

DELIBERAZIONE 23 MAGGIO 2024
199/2024/R/EEL

PARAMETRI ECONOMICI DELLE PROCEDURE CONCORSUALI DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ, PER GLI ANNI DI CONSEGNA 2025, 2026, 2027 E 2028

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

Nella 1295^a *bis* riunione del 23 maggio 2024

VISTI:

- il regolamento (UE) n. 312/2014 della Commissione europea del 26 marzo 2014 (di seguito: regolamento 312/2014);
- il regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione europea del 24 luglio 2015;
- il regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione europea del 23 novembre 2017;
- 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 (di seguito: regolamento 2019/943);
- 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 del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- 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);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (di seguito anche: Ministro) 9 maggio 2024, n. 180 (di seguito: decreto 9 maggio 2024);
- l'Atto di indirizzo del Ministro del 12 luglio 2023, prot. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 46856, del 13 luglio 2023 (di seguito: Atto di indirizzo 12 luglio 2023);

- 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 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 96/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 ottobre 2020, 424/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 424/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2020, 507/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 507/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 7 settembre 2021, 370/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 370/2021/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 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com (di seguito: deliberazione TIWACC);
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 83/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 98/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2023, 99/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 99/2023/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2023, 100/2023/R/com (di seguito: TIVG);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell'Autorità 13 luglio 2023, 316/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 316/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 376/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 376/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 ottobre 2023, 437/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 437/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2023, 583/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 583/2023/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2024, 145/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 145/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 14 maggio 2024, 182/2024/R/gas (di seguito: deliberazione 182/2024/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 14 maggio 2024, 185/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 185/2024/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 26 marzo 2024, 102/2024/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 102/2024/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);
- la decisione dell’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (di seguito: Acer) 2 ottobre 2020, n. 23/2020, sulla metodologia per il calcolo del valore dell’energia non fornita, del costo del nuovo entrante e dello standard di adeguatezza (di seguito: decisione 23/2020);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza, di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna);
- la comunicazione di Terna del 5 agosto 2021, prot. Autorità 31159 di pari data (di seguito: comunicazione 5 agosto 2021);
- la comunicazione di Terna del 21 marzo 2023, prot. Autorità 19347, del 22 marzo 2023 (di seguito: comunicazione 21 marzo 2023);
- la comunicazione di Terna del 4 maggio 2023, prot. Autorità 30561, del 5 maggio 2023 (di seguito: comunicazione 4 maggio 2023);
- il *Rapporto Adeguatezza Italia 2023*, pubblicato da Terna in data 11 dicembre 2023;
- la consultazione di Terna del 21 dicembre 2023, sulle modifiche alla disciplina di prima attuazione e alle disposizioni tecniche di funzionamento del mercato della capacità (di seguito: consultazione 21 dicembre 2023);
- la comunicazione di Terna del 18 marzo 2024, prot. Autorità 20447, del 19 marzo 2024 (di seguito: comunicazione 18 marzo 2024);
- la comunicazione di Terna del 16 aprile 2024, prot. Autorità 27789, di pari data (di seguito: comunicazione 16 aprile 2024).

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 è stata approvata con decreto 28 giugno 2019 (di seguito: Disciplina), previo parere favorevole dell’Autorità (parere 281/2019/R/eel);
- la Disciplina prevede una fase di piena e una fase di prima attuazione; ai sensi del comma 15.1 della deliberazione ARG/elt 98/11, la fase di prima attuazione del mercato della capacità comprende le procedure concorsuali aventi ad oggetto contratti standard di approvvigionamento di capacità caratterizzati, tra l’altro, da orizzonti di pianificazione inferiori a quattro anni;
- la Disciplina prevede che, almeno 60 giorni prima dell’esecuzione di ciascuna procedura concorsuale, Terna pubblichi sul proprio sito internet, con riferimento al periodo di consegna oggetto della procedura:
 - la suddivisione in aree, incluse le aree virtuali estere, e i limiti di transito tra le aree;
 - le informazioni sulle ore di picco settimanale e sulle ore di picco;
 - le curve di domanda di ciascuna area e, nella fase di piena attuazione, la capacità riservata;
 - il *range* indicativo dei tassi di *de-rating* applicati alle unità di produzione nuove e alle unità di produzione eoliche, solari e idroelettriche fluenti e del tasso medio di indisponibilità standard utilizzato per il calcolo della capacità disponibile in probabilità di unità di produzione non appartenenti a nessuna delle attuali tipologie;
 - il fattore di *extra de-rating* per le unità di consumo del mercato della capacità (UCMC);
 - informazioni sul fattore di carico;
 - i parametri relativi al calcolo dei livelli standard efficienti di indisponibilità;
 - il percentile delle offerte accettate in vendita sul mercato per il servizio del dispacciamento di cui al comma 51.8 della Disciplina;
- la Disciplina definisce le disposizioni tecniche di funzionamento (di seguito: DTF) come i documenti che includono:
 - a) i criteri e le metodologie per la determinazione della quasi totalità delle informazioni elencate al precedente alinea, nonché i valori determinati sulla base delle metodologie medesime; le menzionate informazioni e i suddetti valori sono stati sinora inseriti da Terna nelle cd. DTF n. 2 (di seguito: DTF 2);

- b) i criteri e le metodologie per la determinazione del corrispettivo variabile, del processo di nomina e degli inadempimenti; questi ultimi aspetti sono stati sinora inclusi da Terna nelle cd. DTF n. 1 (di seguito: DTF 1);
- con la deliberazione 364/2019/R/eel, l’Autorità ha positivamente verificato la conformità delle 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 le prime due aste del mercato della capacità, relative ai periodi di consegna 2022 e 2023;
 - il comma 3.1 della Disciplina prevede che:
 - a) Terna predisponga le modifiche alla medesima e le renda note mediante pubblicazione sul proprio sito internet, per la consultazione dei soggetti interessati;
 - b) tenuto conto delle osservazioni ricevute entro i termini, Terna trasmetta la proposta di modifica al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica (di seguito: Ministero) e all’Autorità, affinché i medesimi procedano all’approvazione o alla formulazione delle loro osservazioni entro 45 giorni dal ricevimento della proposta, e, qualora non pervengano osservazioni entro quest’ultimo termine, la proposta si intenda tacitamente approvata;
 - la Disciplina stabilisce che:
 - a) previa consultazione pubblica da svolgersi secondo modalità definite da Terna, le DTF siano sottoposte al Ministero e all’Autorità per approvazione; qualora il Ministero e l’Autorità non formulino osservazioni entro 30 giorni dalla ricezione, le DTF si intendono tacitamente approvate;
 - b) il processo sopra descritto sia applicato limitatamente alle parti delle DTF oggetto di modifica rispetto a quanto precedentemente approvato;
 - con il decreto 28 ottobre 2021 sono state approvate le proposte di modifica avanzate da Terna, previa consultazione pubblica, con riferimento alla Disciplina relativa alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023 (di seguito: Disciplina 2022 e 2023) e per le procedure concorsuali attinenti agli anni di consegna successivi al 2023 (di seguito: Disciplina *post* 2023);
 - con le deliberazioni 378/2021/R/eel e 498/2021/R/eel, l’Autorità ha verificato la conformità delle proposte di modifica della Disciplina 2022 e 2023 e della Disciplina *post* 2023 rispetto ai criteri di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11;
 - con la deliberazione 498/2021/R/eel, l’Autorità ha, inoltre, positivamente verificato le DTF per la procedura concorsuale relativa all’anno di consegna 2024 (di seguito: DTF 2024);
 - nel mese di febbraio 2022 si è svolta l’asta del mercato della capacità relativa all’anno di consegna 2024;
 - con le deliberazioni 98/2023/R/eel e 99/2023/R/eel, l’Autorità, tra l’altro, ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna riguardanti la gestione dei sistemi di accumulo nell’ambito del dispacciamento;
 - per tenere conto, nel mercato della capacità, delle sopra citate modifiche al Codice di rete, Terna ha elaborato e trasmesso all’Autorità, nel corso del mese di luglio 2023,

previa consultazione, alcune proposte di modifica alla Disciplina 2022 e 2023, alla Disciplina *post* 2023, alle DTF 2022 e 2023 e alle DTF 2024;

- con la deliberazione 376/2023/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente le proposte di modifica alla Disciplina 2022 e 2023, alla Disciplina *post* 2023, alle DTF 2022 e 2023 e alle DTF 2024, a condizione che Terna ne aggiornasse il testo per considerare le modifiche apportate alla deliberazione 99/2023/R/eel con la deliberazione 316/2023/R/eel.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- ai sensi dell’articolo 3, comma 1, del decreto 28 ottobre 2021, Terna, con la comunicazione 21 marzo 2023, ha trasmesso al Ministero le valutazioni sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico italiano;
- con la comunicazione 21 marzo 2023, come integrata dalla comunicazione 4 maggio 2023, Terna ha inoltre proposto di svolgere nuove aste del mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027, apportando alcune modifiche alla disciplina del mercato della capacità volte a incentivare l’adeguamento degli impianti termoelettrici - diversi da quelli a carbone - dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, attraverso interventi che permettano di ridurre la dipendenza dalla disponibilità e dalla temperatura dell’acqua (cd. *retrofitting*) e che siano oggetto di una remunerazione aggiuntiva rispetto al premio marginale che si forma in esito all’asta (di seguito: remunerazione aggiuntiva); a tal proposito, Terna ha indicato la necessità di un indirizzo ministeriale;
- facendo seguito alle comunicazioni di Terna sopra richiamate, il Ministro, con l’Atto di indirizzo 12 luglio 2023, avente ad oggetto le prossime procedure concorsuali del mercato della capacità, ha richiesto, da un lato, a Terna di trasmettere al Ministero e all’Autorità una proposta di modifica della disciplina del mercato della capacità funzionale a promuovere gli interventi di *retrofitting* e, dall’altro lato, all’Autorità di:
 - a) definire i parametri economici per il riconoscimento dei costi relativi a detti interventi (di seguito: indirizzo sui parametri per il *retrofitting*);
 - b) assicurare, alla luce della particolare contingenza legata alla recente volatilità dei prezzi dell’energia, la piena coerenza dei parametri economici, con particolare riferimento alla determinazione del rendimento della tecnologia di punta posta alla base del prezzo di esercizio;
- con la consultazione 21 dicembre 2023, Terna ha consultato:
 - a) alcune modifiche alla Disciplina *post* 2023 e le DTF da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024; diversamente da quanto proposto con la comunicazione 4 maggio 2023, a seguito della quale il Ministro aveva formulato l’Atto di indirizzo, il meccanismo posto in consultazione è stato strutturato da Terna in modo da promuovere gli interventi di *retrofitting* senza prevedere alcuna remunerazione aggiuntiva per il riconoscimento dei costi relativi a tali interventi;

- b) specifiche modifiche alla Disciplina 2022 e 2023 e alla Disciplina *post* 2023 applicata alla procedura concorsuale relativa all'anno di consegna 2024 (di seguito: Disciplina 2024);
- in esito alla consultazione, con le comunicazioni 18 marzo 2024 e 16 aprile 2024, Terna ha trasmesso al Ministero e all'Autorità:
 - a) le proposte di modifica alla Disciplina *post* 2023 da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 (di seguito: proposta di Disciplina *post* 2024);
 - b) la proposta di DTF 1 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024 (di seguito: proposta di DTF 1 *post* 2024);
 - c) la proposta di DTF 2 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024 (di seguito: proposta di DTF 2 *post* 2024), senza includere i valori determinati sulla base delle metodologie definite nelle DTF medesime (ad esempio, curve di domanda, tassi di *derating*, ecc.);
 - d) le proposte di modifica alla Disciplina 2022 e 2023 (di seguito: proposta di Disciplina 2022 e 2023);
 - e) le proposte di modifica alla Disciplina 2024 (di seguito: proposta di Disciplina 2024);
- nella comunicazione 18 marzo 2024, Terna, oltre a confermare l'esigenza - già espressa con la comunicazione del 21 marzo 2023 - di effettuare le aste del mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027, ha proposto di svolgere un'ulteriore asta per l'anno di consegna 2028;
- con la deliberazione 145/2024/R/eel l'Autorità ha, tra l'altro:
 - a) verificato positivamente le proposte di Disciplina *post* 2024, di DTF 1 *post* 2024, di Disciplina 2022 e 2023 e di Disciplina 2024;
 - b) rimandato a successivo provvedimento la verifica di conformità della proposta di DTF 2 *post* 2024, per incompletezza delle DTF medesime;
- con il decreto 9 maggio 2024, il Ministro ha approvato la proposta di Disciplina *post* 2024, ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028; non prevedendo detta disciplina alcuna remunerazione aggiuntiva per il riconoscimento dei costi relativi agli interventi di *retrofitting*, l'indirizzo sui parametri per il *retrofitting* risulta *de facto* superato;
- con la deliberazione 185/2024/R/eel l'Autorità ha verificato positivamente la nuova proposta di DTF 2 *post* 2024 di Terna, trasmessa al Ministero e all'Autorità con la comunicazione 16 aprile 2024 e comprensiva dei valori determinati sulla base delle metodologie definite nelle DTF medesime e riferiti alla procedura concorsuale avente ad oggetto l'anno di consegna 2025.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il regolamento 2019/943 stabilisce, tra l'altro, che gli Stati membri con meccanismi di capacità in vigore al 4 luglio 2019 li adattino per conformarsi ai criteri e alle

- condizioni di cui al medesimo regolamento, fatti salvi gli impegni o i contratti conclusi entro il 31 dicembre 2019;
- il regolamento 2019/943 prevede, in particolare, che, per poter proseguire nell'applicazione dei meccanismi di capacità, si debbano, tra l'altro, rispettare le seguenti condizioni:
 - a) nell'applicare i meccanismi di capacità, gli Stati membri devono definire uno standard di adeguatezza (di seguito anche: *RS*), ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 1;
 - b) su proposta dell'autorità nazionale di regolazione, il *RS* è stabilito dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro (articolo 25, paragrafo 2);
 - c) il *RS* è calcolato utilizzando almeno il valore dell'energia non fornita (di seguito: *VOLL_{RS}*) e il costo del nuovo entrante (di seguito: *CONE_{RS}*) ed è espresso come previsione di energia non fornita (*EENS*) e numero atteso di ore di inadeguatezza per anno (*LOLE*), ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 3;
 - d) ai fini della definizione del *RS* secondo quanto previsto dall'articolo 25, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli Stati membri, determinano una stima del *VOLL_{RS}* relativo al loro territorio; le autorità di regolazione o le altre autorità competenti designate che hanno più di una zona di offerta nel loro territorio possono individuare stime differenti per le diverse zone (articolo 11, paragrafo 1);
 - e) la definizione del *RS*, del *VOLL_{RS}* e del *CONE_{RS}* si deve basare sulla metodologia che Entso-E propone ad Acer entro il 5 gennaio 2020 e Acer approva e pubblica sul proprio sito internet entro tre mesi dalla ricezione della medesima (combinato disposto degli articoli 11, paragrafo 1, 23, paragrafi 6 e 7, e 27);
 - in data 5 ottobre 2020, Acer ha pubblicato la decisione 23/2020, con la quale ha approvato con modifiche la metodologia proposta da Entso-E in data 4 maggio 2020, per il calcolo del *VOLL_{RS}*, del *CONE_{RS}* e del *RS* (di seguito: metodologia Entso-E/Acer);
 - con la deliberazione 507/2020/R/eel, l'Autorità ha:
 - avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti finalizzati alla predisposizione di una proposta al Ministero sullo standard di adeguatezza, ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 2, del regolamento 2019/943;
 - nell'ambito del procedimento di cui al precedente alinea, richiesto a Terna di elaborare uno studio sui valori del *RS* e delle relative variabili determinanti *VOLL_{RS}* e *CONE_{RS}*, al fine di contribuire a creare le condizioni per proseguire lo svolgimento delle diverse fasi del mercato italiano della capacità;
 - previsto che lo studio citato al precedente alinea sia conforme ai criteri di cui alla metodologia Entso-E/Acer, sotto il profilo sia sostanziale sia procedurale, e ai criteri aggiuntivi specificati nella medesima deliberazione;
 - con la comunicazione 5 agosto 2021, in esito a consultazione pubblica, Terna ha trasmesso all'Autorità lo studio sullo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano e sulle relative variabili determinanti, elaborato ai sensi della deliberazione 507/2020/R/eel (di seguito: Studio);

- con la deliberazione 370/2021/R/eel, l’Autorità ha trasmesso al Ministro una proposta di *RS* basata, tra l’altro, sui parametri $VOLL_{RS}$ e $CONE_{RS}$ di cui allo Studio;
- con il decreto 28 ottobre 2021, il Ministro ha:
 - a) definito, ai sensi del regolamento 2019/943, lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano sulla base della proposta formulata dall’Autorità con la deliberazione 370/2021/R/eel, fissando a tre ore/anno il valore obiettivo per l’indicatore di adeguatezza del sistema elettrico, espresso in termini di *Loss of load expectation* (di seguito: *LOLE*);
 - b) stabilito che, ai fini della determinazione del fabbisogno di capacità, il valore del livello di adeguatezza al di sotto del quale il sistema elettrico nazionale risulta significativamente inadeguato sia pari a sei ore/anno di *LOLE*;
- con il decreto 9 maggio 2024, il Ministro ha confermato, con riferimento alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni 2025, 2026, 2027 e 2028, i valori di *LOLE* di cui al precedente decreto 28 ottobre 2021;
- ai sensi del combinato disposto del regolamento 2019/943 e della metodologia Entso-E/Acer, i valori dei parametri necessari per il calcolo del *RS* devono essere aggiornati almeno ogni cinque anni.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- la deliberazione ARG/elt 98/11 stabilisce, all’articolo 9, che il prezzo di esercizio del contratto di opzione negoziato nel mercato della capacità sia definito da Terna a un valore pari al costo variabile standard orario della tecnologia di generazione di energia elettrica, fra quelle che sarebbero incluse nel parco ottimo, cui corrisponde il più basso costo fisso standard annuo per MW (di seguito: tecnologia di punta);
- la medesima deliberazione stabilisce, al comma 16.1, che, sino al termine del periodo per il quale la Commissione, con decisione C(2018) 617, ha autorizzato il sistema italiano di remunerazione della capacità, Terna costruisca ciascuna curva di domanda come interpolazione lineare di almeno tre punti; detti punti sono individuati come segue:
 - a) al punto centrale della curva di domanda sono associati:
 - i. una quantità di capacità, definita da Terna mediante apposite simulazioni, in modo da rispettare un prefissato standard di adeguatezza per ciascuna area;
 - ii. un premio, definito dall’Autorità, entro i medesimi termini di cui all’articolo 12 della deliberazione ARG/elt 98/11, in funzione del costo fisso della tecnologia di punta di nuova realizzazione;
 - b) in corrispondenza del premio massimo definito dall’Autorità ai sensi del menzionato articolo 12 per la capacità produttiva nuova, la quantità di capacità è definita da Terna in modo da garantire un livello di adeguatezza, a livello di area, inferiore rispetto a quello di cui alla precedente lettera a);
 - c) in corrispondenza del premio nullo, la quantità di capacità è definita da Terna in modo da garantire un livello di adeguatezza prossimo a zero ore di distacco di carico a livello di area;

- la deliberazione sopra citata stabilisce che l’Autorità definisca e pubblichi i seguenti parametri economici propedeutici allo svolgimento 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 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 produttiva 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, *ex* comma 12.1, lettera b);
 - d) l’importo minimo di investimento relativo alla capacità produttiva nuova, *ex* comma 12.1, lettera c) (di seguito: importo minimo di investimento);
 - 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);
- il comma 14.3, lettera a), punto i., della deliberazione ARG/elt 98/11 prevede che una percentuale non inferiore al 70% dell’onere netto di approvvigionamento della capacità sia allocato sulle ore di picco; ai sensi dei commi 22.1 e 22.2 della menzionata deliberazione, la citata percentuale, che è da considerare nel novero dei parametri economici, è stata fissata al 70% per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025;
- i parametri economici per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, con le deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, successivamente modificate e integrate;
- con il documento per la consultazione 102/2024/R/eel, l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti circa la determinazione dei parametri economici per lo svolgimento delle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027, precisando, tra l’altro, che:
 - a) per quanto attiene all’anno 2025, malgrado i parametri economici siano già stati definiti con la deliberazione 399/2021/R/eel, si ritiene opportuno sottoporli a revisione, per tenere conto:
 - i. della necessità di modificare la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio, coerentemente con i cambiamenti apportati per gli anni 2022-2024 e con le indicazioni dell’Atto di indirizzo 12 luglio 2023;
 - ii. dell’opportunità di intervenire sugli altri parametri economici, così da considerare le dinamiche inflattive, l’andamento dei mercati finanziari e la disponibilità di dati aggiornati riguardanti i costi della tecnologia di punta;
 - b) è intenzione dell’Autorità estendere all’anno 2028 l’applicazione delle metodologie e dei parametri economici oggetto della consultazione in caso di accoglimento a livello ministeriale della proposta di Terna di bandire aste del mercato della capacità anche per il menzionato anno;

- con riferimento al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova e al premio associato al punto centrale di ciascuna curva:
 - a) nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel l’Autorità ha espresso l’orientamento di fissarne i valori rispettivamente al limite superiore e al limite inferiore del costo fisso del nuovo entrante; nell’ambito della consultazione sono stati indicati valori rispettivamente pari a 81.000 euro/MW/anno e 67.000 euro/MW/anno, determinati applicando la formula per il calcolo del $CONE_{RS}$ di cui alla metodologia Entso-E/Acer, con gli adattamenti già apportati per l’anno di consegna 2024, e i valori delle variabili determinanti esplicitati di seguito:
 - i. il limite superiore e il limite inferiore del costo fisso di costruzione sono stati determinati aggiornando l’analisi di Terna sulla tecnologia turbogas a ciclo aperto di cui allo Studio, rivalutando all’anno 2024 - mediante l’applicazione dei tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea - i valori utilizzati nella citata analisi e includendo nella stessa anche gli impianti turbogas a ciclo aperto per i quali sono stati sottoscritti contratti quindicennali in esito alla procedura concorsuale per l’anno 2024; nel documento per la consultazione sono stati indicati valori rispettivamente pari a 604.000 euro/MW e 474.000 euro/MW, precisando che detti valori avrebbero potuto subire variazioni in sede di deliberazione dei parametri economici, per considerare gli eventuali aggiornamenti dei tassi di inflazione;
 - ii. il costo fisso operativo - diverso dall’ammortamento - è stato determinato rivalutando all’anno 2024 il corrispondente importo indicato nello Studio per la tecnologia turbogas a ciclo aperto (13.000 euro/MW/anno), con i tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea, precisando, anche in questo caso, che il valore avrebbe potuto subire variazioni in sede di deliberazione dei parametri economici, per considerare gli eventuali aggiornamenti dei tassi di inflazione;
 - iii. il tasso di remunerazione del capitale investito è stato determinato secondo la metodologia di cui al TIWACC, con alcuni adattamenti; nella consultazione è stato indicato un tasso pari all’8,1% (nominale ante imposte), calcolato con la suddetta metodologia alla data del 31 gennaio 2024;
 - iv. la vita utile dell’impianto è stata posta pari a 25 anni, come ipotizzato nello Studio;
 - v. il limite superiore e il limite inferiore del costo fisso derivante dall’adozione dei valori delle variabili determinanti esplicitati nelle lettere precedenti sono stati maggiorati sino agli importi indicati alla lettera a), per tenere conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza sui costi fissi, ivi incluso l’effetto del *de-rating* assunto nello Studio;
 - b) diversi partecipanti alla consultazione ritengono che il valore proposto possa risultare insufficiente ad attrarre nuovi investimenti per le ragioni seguenti:
 - i. l’aggiornamento del costo fisso di costruzione non sembra considerare in maniera adeguata l’incremento dei costi delle materie prime, dei macchinari e della manodopera necessari alla costruzione di impianti nuovi verificatosi negli ultimi anni;

- ii. il tasso di remunerazione del capitale investito proposto, e, in particolare, il relativo parametro β^{asset} non risulterebbero appropriati per la tipologia di investimento richiesta;
 - iii. il meccanismo di valorizzazione del costo del debito previsto nella metodologia per la definizione del tasso di remunerazione del capitale dovrebbe considerare soltanto le nuove emissioni, annullando il peso del debito cumulato storico degli ultimi dieci anni, dato che, nel caso di capacità nuova, si tratta di finanziare nuovi investimenti;
 - iv. la metodologia proposta non considera l'inflazione prospettica e i costi fissi per il trasporto gas calcolati su base annua;
- c) anche alla luce delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, occorre precisare quanto segue:
- i. uno degli obiettivi centrali del mercato della capacità italiano è quello di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale, riallocando i rischi tipici del sistema elettrico sui soggetti (produttori e consumatori) che si trovano nelle condizioni di gestirli nel modo più efficiente; in tal senso, da un lato, la possibilità di stipulare contratti di quindici anni per la capacità di nuova realizzazione ne riduce significativamente i relativi rischi di investimento rispetto a un contesto caratterizzato da un mercato elettrico di tipo *energy-only* e, dall'altro lato, il contratto di opzione limita il rischio sostenuto dai consumatori in caso di scarsità e prezzi elevati sui mercati a pronti; conseguentemente, nel definire il tasso di remunerazione del capitale per il calcolo del costo del nuovo entrante, è necessario considerare la minore rischiosità cui è esposto un nuovo investitore che opera in un di mercato caratterizzato dalla presenza di un meccanismo di remunerazione della capacità come quello italiano, rispetto a un mercato di tipo *energy-only*;
 - ii. dalle tre aste del mercato della capacità che sono già state bandite è emerso come il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova fissato dall'Autorità non abbia costituito un ostacolo alla partecipazione di capacità nuova, anche a premi inferiori rispetto al citato valore massimo; una delle principali barriere alla partecipazione è stata invece rappresentata dal processo autorizzativo;
 - iii. la prenotazione di capacità per il trasporto gas su base annuale potrebbe non risultare efficiente, dato che, in generale, il funzionamento della tecnologia di punta si concentra in un numero ridotto di ore/anno;
- in relazione all'importo minimo di investimento:
 - a) nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel, conformemente a quanto riportato nella decisione C(2018) 617 e in continuità con l'impostazione seguita per le aste degli anni sino al 2024, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare l'importo minimo di investimento a un valore pari al 40% della media tra il limite inferiore e il limite superiore del costo fisso di costruzione relativo alla tecnologia di punta, precisando che il medesimo valore avrebbe potuto subire variazioni in

- sede di deliberazione dei parametri economici, per considerare gli eventuali aggiornamenti dei tassi di inflazione;
- b) non si registrano osservazioni particolari da parte degli operatori oltre a quelle già menzionate in precedenza in relazione all'incremento dei costi di costruzione degli impianti;
- per quanto concerne il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente:
 - a) nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel, l'Autorità ha espresso l'orientamento di definire detto valore a un livello inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova e almeno pari a 39.000 euro/MW/anno; il valore posto in consultazione:
 - i. deriva dalla rivalutazione al 2024 del valore adottato per la procedura concorsuale per l'anno 2024, applicando i tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea;
 - ii. è rappresentativo dei costi fissi operativi annui per MW – diversi dall'ammortamento – della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato, che rappresenta la tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco esistente;
 - iii. tiene conto, oltre che del *de-rating*, della varietà di taglie all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato e di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza;
 - b) la maggior parte dei partecipanti alla consultazione ritiene che il valore proposto non risulti adeguato a coprire i costi fissi operativi per MW – diversi dall'ammortamento – della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato, per le ragioni di seguito elencate:
 - i. il notevole incremento dei costi, che ha riguardato soprattutto le manutenzioni, i premi assicurativi e i servizi ausiliari e che è risultato più accentuato della dinamica inflattiva considerata dall'Autorità;
 - ii. la necessità di sostenere maggiori oneri rispetto al passato per il mantenimento in efficienza degli impianti, dovuti soprattutto alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti e ai conseguenti più frequenti cicli di accensione e spegnimento;
 - iii. la necessità di includere i costi fissi per il trasporto gas calcolati ipotizzando una prenotazione della capacità su base annuale;
 - iv. l'esigenza di considerare anche l'inflazione prospettica, sino al periodo di consegna oggetto della procedura concorsuale per cui si definisce il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente;
 - c) la consultazione ha rappresentato per gli operatori un'occasione per fornire dati aggiornati sui costi fissi operativi della capacità esistente a ciclo combinato di cui dispongono;
 - d) anche alla luce delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, occorre precisare che:
 - i. si riscontrano differenze nei valori dei costi fissi operativi (diversi dall'ammortamento) resi disponibili dai partecipanti alla consultazione;

- ii. in termini di potenza complessivamente installata, le taglie maggiormente rappresentative dei cicli combinati presenti nel sistema elettrico italiano sono quelle da 800 MW e 400 MW; *ceteris paribus*, anche per i cicli combinati esiste tipicamente una correlazione inversa tra taglia e costi fissi operativi per MW;
- iii. nel valore indicato nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel, sono considerati anche i costi fissi per il trasporto gas, calcolati ipotizzando una prenotazione della capacità su base annuale;
- iv. dai dati forniti da alcuni operatori e dalle informazioni sulle prenotazioni di capacità gas per i punti di riconsegna che servono impianti termoelettrici si evince come, tipicamente, la prenotazione di capacità gas su base annuale avvenga per una quota della capacità massima;
- v. non è escluso che i cicli combinati esistenti possano ottenere margini positivi dalla partecipazione ai mercati a pronti, in quanto il costo variabile associato a detta tecnologia è inferiore a quello della tecnologia di punta utilizzata per la definizione del prezzo di esercizio e poiché non tutti i servizi ancillari offerti sul mercato per il servizio del dispacciamento sono soggetti a restituzione del corrispettivo variabile;
- con riferimento al prezzo di esercizio:
 - a) nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel, l’Autorità ha espresso l’orientamento di applicare la metodologia vigente per l’anno di consegna 2024 con i cambiamenti di seguito descritti:
 - i. l’estensione strutturale delle disposizioni sulle componenti gas naturale ed emissioni che sono state introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel, a decorrere dal 5 marzo 2022, e successivamente confermate sino al 31 dicembre 2024 con le deliberazioni 437/2023/R/eel e 583/2023/R/eel; ciò consente, anche in situazioni di elevata volatilità delle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione, di preservare la capacità del prezzo di esercizio di rappresentare il costo variabile della tecnologia di punta definito sulla base del principio del costo opportunità, riducendo così i rischi per gli operatori del mercato della capacità (di seguito: indicizzazione giornaliera delle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione); a tal proposito, l’Autorità ha altresì espresso l’intenzione di rendere la deliberazione ARG/elt 98/11 coerente con le menzionate disposizioni, prendendo atto del superamento del principio secondo cui 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 (di seguito: principio di cui al comma 9.4, lettera a);
 - ii. la modifica delle modalità di calcolo del costo standard per la logistica nazionale considerato nella componente gas naturale, per renderlo più aderente ai costi effettivamente sostenuti dalla tecnologia di punta, includendo anche gli oneri di carattere generale del sistema gas *ex* RTTG sostenuti dagli utenti termoelettrici (di seguito: revisione delle modalità di calcolo del costo standard per la logistica nazionale);

- iii. la riduzione dell'importo della componente altri oneri e rischi da 15 euro/MWh a 5 euro/MWh, per tenere conto anche delle modifiche di cui ai precedenti punti i e ii. (di seguito: riduzione della componente altri oneri e rischi);
 - iv. considerato l'Atto di indirizzo 12 luglio 2023, la diminuzione del consumo specifico standard di gas naturale utilizzato nel calcolo della componente gas naturale, da 340 Smc/MWh a 276 Smc/MWh (di seguito: diminuzione del consumo specifico standard di gas naturale), per riflettere il rendimento di impianti di tipo turbogas a ciclo aperto di nuova generazione;
- b) nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel è stata manifestata l'intenzione di prevedere che, nel corso del mese $m+1$, successivamente al termine per le nomine mensili, Terna comunichi agli assegnatari del mercato della capacità interessati i valori del prezzo di esercizio utilizzati nell'ambito della determinazione dei corrispettivi variabili relativi al mese m (di seguito: comunicazione del prezzo di esercizio agli assegnatari);
- c) le principali osservazioni degli operatori possono essere riassunte come segue:
- i. l'indicizzazione giornaliera delle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione e la revisione delle modalità di calcolo del costo standard per la logistica nazionale hanno riscontrato un generale apprezzamento da parte degli operatori;
 - ii. la maggior parte di essi è contraria alla diminuzione del consumo specifico standard di gas naturale, per le ragioni seguenti:
 - il nuovo valore non sarebbe rappresentativo della capacità di tipo turbogas a ciclo aperto inclusa nel parco di generazione italiano, in quanto non considererebbe i rendimenti degli impianti esistenti; questi ultimi rischierebbero di risultare esclusi dal meccanismo, essendo caratterizzati da un costo variabile di produzione superiore al prezzo di esercizio;
 - il valore proposto corrisponderebbe a un rendimento a pieno carico di un impianto di tipo turbogas a ciclo aperto di nuova realizzazione, che, tuttavia, non rifletterebe il tipico funzionamento flessibile di questi impianti;
 - ove applicata alla capacità di nuova realizzazione oggetto di contratti pluriennali già sottoscritti, la modifica violerebbe i principi di cui al comma 9.4, lettera c), punti i) e ii), della deliberazione ARG/elt 98/11;
 - iii. diversi partecipanti alla consultazione hanno espresso contrarietà rispetto alla riduzione della componente altri rischi e oneri, chiedendo di chiarirne i presupposti;
 - iv. la comunicazione del prezzo di esercizio agli assegnatari è stata supportata da alcuni operatori;
- d) anche alla luce delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, occorre evidenziare che:
- i. i principi di cui al comma 9.4, lettera c), punti i) e ii), della deliberazione ARG/elt 98/11 non vincolano l'Autorità a mantenere invariato il valore del

consumo specifico standard per la capacità già contrattualizzata per periodi di consegna di durata pluriennale, per le ragioni di seguito esposte:

- il comma 9.4, lettera c), punto ii), prevede che eventuali modifiche che attengano alla tecnologia di punta da considerare ai fini del prezzo di esercizio siano applicate con riferimento a periodi di consegna per i quali non risulti capacità impegnata; tuttavia, la variazione del consumo specifico prospettata nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel non è associata ad alcun cambiamento della tecnologia di punta da considerare ai fini del prezzo di esercizio, che rimane la tecnologia turbogas a ciclo aperto;
 - il comma 9.4, lettera c), punto i), della deliberazione ARG/elt 98/11 stabilisce che, con riferimento ai periodi di consegna oggetto di procedura concorsuale svolta anteriormente al momento di adozione del provvedimento di modifica, il cambiamento della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio preservi la capacità del medesimo prezzo di rappresentare il costo variabile standard della tecnologia di punta e, di norma (vale a dire, salvo eccezioni debitamente comprovate e giustificate), non riguardi alcuni parametri, tra cui il consumo specifico standard; essendo, però, l'anno 2024 l'ultimo periodo di consegna oggetto sinora di procedura concorsuale, una variazione del consumo specifico a partire dall'anno 2025, come quella prospettata nel citato documento per la consultazione, non costituisce una violazione del principio di cui al comma 9.4, lettera c), punto i), della deliberazione ARG/elt 98/11;
 - le deliberazioni con le quali l'Autorità ha sinora definito i parametri del mercato della capacità (le deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel) fanno esplicito riferimento agli anni di consegna 2022-2023 e 2024-2025 e, per quanto attiene alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio, richiamano le disposizioni del comma 9.4, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11, che ammettono la possibilità che l'Autorità modifichi detta metodologia, alle condizioni di cui alla medesima lettera;
 - per garantire che il prezzo di esercizio continui a essere rappresentativo del costo variabile standard della tecnologia di punta, è necessario tenere conto del consumo specifico relativo alla capacità di nuova realizzazione che progressivamente entra in esercizio nel corso degli anni;
- ii. in base alla metodologia in vigore sino al corrente anno di consegna, la parte relativa alla logistica nazionale nella componente gas naturale del prezzo di esercizio riflette soltanto parzialmente gli oneri per il servizio di trasporto; il resto di questi ultimi oneri e i costi connessi alle componenti tariffarie addizionali della tariffa di trasporto a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas, disciplinate dalla RTTG e applicate agli utenti termoelettrici, rientrano tra gli oneri cui è dedicata in termini forfettari la componente altri rischi e oneri; la metodologia consultata prevede che i costi relativi al trasporto *lato sensu*, ivi inclusi quelli per gli oneri generali del sistema gas, siano considerati puntualmente nella componente gas naturale;

- iii. seguendo l'impostazione consultata, dall'anno di consegna 2025 muterà dunque la configurazione dei costi e dei rischi ai quali è dedicata in termini forfettari la componente altri rischi e oneri; da un lato, si determinerà un effetto di contrazione, principalmente dovuto alla sopra descritta revisione delle modalità di calcolo del costo standard per la logistica nazionale e alle minori tensioni e incertezze sui mercati di approvvigionamento; dall'altro lato, le novità della Disciplina *post* 2024 (es. eliminazione dell'inadempimento definitivo da obblighi di offerta e della conseguente risoluzione contrattuale, modifica dei diritti e degli obblighi) potranno generare molteplici effetti, anche di segno opposto;
- iv. con la deliberazione 182/2024/R/gas, l'Autorità ha stabilito, tra l'altro, che, per il periodo 1 ottobre 2024 – 31 marzo 2025, GSE S.p.A. restituisca ai produttori termoelettrici, in relazione ai prelievi di gas naturale effettuati per la produzione di energia elettrica immessa in rete, la quota parte del corrispettivo *CRV^{OS} ex RTTG* funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire i parametri economici per le procedure concorsuali del mercato della capacità aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028, coerentemente con le disposizioni di cui al decreto 9 maggio 2024;
- stabilire i parametri economici contestualmente per l'insieme delle citate procedure concorsuali, al fine di contribuire a creare condizioni favorevoli per un'efficace ed efficiente programmazione delle attività connesse alla capacità che sarà contrattualizzata nelle prossime aste;
- con riferimento al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova e al premio associato al punto centrale di ciascuna curva:
 - a) fissare i rispettivi valori pari a:
 - i. 85.000 euro/MW/anno e 71.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - ii. 86.000 euro/MW/anno e 72.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2026;
 - iii. 86.000 euro/MW/anno e 72.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2027;
 - iv. 86.000 euro/MW/anno e 73.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028;
 - b) gli importi indicati al precedente punto (arrotondati al migliaio d'euro) sono stati determinati seguendo l'impostazione metodologica di cui al documento per la consultazione 102/2024/R/eel, con alcune modifiche e precisazioni su specifici aspetti, al fine di considerare gli esiti della consultazione medesima; in particolare:
 - i. il limite superiore e il limite inferiore del costo fisso di costruzione sono posti rispettivamente pari a 601.000 euro/MW e 472.000 euro/MW (importi arrotondati al migliaio d'euro), in riduzione rispetto a quanto indicato nel

- documento per la consultazione, per l'aggiornamento del tasso di inflazione atteso per il corrente anno;
- ii. il tasso di remunerazione del capitale investito è pari all'8,3% (nominale ante imposte); detto tasso è il risultato dell'applicazione, al 30 aprile 2024, della metodologia consultata, ponendo, tuttavia, i parametri φ_{new} (peso del nuovo debito) e φ_{old} (peso del debito esistente) rispettivamente pari a 100% e 0%, in modo tale da annullare il peso del debito cumulato storico degli ultimi dieci anni;
 - iii. la vita utile è pari a 25 anni;
 - iv. ai fini della determinazione dei costi fissi operativi (diversi dall'ammortamento) per ciascun anno del ciclo di vita, il corrispondente importo indicato nello Studio per la tecnologia turbogas a ciclo aperto è rivalutato all'anno 2024, con i tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea, e prospetticamente, oltre l'anno 2024 e per l'intera durata della vita utile, applicando un tasso di inflazione annuo atteso pari al 2%, che rappresenta l'obiettivo di inflazione di medio termine definito dalla medesima istituzione; nella rivalutazione appena descritta, per il corrente anno è utilizzato il tasso di inflazione atteso aggiornato;
 - v. gli importi includono una maggiorazione dei costi fissi, per tener conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza di detti costi, ivi incluso l'effetto del *de-rating* assunto nello Studio;
 - vi. a differenza di quanto previsto nella metodologia Entso-E/Acer per il calcolo del costo del nuovo entrante rilevante ai fini della determinazione dello standard di adeguatezza, il tasso di remunerazione del capitale e i costi applicati per il calcolo dei parametri economici sono espressi in termini nominali, per preservare la continuità con l'approccio adottato per le aste già svolte, che assicura una maggiore aderenza alle condizioni sperimentate dagli operatori nei mercati dei capitali e delle forniture;
- per quanto attiene all'importo minimo di investimento:
 - a) confermare la formula indicata nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel, applicando i suddetti valori del limite superiore e del limite inferiore del costo fisso di costruzione relativo alla tecnologia di punta (601.000 euro/MW e 472.000 euro/MW);
 - b) fissarne, pertanto, il valore a 215.000 euro/MW (importo arrotondato al migliaio d'euro);
 - in relazione al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente, prevedere che:
 - a) in continuità con l'impostazione adottata per le aste relative agli anni sino al 2024 e per analoghe ragioni, il citato valore sia inferiore rispetto al corrispondente valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova, per ciascun anno di consegna oggetto del presente provvedimento; ciò è motivato dal fatto che, *ceteris paribus*, la condizione di scarsità sperimentata anche nell'ultima asta e confermata dalle analisi di adeguatezza prospettiche condotte da Terna, associata alla barriera connessa al processo autorizzativo per la capacità nuova e al limitato orizzonte di

- pianificazione che contraddistinguerà soprattutto le prime aste tra quelle indicate nel decreto 9 maggio 2024, mantiene elevato il rischio che i titolari di capacità esistente siano nelle condizioni di esercitare potere di mercato nelle prossime procedure concorsuali; inoltre, la differenziazione dei valori massimi dei premi riconoscibili alla capacità nuova e a quella esistente non ha sinora precluso la partecipazione alle procedure concorsuali, su base volontaria, di una quota significativa della capacità esistente;
- b) sia rappresentativo dei costi fissi operativi annui per MW – diversi dall’ammortamento – della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato, come per le aste relative agli anni sino al 2024 e coerentemente con quanto indicato nella decisione C(2018) 617;
- c) sia fissato pari a:
- i. 45.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - ii. 46.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2026;
 - iii. 47.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2027;
 - iv. 48.000 euro/MW/anno, per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028;
- d) anche alla luce delle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione 102/2024/R/eel, sia definito, per ciascuna procedura concorsuale sopra menzionata:
- i. partendo dai costi fissi operativi annui per MW ante *de-rating* (diversi da ammortamento, costi fissi per trasporto gas e costi per mantenimento in efficienza) della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato di taglia 400 MW che, sulla base dei dati acquisiti nell’ambito della menzionata consultazione, è caratterizzata dal livello più contenuto dei costi medesimi;
 - ii. includendo, alle vigenti condizioni tariffarie, i costi fissi medi annui per MW ante *de-rating* relativi alla prenotazione di capacità di trasporto gas su base annuale, per una quota della capacità totale rappresentativa dei conferimenti annuali presso i punti di riconsegna di impianti termoelettrici contraddistinti dalle tipiche taglie dei cicli combinati;
 - iii. applicando agli importi di cui ai precedenti punti i. e ii. un tasso di *de-rating* pari al tasso di *de-rating* medio della capacità esistente termoelettrica rilevante riportato nelle DTF 2 2025;
 - iv. rivalutando i costi fissi operativi – inclusivi dei costi fissi per il trasporto gas e dell’effetto *de-rating* – sino all’anno di consegna oggetto della procedura concorsuale, mediante l’applicazione di un tasso di inflazione annuo atteso pari al 2%, rappresentativo dell’obiettivo di inflazione di medio termine definito dalla Banca Centrale Europea;
 - v. maggiorando i costi fissi operativi così determinati del 15%, per tener conto di qualsiasi ulteriore onere o elemento di rischio e incertezza (es. maggiore onerosità dovuta a taglie inferiori a quelle tipiche, incremento dei costi fissi

operativi per il mantenimento in efficienza della capacità produttiva), e arrotondando il risultato al migliaio d'euro;

in merito alla determinazione del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente, 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

- con riferimento al prezzo di esercizio:
 - a) continuare a prevedere che detto prezzo rappresenti il costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale;
 - b) stabilire che sia determinato con la vigente metodologia, con alcuni cambiamenti;
 - c) confermare gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 102/2024/R/eel circa:
 - i. l'indicizzazione giornaliera delle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione e la conseguente modifica della deliberazione ARG/elt 98/11 volta al superamento del principio di cui al comma 9.4, lettera a);
 - ii. la revisione delle modalità di calcolo del costo standard per la logistica nazionale;
 - iii. la riduzione della componente altri oneri e rischi;
 - iv. la comunicazione del prezzo di esercizio agli assegnatari;
 - d) anche in considerazione delle osservazioni formulate dagli operatori nell'ambito della consultazione 102/2024/R/eel, stabilire che il consumo specifico standard di gas naturale sia pari a 320 Smc/MWh; quest'ultimo valore è in linea con il dato medio aggiornato degli impianti di tipo turbogas a ciclo aperto del parco italiano;
 - e) in continuità con le aste già svolte e per le medesime ragioni, confermare la scelta di applicare, per le aree della zona Sardegna, la stessa metodologia di calcolo del prezzo di esercizio valida per le altre aree del mercato della capacità;
- in relazione alla quota di cui al comma 14.3, lettera a), punto i., della deliberazione ARG/elt 98/11, integrare il citato provvedimento, al fine di estendere anche ai periodi di consegna 2026, 2027 e 2028 la validità della quota relativa agli anni 2022, 2023, 2024 e 2025;
- modificare la deliberazione 399/2021/R/eel, eliminando, all'articolo 5, comma 5.1, il riferimento all'anno di consegna 2025

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:
- a) 85.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - b) 86.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2026;
 - c) 86.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2027;
 - d) 86.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028.
- 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:
- a) 71.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - b) 72.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2026;
 - c) 72.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2027;
 - d) 73.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028.
- 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:
- a) 45.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - b) 46.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2026;
 - c) 47.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2027;
 - d) 48.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028.

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 215.000 euro/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:
- 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;
 - una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*;
 - una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse;
 - una componente a copertura degli oneri di dispacciamento;
 - 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 320 Smc/MWh, e la somma:
- del valore standard del gas naturale, inclusivo di materia prima, logistica internazionale e logistica nazionale;
 - delle vigenti accise relative al gas naturale;
 - 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:
- di una componente pari:
 - nelle ore diverse da quelle di cui al successivo punto ii), al *System Average Price*, di cui al comma 1.2, lettera o), del TIB, come eventualmente in seguito modificato e integrato;
 - nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 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;
 - della componente *CCR* di cui all'articolo 7 del TIVG, come eventualmente in seguito modificato e integrato, al netto dell'elemento a copertura del rischio di mantenimento del criterio *pro die* di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione;
 - della componente per la logistica nazionale, pari alla somma:
 - della quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto *CPu*, di cui all'articolo 14 della RTTG, come eventualmente in seguito modificata

- e integrata, calcolato nell'ipotesi di impianto distante più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita su base giornaliera e pienamente utilizzata;
- ii) della somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} , di cui all'articolo 14 della RTTG, come eventualmente in seguito modificata e integrata;
 - iii) della quota giornaliera del corrispettivo di misura CM_T , di cui all'articolo 21 della RTTG, come eventualmente in seguito modificata e integrata, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
 - iv) della componente a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, pari alla somma dei corrispettivi GS_T , UG_{3T} , RE_T (al netto dell'elemento RE_{TEE} di cui alla deliberazione 96/2020/R/eel), CRV^{FG} , CRV^{OS} (al netto della quota parte del citato corrispettivo funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza di cui alla deliberazione 182/2024/R/gas) e CRV^{BL} , di cui all'articolo 41 della RTTG, come eventualmente in seguito modificata e integrata, applicati ai clienti finali termoelettrici;
- d) la componente emissioni di cui al precedente comma 3.2, lettera b), per il giorno d -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 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 seguenti eccezioni:
- i) 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)*;
 - ii) 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).
- 3.5 La componente smaltimento di cui al precedente comma 3.2, lettera c), è pari a 0,6 centesimi di euro/MWh.
- 3.6 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).
- 3.7 La componente altri oneri e rischi di cui al precedente comma 3.2, lettera e), è pari a 5 euro/MWh.
- 3.8 Se, in relazione a un certo giorno, 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 giorno si associa il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo.
- 3.9 Ai fini dell'applicazione del presente articolo, il potere calorifico superiore è pari a 0,0381 GJ/Smc.

- 3.10 Nel corso del mese $m+1$, successivamente al termine per le nomine mensili, Terna comunica agli assegnatari del mercato della capacità interessati i valori del prezzo di esercizio utilizzati nell'ambito della determinazione dei corrispettivi variabili relativi al mese m .
- 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

Modifiche e integrazioni alle deliberazioni ARG/elt 98/11 e 399/2021/R/eel

- 4.1 L'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 98/11 è modificato e integrato come segue:
- a) all'articolo 22, dopo il comma 22.2 è aggiunto il seguente comma: “
22.3 In relazione agli anni di consegna 2026, 2027 e 2028, la quota di cui al comma 14.3, lettera a), punto i., è pari al 70%.”;
- b) all'articolo 9, la lettera a) del comma 9.4 è soppressa.
- 4.2 La deliberazione 399/2021/R/eel è modificata come segue:
- a) all'articolo 5, comma 5.1, le parole “alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2024 e 2025” sono sostituite con le parole “alla procedura concorsuale avente ad oggetto l'anno di consegna 2024”.

Articolo 5

Disposizioni finali

- 5.1 Le disposizioni del presente provvedimento si applicano alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028.
- 5.2 Il presente provvedimento è trasmesso al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e a Terna S.p.A.
- 5.3 La presente deliberazione e le deliberazioni ARG/elt 98/11 e 399/2021/R/eel, come risultanti dalle modifiche e integrazioni, sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

23 maggio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini