comma 9.4, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11, per gestire i casi in cui sia necessario, nel tempo, apportare cambiamenti alla metodologia di determinazione del prezzo di esercizio;
 - introducendo le seguenti modifiche, per tener conto di alcune osservazioni emerse nel corso della consultazione:
 - i. indicizzazione mensile - invece che trimestrale - dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, sulla base di quotazioni *forward* OTC relative al mese rilevante, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren, così da, contestualmente, conseguire l'obiettivo di una maggiore aderenza alla dinamica dei prezzi registrati sul mercato *spot* del gas naturale, utilizzare un prodotto di riferimento sufficientemente liquido e preservare il criterio, di cui al comma 9.4, lettera a), in base al quale il prezzo di esercizio deve essere determinabile con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
 - ii. introduzione di un meccanismo di mitigazione del rischio di mancata copertura del costo della materia prima, nei periodi in cui il sistema gas si trovi al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dello Sviluppo Economico in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11;
- stabilire con il presente provvedimento i parametri economici validi per le procedure concorsuali di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019 e prevedere che detti parametri siano i medesimi per entrambe le citate procedure, in considerazione del fatto che, per le ragioni sopra evidenziate, i parametri economici relativi alla procedura per l'anno di consegna 2023 non possono essere modificati alla luce degli esiti dell'asta relativa all'anno di consegna 2022;
- fissare con successivi provvedimenti i parametri economici delle procedure concorsuali che seguiranno le aste di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019, così da poter tenere conto degli esiti delle aste medesime

DELIBERA

Articolo 1

Valori massimi dei premi e premio associato al punto centrale di ciascuna curva

- 1.1 Il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova, di cui al comma 12.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 75.000 €/MW/anno.
- 1.2 Il premio associato al punto centrale di ciascuna curva, di cui al comma 16.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 60.000 €/MW/anno.
- 1.3 Il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e il valore del premio massimo offribile dalla capacità esistente, di cui al comma 12.1, lettera b), della deliberazione ARG/elt 98/11, sono uguali e pari a 33.000 €/MW/anno.

Articolo 2

Importo minimo di investimento

- 2.1 L'importo minimo di investimento, di cui al comma 12.1, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 209.000 €/MW.

Articolo 3

Metodologia di determinazione del prezzo di esercizio

- 3.1 Il prezzo di esercizio, di cui al comma 12.1, lettera d), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari al costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale.
- 3.2 Il costo variabile standard di cui al precedente comma 3.1 è pari alla somma di:
 - a) una componente a copertura del costo per il gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale sino all'unità considerata e delle accise;
 - b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*;
 - c) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse;
 - d) una componente a copertura degli oneri di dispacciamento;
 - e) una componente a copertura di altri oneri e rischi.
- 3.3 La componente gas naturale di cui al precedente comma 3.2, lettera a), è pari al prodotto tra il consumo specifico standard di gas naturale, pari a 340 Smc/MWh, e la somma:
 - a) del valore standard del gas naturale, inclusivo di materia prima, logistica internazionale e logistica nazionale;
 - b) delle vigenti accise relative al gas naturale;
 - c) dell'integrazione per ridotta regolarità di funzionamento, I_{GN} , pari a 5 centesimi di euro/Smc.

- 3.4 Il valore standard del gas naturale di cui al precedente comma 3.3, lettera a), è pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma:
- a) di una componente pari:
 - a.1) nelle ore diverse da quelle di cui al successivo punto a.2), alla componente di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata, sostituendo l'elemento $P_{FOR,t}$ con l'elemento $P_{FOR,m}$, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel mese m -esimo e pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* mensili *OTC* relative al mese m -esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi);
 - a.2) nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dello Sviluppo Economico in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11, al maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto di cui all'articolo 22, comma 1, del regolamento n. 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall'Autorità, come eventualmente in seguito modificati e integrati;
 - b) della componente *CCR* di cui all'articolo 6*bis* dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata, al netto dell'elemento a copertura del rischio di mantenimento del criterio *pro die* di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione;
 - c) dell'eventuale differenza positiva tra il valore di cui al punto 1 della deliberazione 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, incrementato di 1 (un) centesimo di euro/Smc, e la somma dei valori degli elementi QT_{PSV} e QT_{MCV} , di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata.
- 3.5 La componente emissioni di cui al precedente comma 3.2, lettera b), per il mese m -esimo, è pari al prodotto tra lo standard di emissione, pari a 0,7162 tCO₂/MWh, e il valore del parametro P_{EUA} , calcolato con riferimento al periodo compreso tra il 21° giorno del secondo mese solare antecedente il mese m -esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi), con i criteri che, prima del suddetto periodo, saranno definiti dall'Autorità per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'*Emission Trading Scheme* o, qualora detti criteri non siano definiti, con appositi criteri comunque stabiliti prima del menzionato periodo.
- 3.6 La componente smaltimento di cui al precedente comma 3.2, lettera c), è pari a 0,6 centesimi di euro/MWh.
- 3.7 La componente dispacciamento di cui al precedente comma 3.2, lettera d), è pari al maggior valore tra 3 euro/MWh e il 2% della sommatoria delle componenti gas naturale, emissioni e smaltimento, di cui al precedente comma 3.2, lettere a), b) e c).

- 3.8 La componente altri oneri e rischi di cui al precedente comma 3.2, lettera e), è pari a 15 euro/MWh.
- 3.9 Se, in relazione a un certo mese, non è possibile determinare il valore della componente di cui al precedente comma 3.2, lettera a), o il valore della componente di cui al precedente comma 3.2, lettera b), a detto mese si associa il corrispondente valore relativo all'ultimo mese per il quale è possibile il calcolo.
- 3.10 Ai fini dell'applicazione del presente articolo, il potere calorifico superiore è pari a 0,0381 GJ/Smc.
- 3.11 Il presente articolo fa comunque salve le disposizioni di cui al comma 9.4, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11.

Articolo 4
Disposizioni finali

- 4.1 Le disposizioni del presente provvedimento si applicano alle procedure concorsuali da svolgersi entro il corrente anno con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023, di cui all'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019.
- 4.2 Il presente provvedimento è trasmesso al Ministro dello Sviluppo Economico e a Terna.
- 4.3 La presente deliberazione è pubblicata sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

3 settembre 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini