

DELIBERAZIONE 12 DICEMBRE 2023

583/2023/R/EEL

**DISPOSIZIONI SULLA METODOLOGIA PER LA DEFINIZIONE DEL PREZZO DI ESERCIZIO
DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ, DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ
399/2021/R/EEL**

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1276^a riunione del 12 dicembre 2023

VISTI:

- il regolamento (UE) n. 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (di seguito: regolamento 312/2014);
- il regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo 379/03);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto-legge 28 febbraio 2022, n. 16;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 28 giugno 2019 (di seguito: decreto 28 giugno 2019);
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 28 ottobre 2021 (di seguito: decreto 28 ottobre 2021);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/09);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas (di seguito: TIB);

- il parere dell’Autorità 27 giugno 2019, 281/2019/R/eel (di seguito: parere 281/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 363/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 settembre 2019, 364/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 364/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 ottobre 2020, 424/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 424/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 14 settembre 2021, 378/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 378/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 399/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 novembre 2021, 498/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 498/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2021, 578/2021/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 83/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas (di seguito: deliberazione 374/2022/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2022, 453/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2023, 437/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 437/2023/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 ottobre 2023, 471/2023/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 471/2023/R/eel);
- la decisione della Commissione europea *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 europea *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).

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;

- in esito a un articolato percorso di consultazione, l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 98/11, ha definito i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità;
- con le decisioni C(2018) 617 e C(2019) 4509, la Commissione ha dichiarato il mercato italiano della capacità compatibile con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato;
- la proposta di disciplina del mercato della capacità elaborata da Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) è stata approvata con il decreto 28 giugno 2019 (di seguito: Disciplina), previo parere favorevole dell’Autorità (parere 281/2019/R/eel); con la deliberazione 364/2019/R/eel, l’Autorità ha positivamente verificato la conformità delle Disposizioni tecniche di funzionamento previste dalla Disciplina e proposte da Terna nel 2019;
- con le deliberazioni 378/2021/R/eel e 498/2021/R/eel, l’Autorità ha positivamente verificato la conformità delle modifiche alla Disciplina e alle Disposizioni tecniche di funzionamento proposte da Terna nel 2021; la citata proposta di modifica alla Disciplina è stata approvata con il decreto 28 ottobre 2021.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- nel 2019 e nel 2022 si sono svolte le procedure concorsuali del mercato della capacità aventi ad oggetto gli anni 2022, 2023 e 2024; il primo gennaio 2022 è, pertanto, iniziato il periodo di consegna del mercato della capacità, con il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari e l’applicazione delle regole sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile; ai fini della determinazione di quest’ultimo corrispettivo rileva il prezzo di esercizio di cui all’articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11 (di seguito: prezzo di esercizio);
- l’articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11 prevede, tra l’altro, che:
 - il prezzo di esercizio sia pari al costo variabile standard della tecnologia di generazione di energia elettrica, fra quelle che sarebbero incluse nel parco ottimo e qualificabili alle procedure concorsuali del mercato della capacità, cui corrisponde il più basso costo fisso standard annuo per MW (di seguito: tecnologia di punta);
 - l’Autorità predisponga e aggiorni una metodologia di calcolo del menzionato costo variabile standard che rispetti i seguenti criteri:
 - a) il prezzo di esercizio deve essere determinabile dal sottoscrittore del contratto standard di approvvigionamento di capacità con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
 - b) il calcolo del costo variabile standard deve riferirsi alla tecnologia di punta e basarsi sul principio del costo opportunità;
 - c) l’Autorità può modificare la metodologia di calcolo del prezzo di esercizio, a valere sui periodi successivi al momento in cui la medesima modifica diviene efficace, vincolandosi al rispetto dei seguenti principi:
 - 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;
- con la deliberazione 363/2019/R/eel l’Autorità ha stabilito la metodologia per la definizione del prezzo di esercizio in relazione ai periodi di consegna 2022 e 2023;
 - il comma 3.1 della deliberazione 363/2019/R/eel prevede che il prezzo di esercizio sia pari al costo variabile standard di un’ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale (se non diversamente specificato, i commi citati nel prosieguo sono da considerarsi relativi alla deliberazione 363/2019/R/eel);
 - il comma 3.2 della citata deliberazione stabilisce che il costo variabile standard di cui al comma 3.1 sia pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui:
 - 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 (di seguito: componente gas naturale);
 - una componente a copertura dell’onere delle quote di emissione da rendere nell’ambito dell’*Emission Trading Scheme* (di seguito: componente emissioni);
 - il comma 3.3 della deliberazione 363/2019/R/eel prevede che la componente gas naturale dipenda, tra l’altro, dal valore standard del gas naturale, inclusivo di materia prima, logistica internazionale e logistica nazionale (di seguito: valore standard del gas naturale);
 - secondo il comma 3.4 della menzionata deliberazione nella versione antecedente alla deliberazione 83/2022/R/eel, il valore standard del gas naturale era pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma di un insieme di componenti, tra cui, una componente pari:
 - nelle ore diverse da quelle del successivo punto, alla componente di cui al comma 6.2 dell’Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09, previa sostituzione dell’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, applicando la metodologia *assessment (midpoint)*, con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi);
 - nelle ore di emergenza del sistema gas, dichiarata dal Ministero dello Sviluppo economico (ora Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, di seguito anche: Ministero) in applicazione del Piano di emergenza di cui all’articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11 (di seguito: Piano di emergenza), al maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto di cui all’articolo 22, comma 1, del regolamento 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall’Autorità;
 - il comma 3.5 della deliberazione 363/2019/R/eel, nella formulazione precedente alla deliberazione 83/2022/R/eel, stabiliva che la componente emissioni, per il mese m -esimo, dipendesse, tra l’altro, dal 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), secondo la metodologia per la determinazione dell'omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le seguenti eccezioni:

- sostituzione del mercato e del prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto *EUA spot (daily future)* con il mercato e il prodotto *ICE - ICE Endex*, contratto *EUA spot (daily future on EUA)*;
- esclusione del mercato e del prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario);
- alla luce della significativa ed eccezionale volatilità evidenziata dalle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione, in un contesto di crisi internazionale di imprevedibile durata, l'Autorità, con la deliberazione 83/2022/R/eel, ha disposto la modifica urgente della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del mercato della capacità *ex* deliberazione 363/2019/R/eel, al fine di rendere detto prezzo maggiormente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas in applicazione del Piano di emergenza; in particolare, la deliberazione 363/2019/R/eel, come modificata e integrata dalla deliberazione 83/2022/R/eel, prevede che, dal giorno successivo alla pubblicazione di quest'ultima deliberazione:
 - nelle ore del giorno d -esimo in cui il sistema gas non è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero, in applicazione del Piano di emergenza, il valore standard del gas naturale sia calcolato applicando, in luogo della componente di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.1), e in relazione al giorno d -esimo, il *System Average Price* (di seguito anche: *SAP*) di cui al comma 1.2, lettera o), del TIB, che è il prezzo giornaliero di mercato adottato, in caso di dichiarazione del livello di emergenza, nell'ambito del calcolo della componente di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.2); il *SAP* è rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana ed è pari alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title* (MGP-GAS e MI-GAS), nonché nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), sub ii), del TIB, di prodotti *locational*, con consegna nel giorno gas considerato, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata;
 - ai fini del calcolo della componente emissioni, di cui al comma 3.5, per il giorno d -esimo, il valore del parametro P_{EUA} sia calcolato con riferimento al giorno che precede il giorno d -esimo, secondo la metodologia per la determinazione dell'omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le eccezioni già stabilite dalla deliberazione 363/2019/R/eel;
 - se, in relazione a un certo giorno, non è possibile determinare il valore della componente gas naturale o il valore della componente emissioni, a detto giorno sia associato il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo;

- con la deliberazione 437/2023/R/eel l’Autorità ha confermato le modifiche e integrazioni alla deliberazione 363/2019/R/eel introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel, confermando altresì la loro applicazione dal giorno seguente la data di pubblicazione di quest’ultimo provvedimento fino al termine del periodo di consegna oggetto della deliberazione 363/2019/R/eel (31 dicembre 2023); le sopra descritte disposizioni della deliberazione 437/2023/R/eel sono state adottate anche in considerazione:
 - degli esiti della consultazione postuma di cui alla deliberazione 83/2022/R/eel;
 - del fatto che, nel frattempo, erano state riformate le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela con la deliberazione 374/2022/R/gas, rafforzando l’esigenza di slegare la metodologia per la determinazione della componente gas naturale utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di esercizio dal parametro P_{FOR} ;
 - del perdurare dello stato di crisi internazionale, che non consente di escludere che possano riproporsi in futuro le tensioni sui mercati che hanno costituito il presupposto delle deliberazioni 83/2022/R/eel e 374/2022/R/gas.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la deliberazione 399/2021/R/eel, l’Autorità ha definito la metodologia per la definizione del prezzo di esercizio per il biennio 2024 – 2025;
- con il documento per la consultazione 471/2023/R/eel, l’Autorità ha espresso il proprio orientamento circa l’opportunità di prevedere la modifica della deliberazione 399/2021/R/eel, estendendo all’anno 2024 l’applicazione delle disposizioni introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel a decorrere dal 5 marzo 2022 e successivamente confermate sino al 31 dicembre 2023 con la deliberazione 437/2023/R/eel; le ragioni alla base del citato orientamento sono le stesse che hanno condotto all’adozione della deliberazione 437/2023/R/eel (cfr. *supra*);
- i partecipanti alla consultazione 471/2023/R/eel hanno formulato le osservazioni di seguito riassunte:
 - a) tutti i partecipanti hanno accolto positivamente l’orientamento dell’Autorità in merito alla modifica della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l’anno 2024, poiché consente di rendere il menzionato prezzo maggiormente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta;
 - b) alcuni partecipanti, pur condividendo la proposta dell’Autorità, hanno evidenziato che, nel caso di offerte presentate sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) e riferite a impianti di tipo turbogas a ciclo aperto contrattualizzati nell’ambito del mercato della capacità, in uno scenario di prezzi gas volatili e decrescenti possono determinarsi le condizioni per il pagamento a Terna di corrispettivi variabili con riferimento a offerte non accettate sul MSD e formulate a prezzi maggiori del prezzo di esercizio, su cui l’operatore non ha possibilità di controllo anche adottando una condotta diligente; in particolare, tale situazione può verificarsi soprattutto in relazione alla prima parte della giornata, quando il prezzo

SAP considerato per l'offerta sul MSD può discostarsi in misura maggiore rispetto al valore del *SAP* consuntivo finale; per mitigare il fenomeno sopra descritto:

- i) un partecipante ha proposto di utilizzare, in luogo del *SAP* consuntivo finale, il valore massimo su base oraria raggiunto dal *SAP* tra il giorno *d-1* e il giorno *d*;
 - ii) due partecipanti hanno proposto di applicare quanto descritto al precedente punto i) soltanto quando la media ponderata del prezzo gas nel giorno *d-1* sia superiore almeno del 5-10% rispetto alla media ponderata registrata nel giorno *d*;
- in merito alle proposte e alle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione, si evidenzia quanto segue:
 - a) la determinazione del valore standard del gas naturale sulla base di un sottoinsieme di transazioni che concorrono alla formazione del *SAP* (cfr. *supra* lettera b), punti i) e ii)), riducendo i volumi che concorrono alla definizione della media ponderata dei prezzi da utilizzare ai fini del calcolo del valore di riferimento, potrebbe incrementare i rischi che detto riferimento risulti manipolabile da parte degli operatori che partecipano contemporaneamente al mercato della capacità e al mercato del gas;
 - b) la modifica della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l'anno 2024, oggetto del documento per la consultazione 471/2023/R/eel, consiste nel passaggio a una strutturale indicizzazione giornaliera del prezzo di esercizio, mantenendo, però, le componenti a copertura di altri oneri e rischi per gli operatori, vale a dire continuando a prevedere che:
 - i) il valore standard del gas naturale applicato per il calcolo della componente gas naturale del prezzo di esercizio includa, con alcuni adattamenti, la componente *CCR* di cui all'articolo *6bis* dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09, a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compresi i relativi rischi;
 - ii) una specifica componente del prezzo di esercizio sia dedicata alla copertura di rischi e oneri diversi da quelli considerati nelle altre componenti.

RITENUTO CHE:

- anche alla luce degli esiti della consultazione e per le ragioni sopra esposte, sia opportuno modificare la deliberazione 399/2021/R/eel, estendendo all'anno 2024 l'applicazione delle disposizioni introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel a decorrere dal 5 marzo 2022 e successivamente confermate sino al 31 dicembre 2023 con la deliberazione 437/2023/R/eel

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione 399/2021/R/eel nei termini seguenti:
 - all'inizio dei commi 3.4, 3.5 e 3.9 sono aggiunte le seguenti parole:

- “Fatto salvo quanto previsto al comma 5.4,”;
- dopo il comma 5.3 è aggiunto il comma seguente: “
5.4 Con riferimento all’anno di consegna 2024:
 - a) nelle ore diverse da quelle di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.2), in luogo della componente di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.1), è applicato il *System Average Price*, di cui al comma 1.2, lettera o), del TIB, come eventualmente in seguito modificato e integrato;
 - b) ai fini della determinazione del valore della componente emissioni di cui al comma 3.5, in relazione al giorno *d*-esimo, il valore del parametro P_{EUA} , diversamente da quanto stabilito dal menzionato comma, è calcolato con riferimento al giorno che precede il giorno *d*-esimo, secondo la metodologia per la determinazione dell’omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le eccezioni di cui al già citato comma 3.5;
 - c) in luogo di quanto previsto al comma 3.9, se, in relazione a un certo giorno, non è possibile determinare il valore della componente di cui al comma 3.2, lettera a), o il valore della componente di cui al comma 3.2, lettera b), a detto giorno si associa il corrispondente valore relativo all’ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo.”;
 - 2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e a Terna S.p.A.;
 - 3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

12 dicembre 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini