

DELIBERAZIONE 3 SETTEMBRE 2019
365/2019/R/EEL

DETERMINAZIONI SUL CORRISPETTIVO DI CUI ALL'ARTICOLO 14 DELLA
DELIBERAZIONE ARG/ELT 98/11

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) 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);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- 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 modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 e successive modificazioni 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);
- 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 codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;
- 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);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 321/2019/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 321/2019/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 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” e sul “Regolamento recante le modalità di abilitazione al mercato per il servizio di dispacciamento delle unità di consumo per il mercato della capacità e relativi allegati” (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: 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, ANCHE, CHE:

- in data 1 luglio 2014 sono entrate in vigore le linee-guida europee che introducono, tra le altre cose, rilevanti vincoli 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, tra l'altro, i propri orientamenti in merito alle modifiche e integrazioni da apportare ai criteri e alle condizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11;
- 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;
- con la decisione C(2018) 617, la Commissione ha dichiarato il mercato italiano della capacità compatibile con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato;
- 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 della capacità;
 - 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 aggiornate per tenere conto degli elementi emersi nel corso delle precedenti consultazioni e dell'interlocuzione con la Commissione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- 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;
- la proposta di disciplina del mercato della capacità è stata approvata con decreto 28 giugno 2019, previo parere favorevole dell'Autorità (parere 281/2019/R/eel);
- l'articolo 6, comma 1, del decreto 28 giugno 2019 prevede che le procedure concorsuali riferite agli anni di consegna 2022 e 2023 debbano essere svolte entro il corrente anno;
- con la 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, ALTRESÌ, CHE:

- a valle delle modifiche introdotte alla disciplina del mercato della capacità e prima dello svolgimento, entro il corrente anno, delle procedure concorsuali di cui al comma 6.1 del decreto 28 giugno 2019, risulta necessario definire le modalità cui Terna dovrà attenersi, nel corso dell'anno di consegna, per ripartire gli oneri netti derivanti dal mercato della capacità fra gli utenti del dispacciamento in prelievo (di seguito: *settlement* delle partite economiche del mercato della capacità);
- il *settlement* delle partite economiche del mercato della capacità è disciplinato dall'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11; la versione vigente del citato articolo definisce:
 - a) le singole voci che concorrono a determinare l'onere netto complessivo sostenuto da Terna;
 - b) il criterio per la ripartizione dell'onere netto complessivo, che, per almeno il 70%, è attribuito a ciascun utente del dispacciamento in prelievo in funzione

della quota di prelievo di detto utente nelle ore appartenenti al picco del sistema elettrico;

- per quanto attiene al profilo di cui alla lettera a), occorre completare l'elenco delle voci che concorrono alla determinazione dell'onere netto, tenendo conto delle modifiche apportate al contenuto della disciplina del mercato della capacità approvata con decreto 28 giugno 2019, e, al contempo, definire le modalità e le tempistiche, cui Terna dovrà attenersi nell'ambito del *settlement* delle partite economiche del mercato della capacità;
- per quanto attiene al profilo di cui alla lettera b), occorre definire la quota parte dell'onere netto complessivo che, con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023, sarà coperta in funzione della quota di prelievo dell'utente del dispacciamento in prelievo nelle ore appartenenti al picco del sistema elettrico;
- con il documento per la consultazione 321/2019/R/eel, l'Autorità ha espresso il proprio orientamento in materia di *settlement* delle partite economiche del mercato della capacità; detto orientamento può essere sintetizzato come segue:
 - a) le ore di picco del sistema elettrico in un dato anno di consegna sono definite da Terna prima dell'anno medesimo, al fine di incentivare l'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei consumatori finali, che, riducendo i consumi nelle ore di picco del sistema elettrico, contribuiscono a ridurre il rischio di scarsità del sistema elettrico; al contempo, non si tiene conto della differenza tra le ore di picco stabilite *ex ante* e quelle che risultano dalla rilevazione *ex post*, anche per evitare di adottare meccanismi di acconto e conguaglio che potrebbero disorientare i consumatori, dato che la modifica *ex post* del novero delle ore di picco rischia di non valorizzare sufficientemente la trasformazione virtuosa delle condotte di consumo e di trascurare il fatto che il cambiamento della classificazione delle ore, da ore di picco *ex ante* in ore di fuori picco *ex post*, può essere dovuta, almeno in parte, alla reazione registrata nelle citate condotte;
 - b) entro il medesimo termine di cui alla lettera a), il corrispettivo unitario applicato alle ore di picco del sistema elettrico (di seguito: corrispettivo unitario di picco) e il corrispettivo unitario applicato alle rimanenti ore (di seguito: corrispettivo unitario di fuori picco) sono definiti da Terna sulla base degli oneri noti al momento della determinazione e delle stime sull'energia prelevata dei due sottoinsiemi di ore;
 - c) sono aggiornati con cadenza annuale e trimestrale, rispettivamente, il corrispettivo unitario di picco e il corrispettivo unitario di fuori picco e sono considerati esclusivamente in sede di aggiornamento del corrispettivo unitario di fuori picco i corrispettivi variabili, le penali, gli scostamenti tra prelievi stimati e prelievi effettivi, gli eventuali minori introiti dovuti alle esenzioni dal pagamento dei corrispettivi di cui beneficiano gli utenti con riferimento a capacità di prelievo contrattualizzata nel mercato della capacità e le altre partite economiche che, contestualmente, non sono state considerate nelle determinazioni precedenti e che, in seguito alle citate determinazioni, sono state oggetto di consuntivo; tale approccio, mutuato, in linea generale, da quanto previsto con riferimento al corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione

- 111/06, è finalizzato a favorire la trasparenza e la prevedibilità in relazione ai flussi finanziari tra Terna e gli utenti del dispacciamento in prelievo, evitando complessi meccanismi di acconto e conguaglio e, al contempo, a limitare un'eccessiva volatilità dei corrispettivi unitari;
- d) il 70% dell'onere netto è ripartito tra gli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione della quota di prelievo degli stessi nelle ore di picco e la restante parte in base alla corrispondente quota di prelievo nelle ore di fuori picco; questa impostazione è motivata, da un lato, dall'esigenza di non distorcere l'efficienza allocativa del mercato elettrico, evitando, per quanto possibile, sussidi incrociati tra consumatori e, dall'altro lato, dall'obiettivo di tenere conto del fatto che il contratto di opzione negoziato nel mercato della capacità è nelle condizioni di produrre benefici, in termini di contenimento dei prezzi *spot*, anche nelle ore non di picco;
 - e) il corrispettivo a copertura dell'onere netto complessivo del mercato della capacità è applicato a ciascun utente del dispacciamento in prelievo su base mensile, come previsto per i corrispettivi di dispacciamento di cui alla deliberazione 111/06;
 - f) per tener conto del fatto che, in un dato mese, il gettito raccolto da Terna potrebbe risultare superiore (inferiore) rispetto all'onere netto che la medesima Terna deve sostenere nel mese medesimo, la gestione dei flussi finanziari è operata direttamente da Terna, applicando alle partite un predefinito tasso di interesse;
- le osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 321/2019/R/eel possono essere sintetizzate come segue:
 - a) alcuni operatori condividono l'orientamento dell'Autorità sia con riferimento alle modalità di *settlement* delle partite economiche proposte, sia rispetto alla ripartizione dell'onere netto tra le ore di picco del sistema elettrico e le ore di fuori picco;
 - b) altri partecipanti alla consultazione, sebbene favorevoli all'impostazione generale proposta dall'Autorità, richiedono di aggiornare con cadenza annuale sia il corrispettivo da applicarsi nelle ore di picco del sistema elettrico, sia il corrispettivo relativo alle ore di fuori picco;
 - c) alcuni operatori richiedono di chiarire, eventualmente in successive consultazioni più strettamente riguardanti il mercato *retail*, le modalità con le quali gli operatori di detto mercato potranno applicare, in fase di fatturazione, un corrispettivo unitario differenziato nelle ore di picco e nelle ore di fuori picco in assenza delle misure di consumo orarie, che saranno fornite per tutti i clienti soltanto al termine del processo di installazione dei misuratori 2G da parte dei distributori elettrici nazionali;
 - d) diversi partecipanti alla consultazione richiedono di chiarire la natura giuridica del corrispettivo, così da precisare il perimetro quantitativo su cui è applicato;
 - e) in relazione al corrispettivo variabile teorico, alcuni operatori:
 - chiedono se l'energia cui si applica il citato corrispettivo sia quella programmata in esito alla registrazione di un contratto bilaterale sulla PCE;

- esprimono l'esigenza che sia chiarito il prezzo di riferimento da applicare ai fini della definizione del menzionato corrispettivo;
- f) un operatore ha espresso la necessità di chiarire le modalità di valorizzazione del gettito derivante dal corrispettivo variabile per rendite di congestione *spot*;
- g) Terna ha segnalato l'opportunità che il tasso di interesse per la gestione dei flussi finanziari sia fissato e aggiornato periodicamente in base alle condizioni effettive di mercato, in modo da minimizzare il rischio di esposizione finanziaria;
- per quanto attiene alle osservazioni di cui alla precedente lettera b), l'aggiornamento trimestrale del corrispettivo unitario applicato alle ore di fuori picco è funzionale a garantire flessibilità nella gestione finanziaria delle partite economiche;
- con riferimento alle osservazioni degli operatori di cui alla precedente lettera c), come anticipato nel documento per la consultazione 321/2019/R/eel, saranno oggetto di successivi documenti per la consultazione gli interventi in tema di regolazione del mercato *retail* finalizzati a tenere conto delle modalità di determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11.

RITENUTO OPPORTUNO:

- modificare e integrare l'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11, coerentemente con l'orientamento espresso con il documento per la consultazione 321/2019/R/eel, in modo da:
 - completare l'elenco delle voci che concorrono alla determinazione dell'onere netto, tenendo conto delle modifiche apportate al contenuto della disciplina del mercato della capacità approvata con il decreto 28 giugno 2019;
 - definire le modalità e le tempistiche che devono essere applicate da Terna nell'ambito del *settlement* delle partite economiche del mercato della capacità;
 - con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023, fissare al 70% (30%) la quota dell'onere netto complessivo che deve essere coperta in funzione della quota di prelievo dell'utente del dispacciamento in prelievo nelle ore di picco (fuori picco) del sistema elettrico;
- sulla base delle osservazioni in merito al documento per la consultazione 321/2019/R/eel, chiarire che:
 - fatte salve le disposizioni sull'esenzione di cui beneficiano gli utenti con riferimento a capacità di prelievo contrattualizzata nel mercato della capacità, i corrispettivi unitari di picco e di fuori picco siano applicati alla medesima energia soggetta al corrispettivo di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06, così da massimizzare l'energia su cui applicare il corrispettivo a copertura degli oneri del mercato della capacità e, al contempo, tenere conto del fatto che quest'ultimo corrispettivo presenta peculiarità tali da non essere perfettamente assimilato ad altri corrispettivi vigenti;
 - ai fini della determinazione del corrispettivo variabile teorico, il prezzo di riferimento è pari al prezzo di cui al comma 8.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 98/11, ovvero il prezzo registrato sul mercato del giorno prima (di seguito: MGP), e l'energia cui si applica il citato corrispettivo corrisponde a

- quella programmata in esito alla registrazione di un contratto bilaterale sulla PCE;
- ai fini della determinazione del corrispettivo variabile per rendite di congestione *spot*, il transito da applicare è pari al minore tra il valore assoluto del transito registrato in esito al MGP nell'ora considerata e il valore assoluto del transito registrato in esito all'ultima procedura concorsuale che ha negoziato l'ora medesima;
 - ai fini della gestione dei flussi finanziari del mercato della capacità operata da Terna, si prevede il medesimo tasso di interesse attualmente utilizzato nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento di cui alla deliberazione 111/06

DELIBERA

1. di integrare la deliberazione ARG/elt 98/11 nei termini di seguito indicati:
 - all'articolo 14, i commi da 14.1 a 14.4 sono sostituiti dai seguenti commi: “
 - 14.1 L'onere netto di approvvigionamento della capacità di un dato anno di consegna è dato dalla somma dei seguenti importi relativi al medesimo anno:
 - a) la somma dei premi di cui all'Articolo 7, comma 7.1, lettera f), corrisposti da Terna agli aggiudicatari dei contratti standard di approvvigionamento di capacità, presa con segno negativo;
 - b) la somma dei corrispettivi di cui all'Articolo 7, comma 7.1, lettera b), corrisposti a Terna dagli aggiudicatari dei contratti standard di approvvigionamento di capacità, presa con segno positivo;
 - c) la somma dei corrispettivi di cui all'Articolo 7, comma 7.1, lettera b), che sarebbero stati corrisposti a Terna dagli aggiudicatari dei contratti standard di approvvigionamento di capacità che si sono avvalsi della facoltà di cui all'Articolo 7, comma 7.1, lettera d), calcolati applicando il prezzo di riferimento di cui all'Articolo 8, comma 8.1, lettera a), presa con segno positivo;
 - d) le rendite di congestione che si sono determinate in esito alle procedure concorsuali di cui all'Articolo 10, prese con segno negativo;
 - e) la quota parte del gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto che trae origine dagli eventuali differenziali orari positivi fra i prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 30, comma 30.4, della deliberazione 111/06 e il prezzo di esercizio di cui all'Articolo 9, moltiplicati per il minore tra il valore assoluto del transito registrato in esito al MGP nell'ora considerata e il valore assoluto del transito registrato in esito all'ultima procedura concorsuale che ha negoziato l'ora medesima, presa con segno positivo;

- f) la somma dei corrispettivi di cui all'Articolo 13*bis*, comma 13*bis*.4, lettera f), presa con segno positivo;
 - g) la somma dei corrispettivi di cui all'Articolo 54 della disciplina del mercato della capacità, presa con segno positivo;
 - h) la somma delle penali applicate da Terna agli aggiudicatari dei contratti standard in caso di inadempimento, secondo quanto previsto dalla disciplina, presa con segno positivo;
 - i) il saldo netto della somma di eventuali ulteriori partite economiche che, ai sensi della disciplina del mercato della capacità, Terna è tenuta a recuperare o portare a riduzione del corrispettivo di cui all'Articolo 14.
- 14.2 Con riferimento a ciascun anno di consegna, Terna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente, definisce e pubblica:
- a) le ore di picco del sistema elettrico;
 - b) la stima dell'energia complessivamente prelevata nelle ore di picco del sistema elettrico;
 - c) la stima dell'energia complessivamente prelevata nelle ore diverse dalle ore di picco del sistema elettrico;
 - d) l'onere netto atteso di approvvigionamento della capacità calcolato come differenza tra:
 - i. la somma degli importi di cui al comma 14.1, lettere a) e d);
 - ii. la somma degli importi di cui al comma 14.1, lettere f) e g), relativi a periodi inclusi nell'anno di consegna considerato e noti prima della data di cui al presente comma;
 - iii. gli importi di cui al comma 14.1, lettera i), noti prima della data di cui al presente comma.
- 14.3 Entro il medesimo termine di cui al comma 14.2, Terna determina e pubblica:
- a) il corrispettivo unitario da applicarsi nelle ore di picco del sistema elettrico dell'anno successivo, pari al rapporto tra:
 - i. una quota non inferiore al 70% dell'onere netto atteso di approvvigionamento della capacità di cui al comma 14.2, lettera d);
 - ii. la stima dell'energia complessivamente prelevata nelle ore di picco del sistema elettrico di cui al comma 14.2, lettera b);
 - b) il corrispettivo unitario da applicarsi nelle ore del trimestre successivo diverse dalle ore di picco del sistema elettrico, pari al rapporto tra:
 - i. il completamento a uno della quota di cui al comma 14.3, lettera a), punto i., dell'onere netto atteso di approvvigionamento della capacità di cui al comma 14.2, lettera d);
 - ii. la stima dell'energia complessivamente prelevata nelle ore diverse dalle ore di picco del sistema elettrico di cui al comma 14.2, lettera c).

- 14.4 Con cadenza trimestrale, entro il giorno 15 del mese antecedente il trimestre di applicazione, Terna aggiorna e pubblica il corrispettivo unitario da applicarsi nelle ore non appartenenti al picco del sistema elettrico del trimestre medesimo, per tenere conto delle seguenti partite economiche riferite ai mesi sino a quel momento oggetto di consuntivo:
- a) gli importi di cui al comma 14.1, lettere b), c), e) e h);
 - b) il saldo netto dovuto agli scostamenti tra i prelievi attesi e quelli effettivi;
 - c) gli eventuali minori introiti dovuti all'applicazione del diritto di cui al comma 13bis.4, lettera c), previsto per le unità di consumo contrattualizzate;
 - d) gli importi di cui al comma 14.1, lettere g) e i), per la parte non considerata nelle precedenti determinazioni.
- 14.5 Entro il medesimo termine di cui al comma 14.4, Terna pubblica le informazioni relative alle singole partite di cui al medesimo comma, esplicitando, per ciascuna lettera del comma 14.1 citata al comma 14.4, il relativo importo.
- 14.6 Entro il medesimo termine di cui al comma 14.4, Terna determina una componente pari alla quota dell'importo di cui al comma 14.1, lettera c), da attribuire a ciascun utente del dispacciamento in prelievo, in funzione dell'energia autoprogrammata in prelievo per effetto della registrazione di programmi C.E.T di prelievo in esecuzione di acquisti netti registrati a termine la cui controparte diretta o indiretta avrebbe dovuto versare il corrispettivo variabile in assenza dell'esenzione di cui al comma 7.1, lettera d).
- 14.7 Sulla differenza positiva (negativa) tra i flussi finanziari cumulati derivanti dall'applicazione del corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità e i flussi finanziari cumulati derivanti dal pagamento dell'onere medesimo, Terna applica un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%. I conseguenti interessi sono inclusi nella voce di cui al comma 14.4, lettera d), nella parte relativa alle partite di cui al comma 14.1, lettera i), con il segno positivo (negativo).
- 14.8 In ciascun mese, il corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità applicato a ciascun utente del dispacciamento in prelievo è pari alla somma dei seguenti addendi:
- a) il prodotto fra:
 - i. l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente nelle ore di picco del sistema elettrico del medesimo mese, calcolata tenendo conto del diritto di cui al comma 13bis.4, lettera c);
 - ii. il corrispettivo unitario di cui al comma 14.3, lettera a), relativo all'anno nel quale è incluso il mese considerato;
 - b) il prodotto fra:

- i. l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente nelle ore diverse dalle ore di picco del sistema elettrico del medesimo mese, calcolata tenendo conto del diritto di cui al comma 13bis.4, lettera c);
- ii. il corrispettivo unitario di cui al combinato disposto dei commi 14.3, lettera b), e 14.4, relativo al trimestre nel quale è incluso il mese considerato;

c) la componente di cui al comma 14.6.

Fatto salvo quanto previsto al comma 13bis.4, lettera c), l'energia di cui alla precedente lettera a), punto i., e l'energia di cui alla precedente lettera b), punto i., sono pari, nelle rispettive ore, all'energia cui si applica il corrispettivo di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06.

14.9 L'utente del dispacciamento in prelievo paga a Terna se negativo, ovvero riceve da Terna se positivo, il corrispettivo di cui al comma 14.8.

14.10 I pagamenti dall'utente del dispacciamento in prelievo a Terna sono effettuati con valuta beneficiario il sedicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza. I pagamenti da Terna all'utente del dispacciamento sono effettuati con valuta beneficiario il diciassettesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.

14.11 La somma degli importi di cui al comma 14.1, lettera d), è portata da Terna a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06.”;

- dopo l'Articolo 21 inserire il seguente Articolo: “

Articolo 22

Disposizioni relative a specifici periodi di consegna

22.1 In relazione agli anni di consegna 2022 e 2023, la quota di cui al comma 14.3, lettera a), punto i., è pari al 70%.”;

2. di trasmettere il presente provvedimento a Terna;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

3 settembre 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini