

**DELIBERAZIONE 14 DICEMBRE 2021**  
**578/2021/R/EEL**

**MODIFICHE E INTEGRAZIONI ALLA METODOLOGIA PER LA DEFINIZIONE DEL PREZZO DI**  
**ESERCIZIO DI CUI ALLE DELIBERAZIONI DELL'AUTORITÀ 363/2019/R/EEL E**  
**399/2021/R/EEL**

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

Nella 1185<sup>a</sup> riunione del 14 dicembre 2021

- 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, 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 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 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il 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, dicembre 2019 (di seguito: PNIEC);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 28 giugno 2019 (di seguito: decreto 28 giugno 2019);
- il decreto del Ministro della Transizione Ecologica (di seguito anche: MiTE) 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 e successive modifiche e integrazioni;

- la deliberazione dell’Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/09);
- 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);
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas e successive modifiche e integrazioni (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 3 settembre 2019, 366/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 366/2019/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 1 dicembre 2020, 507/2020/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 ottobre 2020, 424/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 424/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 7 settembre 2021, 370/2021/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 14 settembre 2021, 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 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);
- comunicazione del MiTE del 30 giugno 2021, prot. Autorità 26569, dell’1 luglio 2021 (di seguito: Atto di indirizzo).

#### **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 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 (di seguito: DTF) proposte da Terna nel 2019, inclusive dei valori determinati sulla base delle metodologie definite nelle DTF medesime per ciascuno degli anni di consegna 2022 e 2023;
- nel mese di novembre 2019 si sono tenute la prima e la seconda asta del mercato della capacità con periodi di consegna rispettivamente 2022 e 2023;
- il PNIEC individua nel mercato della capacità uno dei principali strumenti per garantire l’adeguatezza del sistema elettrico e contestualmente promuovere investimenti nel lungo periodo che siano coerenti con il processo di decarbonizzazione del settore;
- con l’Atto di indirizzo, il MiTE ha manifestato, tra l’altro:
  - l’intenzione del Governo di completare il processo di sostituzione della capacità di generazione a carbone nei termini previsti, combinando la realizzazione ed entrata in esercizio di nuove risorse, soprattutto nuovi impianti a energia rinnovabile e sistemi di accumulo, con il processo di dismissione della capacità convenzionale, in un quadro di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico;
  - l’esigenza di prevedere un’ultima proroga di quattro mesi - ulteriore a quella già concessa da Terna fino al 30 giugno 2021 - limitatamente alla scadenza relativa alla presentazione dei titoli autorizzativi per una parte della capacità contrattualizzata attraverso il mercato della capacità, in modo da completare i procedimenti in corso e avere certezza delle risorse effettivamente disponibili, di cui tener conto nel delineare le aste 2024 e 2025;
- con il decreto 28 ottobre 2021, il MiTE ha tra l’altro definito lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano, sulla base della proposta formulata dall’Autorità, e ha approvato le proposte di modifica della Disciplina avanzate da Terna, prevedendo che, al fine di assicurare le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico, Terna avvii, entro il corrente anno, le procedure per lo svolgimento delle aste per l’approvvigionamento di capacità per l’anno 2024;
- con la deliberazione 498/2021/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente le proposte di Terna per la modifica della Disciplina e delle DTF, comprensive dei valori per l’anno di consegna 2024, determinati sulla base delle metodologie definite nelle DTF medesime.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- la deliberazione ARG/elt 98/11 stabilisce che l’Autorità definisca e pubblichi i parametri economici propedeutici allo svolgimento delle procedure concorsuali del mercato della capacità (di seguito: parametri economici), tra cui la metodologia e i parametri tecnico-economici per la determinazione del prezzo di esercizio di cui all’articolo 9 (di seguito: prezzo di esercizio);
- con riferimento alla metodologia di determinazione del prezzo di esercizio, la deliberazione ARG/elt 98/11 prevede, tra l’altro, che:
  - il prezzo di esercizio debba 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;
  - l’Autorità possa 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 i parametri economici per le aste di capacità aventi ad oggetto i periodi di consegna 2022 e 2023;
- con la deliberazione 399/2021/R/eel, l’Autorità ha definito i parametri economici per le procedure concorsuali relative ai periodi di consegna 2024 e 2025;
- il comma 3.1 della deliberazione 363/2019/R/eel e il comma 3.1 della deliberazione 399/2021/R/eel prevedono 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 alle deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, che, con riferimento alla definizione del prezzo di esercizio, risultano identiche sia sotto il profilo metodologico sia dal punto di vista della numerazione dei commi);
- il comma 3.2 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 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, il valore standard del gas naturale è pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma di un insieme di componenti, tra cui:
  - una componente pari:
    - i. nelle ore diverse da quelle in cui il Ministero ha dichiarato l'emergenza del sistema gas in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11, alla componente di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione 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 a un predefinito periodo antecedente il mese  $m$ -esimo;
    - ii. nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero 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 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall'Autorità, come eventualmente in seguito modificati e integrati;
  - una componente pari all'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  $QT_{MCV}$  inclusi nella componente di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata;
- il comma 3.5 stabilisce che la componente emissioni, per il mese  $m$ -esimo, dipenda, tra l'altro, dal valore del parametro  $P_{EUA}$ , calcolato con riferimento a un predefinito periodo antecedente il mese  $m$ -esimo, con i criteri che 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 criteri appositamente stabiliti per il mercato della capacità.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- ICIS-Heren rileva le quotazioni *forward* mensili *OTC* presso l'*hub* TTF secondo due differenti approcci metodologici: *index* e *assessment* (*bid*, *offer* e *midpoint*);
- con la deliberazione 366/2019/R/gas, l'Autorità ha indicato il 31 dicembre 2019 come termine ultimo di applicazione della componente  $QT_{MCV}$  di cui al comma 6.2 della deliberazione ARG/gas 64/09;
- con la deliberazione 424/2020/R/eel, sono stati definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'*Emission Trading Scheme*, limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. ai sensi del provvedimento Cip 6/92, nell'ambito di

convenzioni di cessione destinata e nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2021 e la data di scadenza della convenzione di cessione dell'energia elettrica ai sensi del citato provvedimento (16 aprile 2021);

- essendo scaduta nel 2021 l'ultima convenzione di cessione dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, non è prevista la definizione da parte dell'Autorità dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'*Emission Trading Scheme* per gli anni successivi al 2021.

#### **RITENUTO OPPORTUNO:**

- modificare e integrare le deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel con riferimento al prezzo di esercizio, al fine di:
  - definire i criteri per la valorizzazione del parametro  $P_{EUA}$  di cui al comma 3.5, prevedendo che sia calcolato secondo la metodologia per la determinazione dell'omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel e che, a tal fine, siano applicati i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione, salvo il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario), in quanto non sono più collocate quote EUA sulla piattaforma britannica (mercato primario) gestita da *ICE Futures Europe* (ora *ICE Endex*);
  - specificare che si considerano le quotazioni *forward* mensili *OTC* rilevate da ICIS-Heren presso l'*hub* TTF secondo la metodologia *assessment (midpoint)*;
  - tenere conto della soppressione della componente  $QT_{MCV}$  di cui al comma 6.2 della deliberazione ARG/gas 64/09

#### **DELIBERA**

1. di modificare la deliberazione 363/2019/R/eel nei termini seguenti:
  - al comma 3.4, lettera a), punto a.1), dopo le parole "rilevate da ICIS-Heren" sono inserite le seguenti parole " , applicando la metodologia *assessment (midpoint)*,";
  - al comma 3.4, lettera a), punto a.2), dopo le parole "Ministero dello Sviluppo Economico" sono aggiunte le parole "(ora Ministero della Transizione Ecologica)";
  - al comma 3.4, lettera c), le parole "la somma dei valori degli elementi  $QT_{PSV}$  e  $QT_{MCV}$ ", sono sostituite dalle parole "il valore dell'elemento  $QT_{PSV}$ ";
  - il comma 3.5 è sostituito dal seguente comma:

"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 tCO<sub>2</sub>/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), 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:
- a) si sostituisce il mercato e il 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)*;
  - b) si esclude il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).”;
2. di modificare la deliberazione 399/2021/R/eel nei termini seguenti:
- al comma 3.4, lettera a), punto a.1) dopo le parole “rilevate da ICIS-Heren”, sono inserite le seguenti parole “, applicando la metodologia *assessment (midpoint)*,”;
  - al comma 3.4, lettera a), punto a.2), dopo le parole “Ministero dello Sviluppo Economico” sono aggiunte le parole “(ora Ministero della Transizione Ecologica)”;
  - al comma 3.4, lettera c), le parole “la somma dei valori degli elementi  $QT_{PSV}$  e  $QT_{MCV}$ ”, sono sostituite dalle parole “il valore dell’elemento  $QT_{PSV}$ ”;
  - il comma 3.5 è sostituito dal seguente comma:  
“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 tCO<sub>2</sub>/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), 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:  
    - a) si sostituisce il mercato e il 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)*;
    - b) si esclude il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).”;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro della Transizione Ecologica e a Terna S.p.A.;
4. di pubblicare il presente provvedimento e le deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, come risultanti dalle modifiche e integrazioni indicate ai precedenti punti, sul sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

14 dicembre 2021

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*