

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
102/2024/R/EEL**

**PARAMETRI ECONOMICI DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ
PER GLI ANNI DI CONSEGNA 2025, 2026 E 2027**

Mercato di incidenza: energia elettrica

26 marzo 2024

Premessa

Il presente documento per la consultazione, predisposto dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche: Autorità), è volto a illustrare gli orientamenti della medesima in merito ai parametri economici rilevanti ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali del mercato della capacità, di cui alla deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, (di seguito: mercato della capacità) per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità o, in alternativa, all’indirizzo PEC istituzionale (protocollo@pec.arera.it), **entro e non oltre il giorno 26 aprile 2024.***

Relativamente alle modalità dell’eventuale pubblicazione delle osservazioni, si fa riferimento all’Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c), allegata al presente documento. Si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Regolazione Speciale per il Settore Elettrico
tel. 02 – 65565 290
PEC: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI
ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego

di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour, 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Piazza Cavour, 5, 20121, Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

1	<i>Elementi di contesto</i> _____	6
2	<i>Parametri economici definiti in funzione del costo fisso della tecnologia di punta di nuova realizzazione</i> _____	7
3	<i>Valore del premio massimo riconoscibile alla capacità esistente</i> _____	11
4	<i>Metodologia e parametri tecnico-economici per la definizione del prezzo di esercizio</i>	12

1 Elementi di contesto

- 1.1 La deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11), stabilisce che l’Autorità definisca e pubblichi i seguenti parametri economici propedeutici allo svolgimento delle procedure concorsuali del mercato della capacità (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) (di seguito anche: 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).
- 1.2 In esito alle opportune consultazioni, l’Autorità, con le deliberazioni 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 363/2019/R/eel), e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 399/2021/R/eel), come successivamente modificate e integrate, ha definito i parametri economici funzionali allo svolgimento delle procedure concorsuali, rispettivamente, per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025.
- 1.3 Nel 2019 e nel 2022 si sono tenute le procedure concorsuali del mercato della capacità aventi ad oggetto, rispettivamente, gli anni di consegna 2022-2023 e 2024.
- 1.4 Con l’atto 12 luglio 2023 (di seguito: Atto di indirizzo), il Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica ha espresso i propri indirizzi in merito alle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna successivi al 2024, a fronte della proposta di Terna di svolgere le aste del mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027.
- 1.5 Con riferimento ai parametri economici fissati dall’Autorità, l’Atto di indirizzo richiede, tra l’altro, che, al fine di minimizzare gli oneri per il sistema e alla luce della particolare contingenza legata alla recente volatilità dei prezzi dell’energia, sia assicurata la piena coerenza dei citati parametri, con particolare riferimento alla

determinazione del rendimento della tecnologia di punta posta alla base del prezzo di esercizio.

- 1.6 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità sulla determinazione dei parametri economici per lo svolgimento delle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027. 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:
 - a) 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;
 - b) 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.
- 1.7 Nel corso del corrente mese, Terna, oltre a confermare l'esigenza 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. Se detta proposta fosse accolta a livello ministeriale, l'Autorità sarebbe orientata a estendere anche all'anno di consegna 2028 l'applicazione dei parametri economici oggetto della presente consultazione.
- 1.8 Il resto del documento è strutturato come segue. Nella seconda sezione si descrive l'approccio che l'Autorità intende seguire nel definire i valori relativi ai parametri economici che dipendono dal costo fisso della tecnologia di punta di nuova realizzazione, vale a dire il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova, il premio associato al punto centrale di ciascuna curva e l'importo minimo di investimento. Nella terza sezione e nella quarta sezione si illustrano gli orientamenti dell'Autorità in relazione, rispettivamente, al valore del premio massimo riconoscibile alla capacità esistente e alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio e dei relativi parametri tecnico-economici.

2 Parametri economici definiti in funzione del costo fisso della tecnologia di punta di nuova realizzazione

- 2.1 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).
- 2.2 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 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 area¹;
 - ii) un premio definito dall’Autorità, in funzione del costo fisso della tecnologia di punta di nuova realizzazione (cd. premio associato al punto centrale di ciascuna curva);
- b) in corrispondenza del premio massimo definito dall’Autorità 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)²;
- 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.

2.3 Nel corso dell’anno 2021, Terna ha condotto uno studio sui valori dello standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano (di seguito: Studio). Lo Studio, che è stato allegato alla deliberazione 7 settembre 2021, 370/2021/R/eel, è stato svolto da Terna applicando la metodologia prevista dalla decisione dell’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (di seguito: Acer) 2 ottobre 2020, n. 23/2020, per il calcolo dello standard di adeguatezza e delle relative variabili determinanti (di seguito: metodologia Entso-E/Acer), ivi incluso il costo del nuovo entrante (di seguito: *CONE*).

2.4 Il citato Studio ha individuato come tecnologia di punta del sistema elettrico italiano il turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale, sul quale è stata basata la definizione dei parametri dell’ultima asta del mercato della capacità, per l’anno di consegna 2024.

2.5 Per quanto attiene ai parametri economici delle procedure concorsuali relative ai periodi di consegna 2025, 2026 e 2027, si intende confermare:

- a) il turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale quale tecnologia di punta del sistema elettrico italiano;

¹ Ai sensi del decreto del Ministro della Transizione ecologica 28 ottobre 2021 (di seguito: decreto 28 ottobre 2021), lo standard di adeguatezza attualmente vigente, espresso in termini di numero di ore di inadeguatezza per anno (*loss of load expectation*, di seguito: *LOLE*), è pari a 3 ore/anno.

² In base a quanto stabilito dal decreto 28 ottobre 2021, il valore di *LOLE* associato a questo punto della curva di domanda è pari a 6 ore/anno.

- b) l'impostazione generale adottata nella deliberazione 399/2021/R/eel per il calcolo del *CO_{NE}*, applicando, dunque, la metodologia Entso-E/Acer con gli adattamenti già apportati nell'ambito della sopra citata deliberazione.

2.6 In particolare, il costo fisso della capacità di punta di nuova realizzazione deriverà dall'applicazione della formula del *CO_{NE_{RS}}* (costo fisso) di cui alla metodologia Entso-E/Acer e dei valori delle variabili determinanti esplicitati nelle seguenti lettere, risultando compreso tra 67.000 €/MW/anno e 81.000 €/MW/anno.³

- a) Il costo fisso di costruzione sarà compreso tra 474.000 e 604.000 €/MW. Il limite inferiore e il limite superiore dell'intervallo appena menzionato derivano dall'aggiornamento dell'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. I suddetti limiti potrebbero subire variazioni in sede di deliberazione dei parametri economici, per considerare gli eventuali aggiornamenti dei tassi di inflazione.
- b) Il costo fisso operativo, diverso dall'ammortamento, sarà determinato rivalutando all'anno 2024 il corrispondente importo (13.000 €/MW/anno) indicato nello Studio per la tecnologia turbogas a ciclo aperto, con i tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea.
- c) Il tasso di remunerazione del capitale investito sarà determinato secondo la metodologia di cui alla deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com (di seguito: TIWACC), con i seguenti adattamenti:
- i) ai parametri che, secondo il TIWACC, presentano in ogni caso una cadenza di aggiornamento pluriennale, saranno applicati i valori validi per l'anno in cui è adottato il provvedimento sui parametri economici oggetto del presente documento; i menzionati valori saranno quelli relativi alla trasmissione elettrica nel caso dei parametri *CP*, *UP*, *T*, *tc*, *TMR*, γ , φ_{new} , φ_{old} , *ADD* e *g* e quello della distribuzione e della misura dell'energia elettrica nel caso del parametro β^{asset} ;
- ii) in relazione ai parametri *RF^{nominal}*, *FP*, *isr*, *SPREAD*, *FP^{CRP}*, *iBoxx^{spot}* e *iBoxx^{10y}*, che, ai sensi del TIWACC, sono soggetti ad aggiornamento con cadenza potenzialmente annuale, si effettuerà l'aggiornamento del valore in sede di adozione del provvedimento sui parametri economici oggetto del presente documento, prescindendo dal meccanismo di *trigger* di cui all'articolo 8 dell'Allegato A al TIWACC; l'aggiornamento sarà volto a

³ Valori arrotondati al migliaio d'euro.

mantenere una maggiore aderenza del tasso di remunerazione alle condizioni espresse dai mercati finanziari;

- iii) il parametro ia sarà fissato pari al 2%, che rappresenta l'obiettivo di inflazione di medio termine definito dalla Banca Centrale Europea, così da tenere conto del carattere pluriennale che può contraddistinguere gli orizzonti di pianificazione e i periodi di consegna dei contratti del mercato della capacità;
- iv) ai fini del calcolo del parametro rappresentativo del tasso di inflazione incorporato nei tassi di rendimento dei titoli di Stato (isr), si utilizzerà l'indice $EUHICP10Y$ (fonte Thomson Reuters), in luogo dell'indice $ICAP EU INFLKD SWAP HICP 10Y - MIDDLE RATE$, per agevolare l'aggiornamento;
- v) considerato che il tasso di remunerazione del capitale investito nel mercato della capacità è espresso in termini nominali, il tasso di remunerazione che deriva dall'applicazione della metodologia del TIWACC con gli adattamenti descritti alle lettere precedenti, espresso in termini reali, sarà trasformato in termini nominali con la seguente formula, dove il parametro ia corrisponde al parametro di cui al precedente punto iii).

$$W_{pre-tax}^{nominal} = (1 + W_{pre-tax}^{real}) (1 + ia) - 1.$$

A puro titolo indicativo, il tasso di remunerazione del capitale investito sarebbe pari all'8,1% (nominale ante imposte) se la metodologia sopra descritta fosse applicata alla data del 31 gennaio 2024.

- d) La vita utile dell'impianto è posta pari a 25 anni, come ipotizzato nello Studio.
- e) Il costo fisso derivante dall'adozione dei valori delle variabili determinanti esplicitati nelle lettere precedenti è maggiorato sino agli importi indicati nel capoverso iniziale del presente punto 2.6, per tenere conto di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza sui costi fissi, ivi incluso l'effetto del *de-rating* assunto nello Studio.

2.7 In continuità con l'impostazione seguita nella deliberazione 399/2021/R/eel:

- a) il premio associato al punto centrale di ciascuna curva delle aste relative agli anni 2025, 2026 e 2027 sarà pari al valore del limite inferiore del costo fisso della capacità di punta di nuova realizzazione;
- b) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova delle medesime aste sarà pari al valore del limite superiore del costo fisso della capacità di punta di nuova realizzazione;

- c) l'importo minimo di investimento sarà pari al 40% della media tra il limite inferiore e il limite superiore del costo fisso di costruzione relativo alla tecnologia di punta di nuova generazione.

In base a quanto espresso al precedente punto 2.6 e alle ipotesi e precisazioni ivi contenute, si stima che il premio di cui alla precedente lettera a) sarà pari a 67.000 €/MW/anno, il valore massimo di cui alla precedente lettera b) a 81.000 €/MW/anno e l'importo minimo di investimento a 215.000 €/MW⁴ (rispettivamente +7.000 €/MW/anno, +11.000 €/MW/anno e 1.000 €/MW rispetto ai corrispondenti valori della procedura concorsuale per l'anno di consegna 2024).

Q1 Con riferimento alle aste del mercato della capacità aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027, si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito al premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda, al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova e all'importo minimo di investimento? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

3 Valore del premio massimo riconoscibile alla capacità esistente

- 3.1 Per le procedure concorsuali con consegna 2025, 2026 e 2027, in continuità con l'impostazione adottata per le aste relative agli anni sino al 2024, si intende definire un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova, dato che:
- a) *ceteris paribus*, la condizione di scarsità sperimentata anche nell'ultima asta, associata alla barriera connessa al processo autorizzativo per la capacità nuova e al limitato orizzonte di pianificazione che contraddistinguerà le prossime aste, mantiene elevato il rischio che i titolari di capacità esistente siano nelle condizioni di esercitare potere di mercato nelle prossime procedure concorsuali;
 - b) il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente applicato nell'ambito dell'asta 2024 – inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova – non ha precluso la partecipazione alla medesima, su base volontaria, di una quota significativa della capacità esistente.
- 3.2 In particolare, l'Autorità è orientata a fissare almeno pari a 39.000 €/MW/anno⁵ il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente per le procedure concorsuali relative agli anni di consegna 2025, 2026 e 2027 (+6.000 €/MW/anno rispetto al corrispondente importo dell'asta 2024). Detto valore deriva dalla rivalutazione al corrente anno del valore adottato per la procedura concorsuale per

⁴ Valore arrotondato al migliaio d'euro.

⁵ Valore arrotondato al migliaio d'euro.

l'anno 2024, applicando i tassi di inflazione pubblicati dalla Banca Centrale Europea, e potrebbe subire modifiche in sede di deliberazione dei parametri economici, per considerare gli eventuali ultimi aggiornamenti dei tassi di inflazione.

- 3.3 Come il valore definito con la deliberazione 399/2021/R/eel per l'asta con consegna 2024, il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente che si intende adottare per le procedure concorsuali con consegna 2025, 2026 e 2027:
- a) 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;
 - b) tiene conto, oltre che del *derating*, della varietà di taglie all'interno dell'esistente parco di produzione a ciclo combinato e di qualsiasi ulteriore elemento di rischio e incertezza.

Q2 Si condivide l'orientamento dell'Autorità circa le modalità di determinazione del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente per le aste del mercato della capacità aventi ad oggetto gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027? Si ritiene che sia necessario tenere conto di elementi ulteriori rispetto a quelli considerati per la determinazione del menzionato valore? Si prega di motivare le risposte, specificando gli elementi quantitativi a supporto delle stesse.

4 Metodologia e parametri tecnico-economici per la definizione del prezzo di esercizio

- 4.1 L'articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11 prevede, tra l'altro, che:
- a) il prezzo di esercizio sia pari al costo variabile standard della tecnologia di punta;
 - b) l'Autorità predisponga e aggiorni una metodologia di calcolo del costo variabile standard di cui alla precedente lettera a) che rispetti i seguenti criteri:
 - i) il prezzo di esercizio deve essere determinabile dal sottoscrittore del contratto standard di approvvigionamento di capacità con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
 - ii) il calcolo del costo variabile standard deve riferirsi alla tecnologia di punta e basarsi sul principio del costo opportunità.
- 4.2 Con le deliberazioni 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, è stata stabilita la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio rispettivamente per i bienni 2022-2023 e 2024-2025. Detta metodologia prevede che il prezzo di

esercizio rappresenti il costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale e sia pari alla somma di un insieme di componenti:

- 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 (di seguito anche: componente gas naturale);
- b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (di seguito anche: componenti emissioni)
- c) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse (di seguito anche: componente smaltimento);
- d) una componente a copertura degli oneri di dispacciamento (di seguito anche: componente dispacciamento);
- e) una componente a copertura di altri oneri e rischi (di seguito anche: componente altri rischi e oneri).

4.3 Per quanto concerne la metodologia e i parametri tecnico-economici per la definizione del prezzo di esercizio per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027, si intende applicare la metodologia vigente per il corrente anno con i cambiamenti di seguito descritti.

- a) Saranno estese agli anni 2025, 2026 e 2027 le disposizioni sulle componenti gas naturale ed emissioni che sono state introdotte con la deliberazione 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel, a decorrere dal 5 marzo 2022 e successivamente confermate sino al 31 dicembre 2024 con le deliberazioni 3 ottobre 2023, 437/2023/R/eel, e 12 dicembre 2023, 583/2023/R/eel. Ciò consentirà, 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. Coerentemente con le menzionate disposizioni, la deliberazione ARG/elt 98/11 sarà modificata in modo da prendere 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.
- b) Si interverrà sulla 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. Ciò contribuirà a

limitare i rischi connessi alla capacità contrattualizzata nell'ambito del mercato della capacità.

- c) L'importo della componente altri oneri e rischi sarà ridotto, anche per tenere conto delle modifiche di cui alle precedenti lettere a) e b).
- d) Considerato l'Atto di indirizzo, il consumo specifico standard di gas naturale utilizzato nel calcolo della componente gas naturale sarà aggiornato, al fine di considerare il rendimento di impianti di tipo turbogas a ciclo aperto di nuova generazione.

4.4 Nel dettaglio, la componente gas naturale sarà pari al prodotto tra il consumo specifico standard di gas naturale, pari a 276 Smc/MWh (invece di 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.

4.5 Il consumo specifico standard di gas naturale sopra citato è determinato considerando un potere calorifico inferiore di 0,0353 GJ/Smc e un rendimento standard pari al 37%, riferito a un ipotetico impianto di tipo turbogas a ciclo aperto di nuova generazione⁶.

4.6 Il valore standard del gas naturale sarà pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma:

- a) di una componente pari:
 - i) nelle ore diverse da quelle di cui al successivo punto ii), al *System Average Price*, di cui al comma 1.2, lettera o), dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas (di seguito: TIB), come eventualmente in seguito modificato e integrato;
 - ii) nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dello dell'Ambiente e della Sicurezza energetica in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, al maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto di cui all'articolo 22, comma 1, del regolamento (UE) n. 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall'Autorità, come eventualmente in seguito modificati e integrati;

⁶ In merito al rendimento standard, cfr. il rapporto IEA (2020) *Projected Costs of Generating Electricity*, Paris, citato nello Studio.

- b) della componente *CCR* di cui all'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 14 marzo 2023, 100/2023/R/com, 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) della componente per la logistica nazionale, pari alla somma:
 - i) della quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto *CP_u*, di cui all'articolo 14 del testo integrato della regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale approvato con deliberazione 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas (di seguito: RTTG), come eventualmente in seguito modificato e integrato, 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 del RTTG, come eventualmente in seguito modificato e integrato;
 - iii) della quota giornaliera del corrispettivo di misura *CM_T*, di cui all'articolo 21 del RTTG, come eventualmente in seguito modificato e integrato, 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 al netto dell'elemento *RE_{TEE}* di cui alla deliberazione 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel), *CRV^{FG}*, *CRV^{OS}* e *CRV^{BL}*, di cui all'articolo 41 del RTTG, come eventualmente in seguito modificato e integrato, applicati ai clienti finali termoelettrici direttamente allacciati alle reti regionali di gasdotti.
- 4.7 La componente emissioni, per il giorno *d*-esimo, sarà posta 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 27 ottobre 2020, 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le seguenti eccezioni:
- a) si sostituisce il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto *EUA spot (daily future)* con il mercato e il prodotto *ICE - ICE Endex*, contratto *EUA spot (daily future on EUA)*;
 - b) si esclude il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto *spot* in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).
- 4.8 La componente smaltimento continuerà a essere pari a 0,6 centesimi di euro/MWh.

- 4.9 La componente dispacciamento continuerà a essere pari al maggior valore tra 3 euro/MWh e il 2% della sommatoria delle componenti gas naturale, emissioni e smaltimento.
- 4.10 La componente altri oneri e rischi sarà ridotta a 5 euro/MWh.
- 4.11 Se, in relazione a un certo giorno, non fosse possibile determinare il valore della componente gas naturale o quello della componente emissioni, a detto giorno sarà associato il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo.
- 4.12 Infine, si intende 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 .

Q3 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito al prezzo di esercizio per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.