

DELIBERAZIONE 28 SETTEMBRE 2021

399/2021/R/EEL

PARAMETRI ECONOMICI DELLE PROCEDURE CONCORSUALI DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ PER GLI ANNI DI CONSEGNA 2024 E 2025

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1174^a riunione del 28 settembre 2021

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- il regolamento (UE) 2019/941 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 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 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 (di seguito anche: MSE) 28 giugno 2019 (di seguito: decreto 28 giugno 2019);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modifiche e integrazioni;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11);
- la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/eel (di seguito: deliberazione TIWACC);

- 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 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 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);
- la consultazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 4 maggio 2021, sullo “Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica – Fase di Prima Attuazione” (di seguito: prima consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 25 maggio 2021, sulle disposizioni tecniche di funzionamento (di seguito: DTF) del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, di cui all’Articolo 2.1 della disciplina del mercato della capacità (di seguito: seconda consultazione Terna);
- la consultazione di Terna del 4 giugno 2021, denominata “Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano” (di seguito: terza consultazione Terna);
- comunicazione del Ministro della Transizione Ecologica (di seguito anche: MiTE) del 30 giugno 2021, prot. Autorità 26569, dell’1 luglio 2021 (di seguito: Atto di indirizzo);
- la comunicazione di Terna del 5 agosto 2021, prot. Autorità 31159 di pari data (di seguito: comunicazione 5 agosto 2021).

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 le altre cose, da orizzonti di pianificazione inferiori a quattro anni;
 - 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.

CONSIDERATO, ANCHE, 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 MSE (ora MiTE) 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 terza consultazione omonima, Terna ha consultato 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 comunicazione 5 agosto 2021, Terna ha trasmesso all’Autorità lo Studio, allegando, altresì, le osservazioni raccolte nell’ambito della consultazione;
 - con la deliberazione 370/2021/R/eel, l’Autorità ha, tra l’altro, trasmesso al MiTE una proposta di RS basata, tra le altre cose, sui parametri $VOLL_{RS}$ e $CONE_{RS}$ di cui allo Studio.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- 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, tra l’altro, espresso l’esigenza di svolgere le aste 2024 e 2025 del mercato della capacità entro il mese di novembre 2021; a tali aste si applicheranno, pertanto, le regole previste per la fase di prima attuazione;
- con la prima e la seconda consultazione omonima, Terna ha consultato alcune modifiche, rispettivamente, alla Disciplina per la fase di prima attuazione e alle relative DTF;

- nei termini esplicitati nella deliberazione 378/2021/R/eel, l’Autorità ha approvato le proposte di modifica alla Disciplina avanzate da Terna.

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 di remunerazione della capacità italiano, 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 produttiva nuova);
 - b) il premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda, *ex* comma 16.1, lettera a) (di seguito anche: premio associato al punto centrale di ciascuna curva);
 - c) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente in esito alle procedure concorsuali (di seguito anche: valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente) e, in caso di differenziazione, il valore massimo del premio offribile per la medesima capacità, *ex* comma 12.1, lettera b);
 - d) l’importo minimo di investimento relativo alla capacità produttiva nuova, *ex* comma 12.1, lettera c);

- e) la metodologia e i parametri tecnico-economici per la definizione del prezzo di esercizio di cui all'articolo 9 (di seguito: prezzo di esercizio), *ex* comma 12.1, lettera d);
- 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 del comma 22.1 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 e 2023;
 - con la deliberazione 363/2019/R/eel, l'Autorità ha stabilito i parametri economici diversi da quello citato al precedente alinea per le aste di capacità 2022 e 2023, secondo l'impostazione di seguito descritta:
 - a) la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio è stata delineata in modo tale che detto prezzo rappresenti il costo variabile standard della tecnologia di punta, individuata nel turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale;
 - b) in ragione delle condizioni di scarsità o limitatezza dei margini di adeguatezza segnalati da Terna rispetto ad alcune aree del sistema elettrico e dell'assenza di una sufficiente pressione competitiva esercitata dalla capacità di nuova realizzazione dovuta, tra le altre cose, da barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi, si è disposta la definizione di un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova, con l'obiettivo di tutelare i consumatori rispetto alla possibilità di esercizio di potere di mercato;
 - c) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova è stato fissato pari al limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta;
 - d) il premio associato al punto centrale della curva di domanda è stato stabilito pari al limite inferiore del costo fisso della tecnologia di punta;
 - e) i limiti inferiore e superiore del costo fisso della tecnologia di punta sono stati determinati sulla base:
 - i. di un limite superiore e un limite inferiore dei costi fissi di costruzione della tecnologia di punta, rispettivamente pari a 465.000 e 580.000 €/MW;
 - ii. di una vita utile pari a 25 anni;
 - iii. di un tasso di remunerazione del capitale pari al 7,7% (nominale ante imposte);
 - iv. di un limite superiore e inferiore dei costi fissi operativi della tecnologia di punta, diversi dall'ammortamento, rispettivamente pari a 12.000 e 15.000 €/MW/anno;
 - v. di una maggiorazione dei costi fissi, per tener conto, tra l'altro, del tasso di *derating* applicato alla capacità produttiva di nuova realizzazione;
 - f) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente è stato definito in funzione dei costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato, che rappresenta la tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco esistente; detto valore è stato individuato tenendo conto, tra l'altro, della varietà

- di taglie all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato e di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e di incertezza;
- g) l'importo minimo di investimento, secondo quanto riportato nella decisione C(2018) 617 e consultato da Terna nel 2018, è stato posto pari al 40 per cento della media tra il limite inferiore e il limite superiore dei costi fissi di costruzione della tecnologia di punta;
- lo Studio condotto da Terna sullo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano rileva anche per l'aggiornamento dei parametri economici, ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2024 e 2025, in quanto contiene informazioni utili sui costi fissi relativi alle diverse tecnologie di produzione, ivi inclusa quella di punta;
 - in particolare, per quanto attiene ai parametri economici, dal citato Studio emerge quanto segue:
 - a) si conferma che la tecnologia di punta è rappresentata dal turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale;
 - b) i limiti superiore e inferiore del costo fisso della sopra citata tecnologia, rispettivamente pari a 63.000 e 54.000 €/MW/anno, sono stati calcolati applicando la metodologia Entso-E/Acer e utilizzando, tra l'altro, i seguenti parametri:
 - i. un intervallo di valori dei costi di investimento che deriva dall'analisi dei dati forniti, ai sensi della Disciplina, dagli assegnatari di capacità nell'ambito delle procedure concorsuali del mercato della capacità svolte per gli anni di consegna 2022 e 2023, ai fini della verifica del rispetto dell'importo minimo di investimento di cui al comma 12.1, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11; il limite superiore e quello inferiore del menzionato intervallo sono rispettivamente pari a 475.000 €/MW (di seguito: limite inferiore dell'investimento) e 575.000 €/MW (di seguito: limite superiore dell'investimento);
 - ii. una vita utile pari a 25 anni;
 - iii. il tasso di remunerazione del capitale fissato dall'Autorità nella deliberazione TIWACC in relazione al servizio di trasmissione elettrica per il periodo 2019-2021 (pari al 5,6% reale ante imposte);
 - iv. costi fissi operativi, diversi dall'ammortamento, pari a 13.000 €/MW/anno;
 - c) i costi fissi operativi, diversi dall'ammortamento, relativi alla tecnologia di tipo ciclo combinato sono pari a 15.000 €/MW/anno, ma non includono alcuni costi (in particolare, i costi fissi per il trasporto gas), non tengono conto del tasso di *derating* e sono associati esclusivamente a impianti di nuova costruzione caratterizzati da potenza nominale pari a 800 MW;
 - d) tutti i costi riportati sono espressi in termini reali riferiti all'anno 2020;
 - la maggior parte delle osservazioni dei partecipanti al processo di consultazione sui temi trattati nello Studio hanno riguardato i parametri adottati per la definizione del $CONE_{RS}$, con particolare riferimento al tasso di remunerazione del capitale; a tal proposito, gli operatori ritengono il tasso applicato da Terna eccessivamente contenuto, data la maggiore rischiosità dell'attività di produzione rispetto alla trasmissione elettrica, e richiedono di incrementarlo (ad esempio, a un livello analogo

a quello rilevante per il calcolo dei parametri economici applicati nelle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023, di cui alla deliberazione 363/2019/R/eel);

- in merito al tasso di remunerazione del capitale, occorre sottolineare che:
 - il tasso di remunerazione del capitale di cui alla deliberazione 363/2019/R/eel è nominale, mentre, ai sensi della metodologia Entso-E/Acer, il tasso di remunerazione e i costi per il calcolo del $CONE_{RS}$ devono essere espressi in termini reali;
 - rispetto al periodo in cui è stato fissato il tasso di remunerazione del capitale di cui alla deliberazione 363/2019/R/eel, si è registrata, tra l'altro, una contrazione dei tassi di rendimento delle attività prive di rischio;
 - la deliberazione 507/2020/R/eel precisa che i tassi applicati nello Studio sono da considerarsi provvisori, in quanto definiti al puro scopo di consentire il calcolo dei costi fissi di capitale e suscettibili di modifiche da parte dell'Autorità per tenere eventualmente conto della dinamica dei mercati finanziari;
 - 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 $CONE_{RS}$, 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*;
 - con la deliberazione 370/2021/R/eel, l'Autorità, nell'ambito della definizione del $CONE_{RS}$, ha applicato un tasso di remunerazione del capitale pari al 5,3% (reale ante imposte), adottando la formula di cui alla deliberazione TIWACC e modificando i valori di alcuni parametri, per considerare le evoluzioni dei mercati finanziari, le dinamiche inflattive attese e la maggiore rischiosità rispetto all'attività di trasmissione elettrica;
- la struttura dei termini previsti dal combinato disposto della deliberazione ARG/elt 98/11 e della Disciplina assicura che i parametri economici relativi a una determinata procedura concorsuale siano pubblicati almeno 60 giorni prima della data di svolgimento della procedura medesima;
- la combinazione del vincolo temporale descritto al precedente alinea e dell'esigenza espressa nell'Atto di indirizzo - secondo cui le procedure concorsuali riferite agli anni di consegna 2024 e 2025 devono essere svolte entro il mese di novembre del corrente anno - rende necessaria la definizione dei parametri economici relativi alla procedura per l'anno di consegna 2025 prima della data di svolgimento della

procedura per l'anno di consegna 2024; conseguentemente, è esclusa la possibilità che i parametri economici dell'asta per l'anno di consegna 2025 possano essere fissati tenendo conto degli esiti dell'asta precedente;

- lo svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2022 e 2023 consente di effettuare valutazioni sulla pressione competitiva esercitabile dalla capacità nuova; a tal proposito, la condizione di scarsità sperimentata nelle aste con periodo di consegna 2022 e 2023, associata alla protratta difficoltà degli operatori nell'ottenere le necessarie autorizzazioni per la capacità nuova, mantiene elevato il rischio che i titolari di capacità esistente siano nelle condizioni di esercitare potere di mercato nelle prossime procedure concorsuali;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente applicato nell'ambito delle aste 2022 e 2023 – inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova - non ha precluso la partecipazione alle medesime, su base volontaria, di una quota significativa della capacità esistente;
- sulla base dei dati acquisiti dall'Autorità nell'ambito della propria attività di regolazione e monitoraggio e delle informazioni riportate nello Studio, non si riscontrano elementi tali da adottare, per le aste 2024 e 2025, un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente diverso da quello disposto con la deliberazione 363/2019/R/eel per gli anni di consegna 2022 e 2023.

RITENUTO OPPORTUNO:

- confermare, per le aste 2024 e 2025, l'impostazione generale adottata per le aste 2022 e 2023, aggiornando, tuttavia, alcuni parametri economici alla luce dello Studio;
- che, 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 siano espressi in termini nominali, per preservare la continuità con l'approccio adottato per le aste 2022 e 2023, che assicura una maggiore aderenza alle condizioni sperimentate dagli operatori nei mercati dei capitali e delle forniture;
- che, per la finalità esplicitata al precedente alinea, i costi siano rivalutati all'anno 2021, con il tasso di inflazione atteso pubblicato dalla Banca Centrale Europea per il medesimo anno, e il tasso di remunerazione del capitale rilevante per il calcolo dei parametri economici sia pari al 6,9% (nominale ante imposte), come effetto dell'applicazione del tasso di inflazione atteso nel medio termine (1,5%) al tasso di remunerazione reale adottato ai fini del calcolo del *CONERS* di cui alla deliberazione 370/2021/R/eel;
- fissare il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova e il premio associato al punto centrale di ciascuna curva, rispettivamente, a 70.000 e 60.000 €/MW/anno; detti importi derivano dall'applicazione della formula per la definizione del *CONERS* (costo fisso) di cui alla metodologia Entso-E/Acer e dei seguenti valori delle variabili determinanti:

- un costo fisso di costruzione pari al valore rivalutato, rispettivamente, del limite superiore e del limite inferiore dell'investimento in tecnologia turbogas a ciclo aperto;
- un costo fisso operativo, diverso dall'ammortamento, pari al valore rivalutato del corrispondente costo indicato nello Studio per la tecnologia turbogas a ciclo aperto;
- il tasso di remunerazione del capitale descritto sopra, pari al 6,9% (nominale ante imposte);
- una vita utile di 25 anni, corrispondente a quanto ipotizzato nello Studio;
- una maggiorazione dei costi fissi, per tener conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza sui costi fissi, ivi incluso l'effetto del *de-rating* assunto nello Studio;
- fissare l'importo minimo di investimento, di cui al comma 12.1, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11 a 214.000 €/MW, pari al 40 per cento della media tra i valori rivalutati del limite inferiore e del limite superiore dell'investimento in tecnologia di tipo turbogas a ciclo aperto;
- stabilire, in continuità rispetto al valore applicato nelle aste 2022 e 2023, che il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente sia pari a 33.000 €/MW/anno; detto valore è rappresentativo dei costi fissi operativi – diversi dall'ammortamento – della tecnologia di tipo ciclo combinato e tiene conto, oltre che del tasso di *derating* medio della capacità esistente termoelettrica rilevante, della varietà di taglie all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato e di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza;
- confermare per gli anni di consegna 2024 e 2025 la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio e i valori delle relative variabili determinanti validi per i periodi di consegna 2022 e 2023;
- che la conferma di cui al precedente alinea riguardi anche la zona Sardegna, in considerazione:
 - dell'incertezza sulle modalità di gestione e approvvigionamento del gas naturale nella zona medesima - nella quale non risultano allo stato operativi impianti di generazione alimentati a gas naturale – e circa l'equiparabilità del costo del gas naturale per la produzione elettrica rispetto al corrispondente costo nelle altre zone;
 - del fatto che, anche nel caso in cui il costo del gas naturale per la produzione elettrica fosse significativamente superiore rispetto alle altre zone, la differenziazione del prezzo di esercizio risulterebbe una soluzione difficilmente praticabile, nella misura in cui, a causa delle interazioni tra zone, potrebbe generalmente distorcere il funzionamento del contratto di opzione;
- 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 2024 e 2025 la validità della quota relativa agli anni 2022 e 2023;
- stabilire con il presente provvedimento i parametri economici validi per le procedure concorsuali di cui all'Atto di indirizzo (anni di consegna 2024 e 2025) e prevedere che detti parametri siano i medesimi per entrambe le citate procedure, in

considerazione del fatto che, per le ragioni sopra evidenziate, i parametri economici relativi alla procedura per l'anno di consegna 2025 non possono essere modificati alla luce degli esiti dell'asta relativa all'anno di consegna 2024;

- fissare con successivi provvedimenti i parametri economici delle procedure concorsuali che seguiranno le aste di cui al precedente alinea, così da poter tenere conto degli esiti delle aste medesime

DELIBERA

Articolo 1

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

- 1.1 Il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova, di cui al comma 12.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 70.000 €/MW/anno.
- 1.2 Il premio associato al punto centrale di ciascuna curva, di cui al comma 16.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 60.000 €/MW/anno.
- 1.3 Il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e il valore del premio massimo offribile dalla capacità esistente, di cui al comma 12.1, lettera b), della deliberazione ARG/elt 98/11, sono uguali e pari a 33.000 €/MW/anno.

Articolo 2

Importo minimo di investimento

- 2.1 L'importo minimo di investimento, di cui al comma 12.1, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari a 214.000 €/MW.

Articolo 3

Metodologia di determinazione del prezzo di esercizio

- 3.1 Il prezzo di esercizio, di cui al comma 12.1, lettera d), della deliberazione ARG/elt 98/11, è pari al costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale.
- 3.2 Il costo variabile standard di cui al precedente comma 3.1 è pari alla somma di:
 - a) una componente a copertura del costo per il gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale sino all'unità considerata e delle accise;
 - b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*;

- c) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse;
 - d) una componente a copertura degli oneri di dispacciamento;
 - e) una componente a copertura di altri oneri e rischi.
- 3.3 La componente gas naturale di cui al precedente comma 3.2, lettera a), è pari al prodotto tra il consumo specifico standard di gas naturale, pari a 340 Smc/MWh, e la somma:
- a) del valore standard del gas naturale, inclusivo di materia prima, logistica internazionale e logistica nazionale;
 - b) delle vigenti accise relative al gas naturale;
 - c) dell'integrazione per ridotta regolarità di funzionamento, I_{GN} , pari a 5 centesimi di euro/Smc.
- 3.4 Il valore standard del gas naturale di cui al precedente comma 3.3, lettera a), è pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma:
- a) di una componente pari:
 - a.1) nelle ore diverse da quelle di cui al successivo punto a.2), alla componente di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata, sostituendo l'elemento $P_{FOR,t}$ con l'elemento $P_{FOR,m}$, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel mese m -esimo e pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* mensili *OTC* relative al mese m -esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi);
 - a.2) nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dello Sviluppo Economico in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11, al maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto di cui all'articolo 22, comma 1, del regolamento n. 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall'Autorità, come eventualmente in seguito modificati e integrati;
 - b) della componente *CCR* di cui all'articolo 6bis dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata, al netto dell'elemento a copertura del rischio di mantenimento del criterio *pro die* di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione;
 - c) dell'eventuale differenza positiva tra il valore di cui al punto 1 della deliberazione 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, incrementato di 1 (un) centesimo di euro/Smc, e la somma dei valori degli elementi QT_{PSV} e QT_{MCV} , di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata.
- 3.5 La componente emissioni di cui al precedente comma 3.2, lettera b), per il mese m -esimo, è pari al prodotto tra lo standard di emissione, pari a 0,7162 tCO₂/MWh, e il valore del parametro P_{EUA} , calcolato con riferimento al periodo compreso tra il 21° giorno del secondo mese solare antecedente il mese m -esimo e il 20° giorno del mese

solare antecedente il mese *m*-esimo (estremi inclusi), con i criteri che, prima del suddetto periodo, saranno definiti dall’Autorità per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall’applicazione dell’*Emission Trading Scheme* o, qualora detti criteri non siano definiti, con appositi criteri comunque stabiliti prima del menzionato periodo.

- 3.6 La componente smaltimento di cui al precedente comma 3.2, lettera c), è pari a 0,6 centesimi di euro/MWh.
- 3.7 La componente dispacciamento di cui al precedente comma 3.2, lettera d), è pari al maggior valore tra 3 euro/MWh e il 2% della sommatoria delle componenti gas naturale, emissioni e smaltimento, di cui al precedente comma 3.2, lettere a), b) e c).
- 3.8 La componente altri oneri e rischi di cui al precedente comma 3.2, lettera e), è pari a 15 euro/MWh.
- 3.9 Se, in relazione a un certo mese, non è possibile determinare il valore della componente di cui al precedente comma 3.2, lettera a), o il valore della componente di cui al precedente comma 3.2, lettera b), a detto mese si associa il corrispondente valore relativo all’ultimo mese per il quale è possibile il calcolo.
- 3.10 Ai fini dell’applicazione del presente articolo, il potere calorifico superiore è pari a 0,0381 GJ/Smc.
- 3.11 Il presente articolo fa comunque salve le disposizioni di cui al comma 9.4, lettera c), della deliberazione ARG/elt 98/11.

Articolo 4

Modifiche e integrazione alla deliberazione ARG/elt 98/11

- 4.1 L’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 98/11 è integrato come segue:
 - a. all’articolo 22, dopo il comma 22.1 è aggiunto il seguente comma
“In relazione agli anni di consegna 2024 e 2025, la quota di cui al comma 14.3, lettera a), punto i., è pari al 70%.”

Articolo 5

Disposizioni finali

- 5.1 Le disposizioni del presente provvedimento si applicano alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2024 e 2025.
- 5.2 Il presente provvedimento è trasmesso al Ministro della Transizione Ecologica e a Terna S.p.A.
- 5.3 La presente deliberazione è pubblicata sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

28 settembre 2021

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini