

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
222/2026/R/EEL

**MISURE TRANSITORIE FUNZIONALI ALLA RIDUZIONE DEI
PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA, AI
SENSI DELL'ARTICOLO 6, COMMA 3, DEL DECRETO-LEGGE
20 FEBBRAIO 2026, N. 21**

Mercato di incidenza: energia elettrica
25 giugno 2026

Premessa

L'articolo 6, comma 3, del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, come convertito dalla legge 10 aprile 2026, n. 49, ha demandato all'Autorità la definizione delle condizioni economiche, dell'importo e dei periodi temporali di un meccanismo temporaneo di rimborso a favore dei produttori termoelettrici alimentati da gas naturale, finalizzato alla riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica a beneficio dei clienti finali.

Con la deliberazione 171/2026/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'implementazione del sopracitato meccanismo di rimborso, con indicazione di alcuni elementi preliminari, quali l'erogazione dei rimborsi a cura del Gestore dei Servizi Energetici, il calcolo del beneficio puntuale a cura di Terna sulla base di regole definite dall'Autorità con possibilità di differenziazione su base mensile o stagionale, la copertura della misura valutando l'utilizzo delle rendite di congestione e, per la parte restante, tramite un corrispettivo da applicare ai clienti finali che beneficiano in modo diretto o indiretto degli effetti sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica indotti dal meccanismo di rimborso.

Nel presente documento per la consultazione l'Autorità intende illustrare i propri orientamenti per l'implementazione del meccanismo di rimborso, da attuarsi, in coerenza con i precedenti regolatori già autorizzati a livello unionale – in particolare il meccanismo denominato “tope” introdotto in Spagna e Portogallo – attraverso un calmieramento della componente variabile gas rilevante ai fini delle offerte di vendita degli impianti termoelettrici, in modo da portare alla riduzione del prezzo marginale sul mercato del giorno prima.

*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 di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) **entro il 27 luglio 2026**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Mercati all'Ingrosso e Dispacciamento Elettrico
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565290
e-mail: 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 n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. 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.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati 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.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o 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. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

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) IL CONTESTO NORMATIVO E IL PRECEDENTE IBERICO	8
1.1 Quadro UE di riferimento e vincoli regolatori	8
1.2 Il “tope iberico” come precedente regolatorio di riferimento.....	9
2) ARCHITETTURA DEL MECCANISMO PROPOSTO.....	14
2.1 Premessa	14
2.2 Principi generali del meccanismo.....	14
2.3 Verifica ex-post, restituzione, sanzioni e regime di conformità presuntiva	16
3) DETERMINAZIONE DEL TETTO CONVENZIONALE.....	20
3.1 Gli elementi principali del calcolo.....	20
3.2 Il prezzo base	21
3.3 Il tetto convenzionale minimo al prezzo del gas	23
4) ULTERIORI ASPETTI RILEVANTI	26
4.1 La copertura dei costi da rimborsare ai produttori termoelettrici.....	26
4.2 Durata della misura, monitoraggio e clausole di uscita.....	28
4.3 Coordinamento con il Capacity Market.....	28

PREMESSA

L'articolo 6 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 (di seguito: DL Bollette) ha introdotto un pacchetto di misure urgenti volte, fra l'altro, a contenere il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per i clienti finali italiani.

Più nel dettaglio:

- il comma 1 si propone di rafforzare la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e dispone a tal fine che il Regolatore nazionale adotti provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità, in conformità al regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT) e alle linee guida di ACER del 18 dicembre 2024;
- il comma 2 prevede il rimborso delle componenti tariffarie variabili a copertura degli oneri variabili di trasporto del gas naturale per la produzione termoelettrica destinata all'immissione nella rete elettrica;
- il comma 3 prevede un ulteriore rimborso ai produttori termoelettrici, per un importo definito dall'Autorità con adeguato anticipo e per lassi temporali predefiniti, al fine di massimizzare i benefici per i consumatori italiani tenendo conto dell'impatto atteso sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- il comma 4 disciplina la verifica del trasferimento del rimborso di cui ai commi 2 e 3 nelle offerte di vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP), dando altresì mandato all'Autorità di identificare i comportamenti di offerta ritenuti conformi all'obbligo di trasferimento;
- il comma 5 dispone gli opportuni adeguamenti della disciplina del Capacity Market derivanti dall'attuazione dei commi 1, 2 e 3;
- il comma 6 subordina l'operatività della misura relativa al comma 3 all'autorizzazione della Commissione europea.

Con la deliberazione 171/2026/R/eel l'Autorità ha avviato un apposito procedimento finalizzato all'implementazione del meccanismo di rimborso di cui al comma 3, fissando i seguenti elementi preliminari:

- rimborso erogato dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) in coerenza con quanto già attuato con la deliberazione 96/2020/R/eel per i rimborsi relativi all'elemento RE_{TEE} a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica;
- calcolo del beneficio puntuale a cura di Terna S.p.A. (Terna) sulla base di regole definite dall'Autorità con possibile differenziazione su base stagionale o mensile, funzionali a evitare che tale rimborso alteri significativamente gli scambi transfrontalieri di energia elettrica a parità delle altre condizioni;

- allocazione dei costi della misura in capo ai soli clienti finali che beneficiano della riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica indotta dal meccanismo di rimborso, con possibile utilizzo delle rendite di congestione;
- allineamento della disciplina del mercato della capacità con modifica della sola metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio.

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti di dettaglio dell'Autorità per l'implementazione del meccanismo nel rispetto degli elementi preliminari di cui sopra. In particolare, non essendo ancora disponibili le valutazioni della Commissione Europea in merito alla compatibilità dell'articolo 6, comma 3, del DL Bollette rispetto alla disciplina sugli aiuti di stato, l'Autorità intende ispirarsi all'analogo meccanismo utilizzato in Spagna e Portogallo nel 2022 e nel 2023 (cosiddetto *tope* iberico), in quanto unico precedente disponibile a livello unionale. In questo modo si intende rispondere a una duplice esigenza:

- garantire la coerenza con un precedente già autorizzato dalla Commissione europea sotto il profilo della disciplina degli aiuti di Stato;
- sfruttare l'esperienza maturata in Spagna, sia sotto il profilo regolatorio sia sotto quello degli effetti economici osservati, in tema di interazione fra calmieramento del costo gas, flussi commerciali transfrontalieri e meccanismi di copertura tariffaria.

Ulteriori affinamenti alla proposta potranno, tuttavia, rendersi necessari in funzione dei contenuti della decisione della Commissione Europea.

Il capitolo 1 del presente documento per la consultazione richiama il quadro normativo nazionale ed europeo e descrive il meccanismo iberico. Il capitolo 2 presenta l'architettura generale del meccanismo proposto, mentre le modalità di determinazione del tetto convenzionale al prezzo del gas sono approfondite nel capitolo 3. Il capitolo 4, infine, affronta le modalità di copertura, le clausole di durata e uscita e alcuni aspetti particolari quali il raccordo con la disciplina del mercato della capacità.

1) IL CONTESTO NORMATIVO E IL PRECEDENTE IBERICO

1.1 Quadro UE di riferimento e vincoli regolatori

1.1 Le disposizioni attuative del meccanismo di rimborso di cui al comma 3 devono essere definite nel rispetto del quadro unionale rilevante. Occorre tenere conto, in particolare, delle seguenti:

- la Direttiva (UE) 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica, come modificata dalla Direttiva (UE) 2024/1711, recante la riforma del disegno di mercato adottata in esito alla crisi energetica;
- il Regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica, come modificato dal Regolamento (UE) 2024/1747, con specifico riferimento alla libera formazione dei prezzi all'ingrosso, alla non discriminazione degli operatori e alla massimizzazione delle opportunità di partecipazione agli scambi cross-zonali;
- la Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), che esclude l'assegnazione gratuita di quote ai generatori di energia elettrica e impone il mantenimento del segnale di prezzo della CO₂;
- le Linee guida sugli aiuti di Stato per la compensazione dei costi indiretti ETS (Comunicazione 2020/C 317/04), che disciplinano la compensazione dei costi indiretti del sistema ETS sostenuti dai settori esposti ad alto rischio di rilocalizzazione delle emissioni;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), come modificato dal Regolamento di esecuzione (UE) 2021/280, e la metodologia EUPHEMIA, che regolano il *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) e la valorizzazione delle rendite di congestione interzonali;
- il Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA — *Forward Capacity Allocation*), come modificato dal Regolamento di esecuzione (UE) 2021/280, che disciplina l'allocazione a termine della capacità di trasporto interzonale e dei relativi diritti finanziari di trasmissione;
- la recente comunicazione della Commissione Europea recante "Quadro temporaneo per gli aiuti di Stato in risposta alla crisi in Medio Oriente" del 29.4.2026, C(2026) 2947 final, in cui, in particolare, si dice che: "(le misure)...compensano solo determinati aumenti dei costi del gas e non coprono i costi di conformità del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) né utilizzano i prezzi dell'ETS come indicatore per

determinare la compensazione, mantenendo in tal modo gli obblighi e gli incentivi dell'ETS.

- 1.2 Da tali riferimenti derivano alcuni vincoli regolatori, ai quali l'implementazione del meccanismo di rimborso di cui al comma 3 deve allinearsi:
- il meccanismo non può configurare, né in modo diretto né in modo indiretto, assegnazione gratuita di quote ETS o restituzione del relativo costo;
 - il meccanismo può essere disegnato per ridurre il costo variabile marginale riconosciuto in offerta, ma senza alterare l'ordine di merito economico tra tecnologie diverse dagli impianti alimentati da gas naturale;
 - il meccanismo non può introdurre restrizioni alla partecipazione agli scambi fra zone d'offerta e non può comportare una segmentazione del mercato unico dell'energia elettrica;
 - il meccanismo deve avere durata limitata, definita e prevedere una traiettoria di uscita progressiva per evitare effetti di soglia al termine della misura.

SI Si condivide l'inquadramento del meccanismo entro il perimetro dei vincoli unionali sopra richiamati, con particolare riferimento alla coerenza con il Regolamento (UE) 2019/943, con la Direttiva 2003/87/CE e con la recente Comunicazione C(2026) 2947? Motivare la risposta

1.2 Il “tope iberico” come precedente regolatorio di riferimento

- 1.3 Il meccanismo noto in letteratura e nella prassi regolatoria europea come *tope iberico* (o meccanismo iberico, *Iberian gas cap*, *Iberian exception*), introdotto in Spagna con il *Real Decreto-ley* 10/2022 del 13 maggio 2022 e in Portogallo con la *Portaria* 256/2022, è stato operativo dal 15 giugno 2022 al 31 dicembre 2023. Autorizzato dalla Commissione europea con decisione SA.102599 del giugno 2022 ai sensi del Quadro temporaneo di crisi, e successivamente prorogato con decisione SA.106738 dell'aprile 2023, esso costituisce il precedente regolatorio al quale la proposta di implementazione del meccanismo di rimborso di cui all'articolo 6, comma 3, del DL Bollette illustrata nel presente documento per la consultazione intende riferirsi.
- 1.4 Per comprendere appieno il funzionamento del meccanismo è opportuno premettere che il MGP è organizzato secondo il principio del prezzo marginale uniforme (*pay-as-clear*): per ciascuna *Market Time Unit* (MTU) di mercato, l'algoritmo di *clearing* risolve un problema di ottimizzazione finalizzato alla massimizzazione del *social welfare* complessivo del sistema — definito come somma del *surplus* del consumatore e del *surplus* del produttore — sotto il

vincolo di bilancio fra domanda accettata e offerta accettata e sotto i vincoli tecnici associati alle singole offerte e ai flussi fra le zone d'offerta modellizzati con approccio *NTC-based* o *flow-based*. Il prezzo di *clearing*, coincidente nella configurazione più semplice con il prezzo offerto dall'ultima offerta di vendita accettata (cosiddetta offerta marginale), è riconosciuto in modo uniforme a tutta l'energia scambiata nella MTU, comprese le quantità prodotte da impianti inframarginali offerti a prezzo più basso. In una ottica concorrenziale i prezzi a cui è offerta l'energia prodotta da ciascun impianto dovrebbero riflettere i costi marginali di produzione di tale energia. Ne discende che la riduzione del costo della materia prima (gas naturale) sostenuto da un produttore produce un effetto traslativo sul prezzo di *clearing* soltanto nelle MTU in cui un impianto a gas naturale (tipicamente un ciclo combinato, CCGT, ma nelle ore di picco anche gli impianti a ciclo aperto, OCGT) risulta marginale; nelle altre MTU, in cui la domanda è interamente coperta da impianti aventi costi inferiore al CCGT (ad esempio in presenza di apporti elevati da fonti rinnovabili o idroelettrici programmabili), l'eventuale riduzione del costo della materia prima gas, tecnicamente, non produce alcun effetto sul prezzo di *clearing*.

- 1.5 Ciò premesso, il meccanismo iberico si basa su un calmieramento temporaneo del prezzo del gas per la generazione di energia elettrica ottenuto attraverso l'applicazione di un tetto convenzionale al prezzo del gas rilevante per le offerte sul mercato dell'energia elettrica, fissato inizialmente a 40 €/MWh gas. La differenza fra il prezzo del gas all'ingrosso e il tetto convenzionale è restituita ai produttori termoelettrici.
- 1.6 Il rationale economico del meccanismo poggia sulle proprietà del *pay-as-clear* del MGP: nelle MTU in cui un impianto termoelettrico a gas naturale risulta marginale, la riduzione del costo variabile riconosciuto in offerta — per effetto della sostituzione del prezzo gas effettivo con il tetto convenzionale — si trasmette sul prezzo di *clearing* applicato all'intera quantità scambiata di energia elettrica sul MGP, comprese le quantità inframarginali prodotte da impianti a costo variabile inferiore (idroelettrici, eolici, fotovoltaici). Si tratta tipicamente delle MTU in cui il prezzo dell'energia è strutturalmente più elevato — quelle in cui la domanda satura la capacità delle tecnologie a basso costo variabile e richiama unità termoelettriche a gas per la copertura del fabbisogno — sicché il meccanismo concentra in modo naturale il proprio impatto sulle MTU di sistema più costose. L'effetto economico atteso del calmieramento è dunque duplice:
 - la riduzione diretta del costo dell'energia in capo ai clienti finali;
 - la corrispondente compressione delle rendite inframarginali percepite dalle tecnologie a costo variabile inferiore rispetto al gas — rendite che, in

condizioni di elevato prezzo del gas, costituiscono una quota significativa degli oneri sostenuti dal sistema per l'approvvigionamento di energia elettrica.

- 1.7 La **Figura 1** illustra graficamente la dinamica del *tope* iberico su un esempio sintetico costruito sotto due assunzioni qualificanti:
- la domanda è anelastica nell'intorno del punto di *clearing*;
 - la sua entità (1.000 MWh nell'esempio) eccede la capacità complessiva delle tecnologie a costo variabile inferiore al gas (500 MWh fra fonti rinnovabili e idroelettrico programmabile), così che il fabbisogno residuo (500 MWh) è coperto da impianti CCGT, i quali risultano pertanto marginali.
- 1.8 In queste condizioni — e solo in queste — l'abbassamento della curva di offerta dei soli impianti termoelettrici a gas (per effetto della sostituzione, nel costo variabile riconosciuto, del prezzo gas effettivo con il tetto convenzionale) determina una riduzione del prezzo di clearing pari a ΔP applicata all'intera quantità scambiata. Il costo aggregato per il sistema, pari all'erogazione del rimborso fuori mercato calcolato sui soli volumi di energia elettrica immessa dagli impianti termoelettrici ($\Delta P \times \text{volume termo}$), risulta matematicamente inferiore al beneficio percepito dai clienti ($\Delta P \times \text{domanda totale elettrica}$): la differenza (ossia il vantaggio per il sistema) corrisponde alla compressione delle rendite inframarginali accreditate alle tecnologie a costo variabile inferiore rispetto al gas, che viene trasferita al cliente finale come saldo netto positivo del meccanismo. Se in una diversa configurazione di mercato il fabbisogno relativo ad una MTU fosse interamente coperto da impianti con costi inferiori al CCGT (ossia il CCGT non fosse marginale), il meccanismo non produrrebbe per quella MTU alcun effetto sul prezzo di *clearing*.

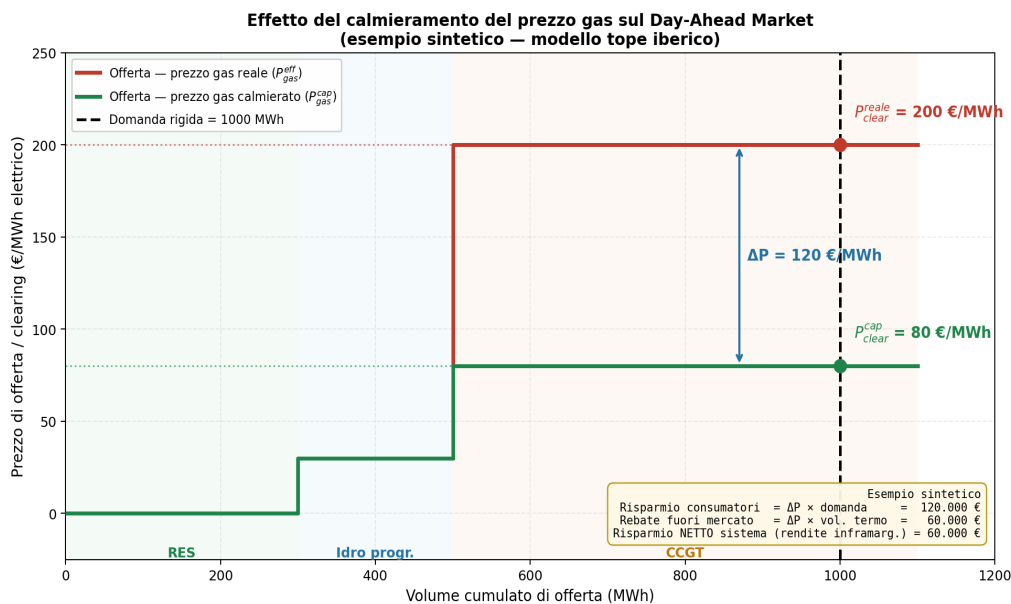


Figura 1. Effetto del calmieramento del prezzo gas sul Day-Ahead Market — esempio sintetico (modello tope iberico).

1.9 Entrando nei dettagli del meccanismo:

- il tetto convenzionale al costo del gas, fissato inizialmente a 40 €/MWh per i primi sei mesi, è stato successivamente incrementato di 5 €/MWh per ciascun mese, con raccordo dinamico alle quotazioni di mercato nella fase conclusiva di operatività;
- i beneficiari erano i soli produttori titolari di impianti termoelettrici alimentati da gas naturale e, in misura limitata, gli impianti alimentati a carbone, con esclusione delle fonti non fossili;
- il finanziamento del meccanismo avveniva tramite la quota incrementale delle rendite di congestione generate sulla frontiera con la Francia legata all'aumento dei flussi netti di esportazione verso il sistema francese; per la parte residuale era previsto un addebito sui consumatori localizzati sulla penisola iberica¹.

1.10 Il contesto di mercato del gas naturale nel periodo di operatività del meccanismo era caratterizzato da una marcata volatilità delle quotazioni all'hub TTF olandese, il principale riferimento europeo per il prezzo del gas. A inizio 2022 il TTF si era già attestato in un intervallo indicativo di 70-90 €/MWh, in netto rialzo rispetto ai livelli storici pre-crisi tipici del decennio 2010-2019 (orientativamente 15-25

¹ Erano quindi esclusi i consumatori localizzati sulle isole non interconnesse.

€/MWh); a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina (24 febbraio 2022) le quotazioni hanno superato la soglia di 200 €/MWh nel marzo 2022 e — dopo un parziale rientro nel secondo trimestre — sono progressivamente risalite fino a toccare il massimo storico in prossimità di 340 €/MWh nell'agosto 2022. Il meccanismo iberico è entrato in operatività il 15 giugno 2022, in un contesto in cui il TTF oscillava attorno a 100-130 €/MWh, con un tetto convenzionale iniziale pari a 40 €/MWh— vale a dire indicativamente 60-90 €/MWh inferiore alle quotazioni effettive di mercato del gas. Nei mesi conclusivi del 2022 il prezzo TTF è andato progressivamente riducendosi, oscillando indicativamente fra 80 e 150 €/MWh; nel corso del 2023 è ulteriormente sceso a livelli compresi fra 25 e 50 €/MWh, attestandosi sui 35-40 €/MWh negli ultimi mesi dello stesso anno. Tale traiettoria di rientro delle quotazioni — combinata con il raccordo dinamico del tetto convenzionale alle quotazioni di mercato adottato nella fase finale di operatività del meccanismo — ha portato il *tope* a perdere progressivamente di rilevanza, fino a divenire di fatto non operativo negli ultimi mesi del 2023.

1.11 Le valutazioni *ex-post* condotte dall'autorità di regolazione spagnola CNMC e dalla letteratura economica indipendente hanno confermato i seguenti esiti complessivi:

- una significativa riduzione del prezzo all'ingrosso iberico rispetto al controfattuale di non intervento, particolarmente marcata nei mesi di massima divergenza fra prezzo del gas TTF e tetto convenzionale;
- un incremento dei flussi commerciali netti di esportazione verso la Francia e — in misura minore — verso il Marocco, conseguente alla riduzione del prezzo iberico rispetto a quello delle zone confinanti;
- un corrispondente aumento delle rendite di congestione sulla frontiera con la Francia;
- un bilancio netto complessivo del meccanismo per il sistema iberico ampiamente favorevole: il valore della riduzione del prezzo di *clearing* per i clienti (e il conseguente recupero di benessere collettivo) ha significativamente superato l'onere combinato della componente di copertura tariffaria e del beneficio implicitamente trasferito ai sistemi confinanti attraverso l'aumento delle esportazioni.

2) ARCHITETTURA DEL MECCANISMO PROPOSTO

2.1 Premessa

- 2.1 L'Autorità è orientata a implementare il meccanismo di rimborso previsto dall'articolo 6, comma 3, del DL Bollette, assumendo il meccanismo del *tope* iberico come modello concettuale.
- 2.2 Il presente capitolo illustra l'architettura del meccanismo di calmieramento proposto dall'Autorità, illustrandone i principi generali (par. 2.2) e poi entrando nel merito degli elementi di dettaglio: la formula di determinazione del rimborso ancorata a un tetto convenzionale della componente variabile gas (par. 2.3); il perimetro degli impianti eleggibili (par. 2.4); le procedure di verifica *ex-post* e di compliance (par. 2.5).

2.2 Principi generali del meccanismo

- 2.3 L'Autorità intende prevedere l'applicazione di un tetto convenzionale al prezzo del gas rilevante per la presentazione delle offerte di vendita di energia elettrica sul mercato all'ingrosso, in linea con quanto effettuato nell'ambito del *tope* iberico.
- 2.4 Guardando alle condizioni effettive del mercato italiano, a livello di MGP le MTU con impianti CCGT marginali rappresentano una quota significativa delle MTU annuali, coincidendo, in particolare, con le MTU a maggior costo per il sistema: in tale ottica, quindi, il meccanismo di calmieramento viene a concentrare naturalmente il proprio impatto sulle situazioni in cui il beneficio per i consumatori è strutturalmente più rilevante.
- 2.5 Nel MGP italiano, soprattutto successivamente alla transizione dell'*Imbalance Settlement Period* (ISP) e delle MTU a 15 minuti, il prezzo di *clearing* risulta talvolta determinato da una pluralità di offerte co-marginali, anziché da una singola offerta marginale. In tali configurazioni a marginalità multipla, l'effetto del calmieramento del costo gas sul prezzo di *clearing* è qualitativamente analogo a quello per il caso di singola offerta marginale, ma quantitativamente più contenuto in proporzione al peso che gli impianti termoelettrici a gas naturale assumono nell'insieme delle offerte co-marginali. Per ulteriori dettagli in merito si rinvia all'allegato tecnico.
- 2.6 Il valore del tetto convenzionale deve essere determinato con adeguato anticipo in modo da consentire agli operatori di tenerne conto in sede di presentazione delle

offerte sul MGP. Il rimborso unitario per i produttori termoelettrici è, invece, contabilizzato su base giornaliera in modo da riflettere la volatilità del prezzo del gas all'ingrosso, secondo la relazione:

$$R(d) = \max\{0; P_{\text{gas}}^{\text{eff}}(d) - P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m)\} \quad (1)$$

dove:

- $P_{\text{gas}}^{\text{eff}}(d)$ è il prezzo di riferimento del gas naturale relativo al giorno gas d^2 , pari al prezzo *System Average Price* o *SAP* di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato del Bilanciamento Gas;
- $P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m)$, è il tetto convenzionale al prezzo relativo al mese $m(d)$ in cui ricade il giorno gas d ;

- 2.7 Terna, quindi, non determina puntualmente il valore del beneficio, ma si limita a calcolarne l'elemento principale, ossia il tetto convenzionale al prezzo del gas.
- 2.8 Un valore del tetto convenzionale significativamente inferiore rispetto al prezzo atteso del gas all'ingrosso potrebbe ingenerare una riduzione del prezzo dell'energia elettrica a livello nazionale tale da ridurre o invertire i flussi transfrontalieri di energia, ponendosi in contrasto con il dettato del DL Bollette che richiede un impatto minimo sui flussi predetti. Per tale motivo il tetto convenzionale non può essere determinato con troppo anticipo, in quanto deve comunque tenere conto del prezzo atteso nel breve termine sul mercato gas all'ingrosso. Fra le granularità stagionale e mensile ipotizzate nella deliberazione 171/2026/R/eel, l'Autorità ritiene che una granularità mensile possa rappresentare un adeguato compromesso fra l'anticipo necessario per i produttori ai fini della definizione della propria strategia di offerta e la presenza di una stima accurata del valore del prezzo del gas all'ingrosso. Il valore del tetto convenzionale sarà quindi determinato da Terna entro il terzultimo giorno di ciascun mese. Per i dettagli del calcolo si rinvia al capitolo 3.
- 2.9 Il rimborso ai produttori è erogato dal GSE sulla base dei consumi di gas naturale relativi alla produzione di energia elettrica destinata all'immissione in rete. A tal proposito, come già prefigurato nella deliberazione 171/2026/R/eel, saranno utilizzati gli stessi criteri previsti per i rimborsi relativi agli oneri legati ai titoli di efficienza energetica (deliberazione 96/2020/R/eel) e per il servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (deliberazione 364/2024/R/com). Per quanto riguarda le tempistiche di erogazione del rimborso si utilizzeranno gli stessi principi relativi ai rimborsi degli oneri di trasporto gas di cui all'articolo 6,

² Giorno gas dalle ore 6.00 alle 5.59 del giorno successivo.

comma 2, del DL bollette. Si rinvia per i dettagli, al documento per la consultazione relativo all'implementazione di tale comma.

- S2 Si condivide l'architettura del meccanismo con particolare attenzione all'identificazione di un tetto convenzionale al prezzo del gas? Motivare la risposta*
- S3 Si condivide la formula per il rimborso unitario, in particolare con riferimento alla scelta del prezzo gas di riferimento (SAP)? Vi sono eventuali indici alternativi da utilizzare? Motivare la risposta*
- S4 Si condivide la determinazione dei volumi di gas oggetto di rimborso sulla base delle stesse regole previste per i rimborsi di cui alle deliberazioni 96/2020/R/eel e 364/2024/R/com? Motivare la risposta.*

2.3 Verifica ex-post, restituzione, sanzioni e regime di conformità presuntiva

- 2.10 L'articolo 6, comma 4, del DL Bollette attribuisce all'Autorità il compito di verificare che i rimborsi di cui ai commi 2 e 3 siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita di energia elettrica riferite agli impianti termoelettrici interessati. Il medesimo comma prevede che, in caso di verifica negativa, il produttore sia tenuto a restituire integralmente i rimborsi percepiti, maggiorati delle eventuali sanzioni comminate dall'Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Il comma 4 demanda altresì all'Autorità la definizione delle modalità e dei criteri delle procedure di verifica nonché dei comportamenti di offerta da ritenersi comunque conformi all'obbligo di trasferimento (di seguito: regime di conformità presuntiva).
- 2.11 L'Autorità ritiene che il regime di conformità presuntiva debba essere disegnato in modo da non vanificare l'efficacia del meccanismo (cioè non consentire trasferimenti parziali di beneficio), ma allo stesso tempo in modo da risultare facilmente prevedibile per gli operatori. In ottica di completezza esso dovrebbe altresì essere raccordato con i criteri per la valutazione delle condotte di trattenimento economico che l'Autorità è chiamata a determinare ai sensi dell'articolo 6, comma 1, del DL Bollette.
- 2.12 Nelle more della definizione dei criteri di cui sopra, l'Autorità intende considerare conformi tutte le offerte di prezzo dell'energia elettrica presentate ad un valore inferiore ad un prezzo massimo convenzionale pari al costo variabile standard di un impianto di produzione a gas naturale (distinguendo fra impianti CCGT e OCGT) stimato assumendo il tetto convenzionale al prezzo del gas come indice di riferimento per il costo della materia prima e deducendo tutte le componenti

tariffarie oggetto di rimborso ai sensi delle deliberazioni 96/2020/R/eel e 364/2024/R/com e in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 2, del DL Bollette. Per il dettaglio di queste ultime componenti si rinvia al documento per la consultazione dedicato all'attuazione di questo comma.

- 2.13 In particolare, per definire il costo variabile standard si propone di applicare la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio del mercato della capacità di cui alla deliberazione 199/2024/R/eel, opportunamente modificata come segue.
- 2.14 Per gli impianti OCGT, oltre all'utilizzo del tetto convenzionale gas come indice di riferimento per il costo della materia prima, si adotta un rendimento convenzionale pari a 0,34 (corrispondente a un consumo specifico di 278 Smc/MWh, con un potere calorifico superiore pari a 0,0381 GJ/Smc, e a un fattore di emissione di 0,6213 tCO₂/MWh³),
- 2.15 Per gli impianti CCGT, oltre all'utilizzo del tetto convenzionale gas come indice di riferimento per il costo della materia prima:
- si adotta un rendimento convenzionale pari a 0,56 (corrispondente a un consumo specifico di 169 Smc/MWh, con un potere calorifico superiore pari a 0,0381 GJ/Smc, e a un fattore di emissione di 0,3772 tCO₂/MWh);
 - non si applica l'integrazione per ridotta regolarità di funzionamento, in quanto gli impianti CCGT sono utilizzati con un profilo più costante nel tempo rispetto agli impianti OCGT.
- 2.16 Per gli impianti a motore a combustione interna, oltre all'utilizzo del tetto convenzionale gas come indice di riferimento per il costo della materia prima:
- si adotta un rendimento convenzionale pari a 0,38 (corrispondente a un consumo specifico di 248 Smc/MWh, con un potere calorifico superiore pari a 0,0381 GJ/Smc, e a un fattore di emissione di 0,5559 tCO₂/MWh);
 - non si applica l'integrazione per ridotta regolarità di funzionamento, in quanto gli impianti CCGT sono utilizzati con un profilo più costante nel tempo rispetto agli impianti OCGT.
- 2.17 La variabilità dei rendimenti e dei fattori di emissione che caratterizza i diversi impianti può essere assorbita nella componente forfettaria per altri rischi e oneri presente nella metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio.

³ Il valore è ottenuto parametrando il fattore di emissione previsto dalla deliberazione 199/2024/R/eel, pari a 0,7162 tCO₂/MWh e relativo a un consumo specifico di 320 Smc/MWh, al consumo specifico corrispondente al rendimento di 0,33.

- 2.18 Giova poi evidenziare come la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio presupponga impianti direttamente connessi alle reti di trasporto gas. Per impianti connessi alle reti di distribuzione, occorre aggiornare la componente a copertura della logistica nazionale, al fine di contabilizzare solamente le componenti tariffarie applicate ai prelievi dalla rete di distribuzione gas, escludendo, invece, le componenti applicate ai soli prelievi dalla rete di trasporto.
- 2.19 La metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio tiene altresì già conto dei rimborsi previsti dalle deliberazioni 96/2020/R/eel e 364/2024/R/com che sono portati in deduzione dai costi per la logistica nazionale. Rimangono, invece, da considerare i rimborsi in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 2, del DL bollette. A tal proposito l'ammontare di tali rimborsi (legato alla dinamica delle relative componenti tariffarie come declinate nell'apposito documento per la consultazione cui si rinvia per i dettagli) sarà portato anch'esso in deduzione dal costo della logistica nazionale, differenziato a seconda che l'impianto di produzione sia connesso alla rete di trasporto o alla rete di distribuzione gas al fine di tenere conto della variabilità delle componenti tariffarie applicate nei due casi.
- 2.20 Il calcolo del prezzo convenzionale per ciascuna tecnologia, come differenziato fra impianti connessi alle reti di trasporto gas e impianti connessi alle reti di distribuzione gas, è effettuato da Terna nel giorno D-2 e trasmesso a GME che procede a pubblicarlo unitamente alle informazioni preliminari relative al MGP in modo tale che gli operatori possano tenerne conto in sede di presentazione delle offerte. A tal proposito ai fini della componente a copertura delle quote ETS, il calcolo è effettuato utilizzando le quotazioni relative al giorno D-3 e non al giorno D-1 come invece previsto per il prezzo di esercizio del mercato della capacità.
- 2.21 Per le Unità Singolarmente Abilitate (UAS) la verifica può avvenire confrontando il prezzo offerto per l'unità con il prezzo convenzionale relativo alla tecnologia e alla specifica situazione di connessione (rete di trasporto gas o rete di distribuzione gas) di competenza dell'unità. GME su base mensile segnalerà all'Autorità tutte le UAS alimentate a gas naturale per le quali nel mese sono state presentate offerte a prezzi superiori a quello convenzionale relativo alla propria tecnologia (verifica di primo livello). Per queste UAS l'Autorità valuterà se il mancato rispetto del prezzo convenzionale sia casuale o configuri un comportamento di offerta strutturalmente difforme (verifica di secondo livello), secondo modalità da definire. In caso di accertamento di comportamenti strutturalmente difformi, l'Autorità potrà avviare apposite istruttorie formali finalizzate a irrogare una sanzione e a prevedere la restituzione integrale dei

rimborsi percepiti riferibili alle sessioni di MGP per le quali è accertata la difformità di offerta, maggiorati dei relativi interessi.

- 2.22 Per le Unità Virtuali Nodali (UVN) e le Unità Virtuali Zonali (UVZ) occorre considerare che all'interno della stessa unità possono coesistere sia impianti CCGT sia impianti OCGT sia altri impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, nonché possono coesistere impianti connessi alle reti di trasporto gas e impianti connessi alle reti di distribuzione gas. Per semplicità operativa l'Autorità intende dare mandato a GME di condurre la verifica di primo livello con riferimento a tutte le UVN e le UVZ delle tipologie g, h (unità di cogenerazione ad alto rendimento contrattualizzate o non contrattualizzate sul mercato della capacità), m e n (altre unità alimentate da fonti non rinnovabili contrattualizzate o non contrattualizzate sul mercato della capacità) che contengono almeno una unità di produzione alimentata da gas naturale. Il confronto sarà operato con riferimento al prezzo convenzionale più basso (CCGT connesso alla rete di trasporto gas). In caso di avvio di istruttoria formale l'operatore potrà poi dimostrare la conformità della propria offerta in funzione di un prezzo massimo convenzionale opportunamente mediato per tenere conto dell'effettiva composizione della propria UVN o UVZ.

S5 Si condividono le procedure di verifica ex-post (par. II.4.2), con particolare riferimento alla granularità dei controlli, ai criteri di calcolo del prezzo massimo convenzionale e alle regole specifiche per le UVAN e le UVAZ? Motivare la risposta

3) DETERMINAZIONE DEL TETTO CONVENZIONALE

3.1 Gli elementi principali del calcolo

- 3.1 In coerenza con il *tope* iberico, il tetto convenzionale sarà determinato nell'ambito delle interlocuzioni con la Commissione Europea sulla compatibilità della misura di cui al comma 3 con la disciplina sugli aiuti di stato.
- 3.2 Per quanto attiene all'impatto sui flussi transfrontalieri, l'Autorità intende monitorare esplicitamente gli scambi sulla frontiera settentrionale con Francia, Austria e Slovenia, trascurando, invece, la Svizzera, esclusa dal *Single Day Ahead Coupling* (SDAC)⁴ per l'assenza di un accordo settoriale sull'energia con l'Unione Europea. Non saranno, inoltre, considerati gli scambi con la Grecia, che cambiano spesso direzione in funzione dell'andamento dei prezzi del mercato greco e dalla produzione da fonti rinnovabili nella zona Italia Sud, e gli scambi con il Montenegro, dal 2026 particolarmente contenuti per effetto dell'applicazione del meccanismo CBAM alle importazioni dei paesi non UE che non aderiscono al sistema EU ETS (fra i quali rientra, appunto, anche il Montenegro).
- 3.3 Per semplicità si suppone che l'impatto sui flussi transfrontalieri possa dirsi trascurabile se il differenziale di prezzo fra l'Italia e i paesi confinanti rimane positivo. In altri termini il rimborso erogato ai produttori termoelettrici deve essere tale da comportare una riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica a livello nazionale non superiore al differenziale di prezzo che si verificherebbe con i paesi confinanti in assenza del rimborso stesso.
- 3.4 In altri termini, per ciascun mese m il tetto convenzionale $P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m)$ risulta pari a:

$$= \max\{P_{\text{gas}}^{\text{base}}(m), P_{\text{gas}}^{\text{cap}^*}(m)\} \quad (2)$$

dove:

- $P_{\text{gas}}^{\text{base}}(m)$ è il prezzo base calcolato sulla base delle quotazioni del prezzo del gas nel periodo di riferimento;
- $P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m)$ è il tetto convenzionale minimo, tale da azzerare il differenziale di prezzo con i paesi confinanti.

⁴ Qualora nel corso del periodo di applicazione della misura la Svizzera dovesse unirsi allo SDAC, saranno inclusi nel monitoraggio anche gli scambi con questo paese.

3.2 Il prezzo base

3.5 Per il prezzo base $P_{\text{gas}}^{\text{base}}(m)$ l'Autorità prospetta due opzioni alternative

Opzione A — traiettoria predefinita lineare

3.6 Si parte da un valore iniziale P_0 con incrementi successivi, come segue:

$$P_{\text{gas}}^{\text{base}}(m) = P_0 + \Delta \cdot \max\{0, m - K\} \quad (3)$$

con

$$\Delta = 5 \text{ €/MWh}$$

$$K = D - 6$$

dove

- D è la durata del meccanismo, in numero di mesi, come risulterà dalla interlocuzione con la Commissione Europea.

Il valore P_0 dipenderà dalle interlocuzioni con la Commissione Europea e potrebbe essere un prezzo fisso.

3.7 L'incremento avviene con gradini mensili pari a 5 €/MWh ed è limitato agli ultimi 6 mesi di durata del meccanismo in modo da assicurare un graduale allineamento con i prezzi del gas.

3.8 Questa opzione massimizza la prevedibilità e la trasparenza *ex-ante* per gli operatori, ma non consente di trasferire ai clienti elettrici un segnale di prezzo (ancorché calmierato) rispetto all'andamento e alla volatilità del prezzo all'ingrosso del gas naturale.

Opzione B — traiettoria parametrica indicizzata

3.9 Il prezzo base in ciascun mese è pari a:

$$P_{\text{gas}}^{\text{base}}(m) = \max\left\{P_{\text{gas}}^{\text{min}}; A(m) + \alpha \cdot \left(P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m) - A(m)\right)\right\} \quad (4)$$

con

$$A(m) = P_0 + \Delta \cdot \max\{0, m - K\}$$

$$\Delta = 5 \text{ €/MWh}$$

$$K = D - 6$$

$$\alpha = 0,2$$

$$P_{\text{gas}}^{\text{min}} = P0$$

dove

- D è la durata del meccanismo come riportato nel Capitolo 4;
- $P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m)$ è il prezzo atteso del gas naturale per il mese m pari alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere *Heren* a loro volta pari alla media aritmetica dei prezzi giornalieri «Bid» e «Ask» pubblicati da Icis-Heren nel report *Icis Heren European Spot Gas Market*, al titolo *PSV PRICE ASSESSMENT* e relativi al mese di consegna, determinate in ogni giorno lavorativo considerando il calendario di Londra nel mese precedente al mese m ; in particolare si considerano tutte le quotazioni disponibili dal primo giorno del mese precedente al mese m fino al momento (terzultimo giorno del mese precedente) in cui è calcolato il tetto convenzionale al prezzo del gas per il mese m .

- 3.10 In sostanza si corregge il prezzo base derivante dall'Opzione A di una quota (pari al 20%) del differenziale fra il prezzo atteso del gas nel mese m (misurato attraverso le quotazioni *Heren*) e il prezzo base.
- 3.11 Come prezzo di riferimento a termine su base mensile non è possibile utilizzare il *SAP*, in quanto questo indice ha valenza giornaliera ed è disponibile solamente a consuntivo. Occorrerebbe, quindi, riferirsi al *SAP* relativo al mese antecedente, ma ciò non sarebbe rappresentativo del prezzo potenzialmente atteso nel mese m .
- 3.12 Il valore risultante dalla correzione (che può essere positiva o negativa in funzione dell'andamento del prezzo all'ingrosso del gas naturale) è poi limitato all'interno di un intervallo predefinito, in modo tale da evitare fluttuazioni eccessive.
- 3.13 L'Opzione B mantiene un collegamento minimo fra le quotazioni *forward* del gas naturale e il tetto convenzionale utilizzato per le offerte di vendita sul mercato elettrico all'ingrosso, assolvendo a una duplice esigenza:
- trasferire ai clienti finali elettrici un segnale in merito alla volatilità del prezzo gas;
 - ridurre gli effetti soglia al termine dell'applicazione del meccanismo, in quanto la componente base risulterà comunque parzialmente allineata al prezzo atteso del gas naturale; a tal proposito si potrebbe anche ipotizzare negli ultimi 6 mesi di applicazione del meccanismo un incremento graduale del termine di correlazione α di 10 punti percentuali in ciascun mese in modo da passare dal 20% all'80%.

3.3 Il tetto convenzionale minimo al prezzo del gas

3.14 Una stima puntuale del differenziale di prezzo con i paesi confinanti in assenza del meccanismo di rimborso richiederebbe una analisi *what-if* con ipotesi sulle strategie di offerta da parte dei produttori nazionali e esteri. Dato che una tale analisi richiederebbe da un lato ingenti risorse di calcolo e dall'altro presenterebbe profili di discrezionalità tipici di tutte le analisi *what-if*, l'Autorità intende adottare un approccio semplificato basato sull'analisi dei differenziali verificatisi negli ultimi anni. Tali differenziali mutano significativamente nel corso dell'anno (risultando più bassi di inverno, complice l'elevata domanda francese per il riscaldamento elettrico, e più elevati in estate, complice l'elevata domanda italiana per il condizionamento non altrettanto elevata nei paesi del centro Europa) e nel corso della giornata (risultando in particolare più bassi nelle ore centrali della giornata data la presenza della produzione solare fotovoltaica), ma il loro profilo annuale è rimasto abbastanza costante nel corso degli ultimi anni. È quindi lecito ipotizzare che, in assenza del meccanismo di calmieramento del prezzo del gas, il profilo annuale del differenziale di prezzo atteso con i paesi confinanti risulti analogo a quello occorso nel periodo 2024-2025.

3.15 A tal proposito si calcola il differenziale di prezzo occorso storicamente con i paesi confinanti in ciascuna MTU t degli anni 2024 e 2025:

$$\Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(t) = \max\{0; P_{\text{IT}}(t) - \max_{i \in J} P_i(t)\} \quad (5)$$

dove:

- $P_{\text{IT}}(t)$ è il prezzo occorso nella zona Nord nella MTU t ;
- $P_i(t)$ è il prezzo occorso nella zona estera i nella MTU t ;
- i indica la zona estera appartenente all'insieme J delle zone confinanti rilevanti (Francia, Austria, Slovenia).

3.16 Il differenziale è considerato positivo solo se il prezzo italiano è superiore a quello estero su tutte e tre le frontiere considerate; in caso in cui anche su una sola frontiera ci sia una inversione di flusso, ai fini dell'analisi si considera un differenziale pari a 0 €/MWh.

3.17 Per ciascun mese m si determina il differenziale medio $\Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(m)$ come media aritmetica dei differenziali di prezzo $\Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(t)$ occorsi in tutte le MTU del mese m negli anni 2024 e 2025. Sono escluse dalla media le MTU per le quali Terna ha provveduto a ridurre la capacità di trasporto complessiva sulle zone settentrionali al di sotto di 1000 MW: si tratta delle MTU con bassa domanda e elevata produzione rinnovabile (i cosiddetti *low consumption days*) in cui, comunque, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso non è fissato da impianti alimentati a gas

naturale e, quindi, non risulta impattato dai rimborsi che saranno erogati ai produttori termoelettrici.

- 3.18 Il tetto convenzionale minimo relativo a ciascun mese m dovrebbe essere tale da indurre una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso inferiore al differenziale storico medio relativo al medesimo mese. Per semplicità l'analisi è limitata alle sole MTU che vedono la tecnologia CCGT come marginale. Vale quindi, la relazione:

$$\frac{P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m) - P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m)}{\eta} \leq \Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(m)$$

dove:

- η è il rendimento convenzionale utilizzato per il regime di conformità presuntiva per la tecnologia CCGT pari a 0,56;
- $P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m)$ è il prezzo atteso del gas naturale per il mese m utilizzato per il calcolo della componente base nell'opzione B.

- 3.19 Si ottiene quindi:

$$P_{\text{gas}}^{\text{cap}}(m) \geq P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m) - \eta \cdot \Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(m)$$

da cui:

$$P_{\text{gas}}^{\text{cap}*}(m) = P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m) - \eta \cdot \Delta P_{\text{exp}}^{\text{el}}(m) \quad (5)$$

- 3.20 Il tetto convenzionale minimo come sopra calcolato è efficace nel contenere gli impatti sui flussi transfrontalieri, ma non è tale da azzerarli completamente. In caso di prezzi all'ingrosso del gas su base giornaliera superiori rispetto al prezzo medio atteso $P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m)$ si avrebbero, infatti, rimborsi effettivi più elevati, potenzialmente tali da creare inversioni di flusso con riduzione delle importazioni e incremento delle esportazioni. Inoltre, il tetto convenzionale minimo è determinato assumendo come impianto marginale la produzione a gas naturale con tecnologia CCGT; nelle ore di picco con impianti marginali di tipo OCGT il vantaggio per il sistema Italia sarebbe superiore e quindi anche in questo caso potrebbero verificarsi inversioni di flusso.
- 3.21 Per mitigare i fenomeni di cui sopra l'Autorità è intenzionata a inserire una clausola di revisione del tetto minimo convenzionale all'interno del mese m . La clausola riguarderebbe la seconda metà del mese e opererebbe in due distinte situazioni:
- media dei prezzi giornalieri $P_{\text{gas}}^{\text{eff}}(d)$ calcolata da inizio mese superiore del 20% rispetto al prezzo atteso $P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m)$; la verifica verrebbe effettuata il quattordicesimo giorno del mese e, in caso di superamento della soglia, si

procederebbe al ricalcolo del tetto convenzionale minimo da applicare dal sedicesimo giorno del mese (offerte presentate il quindicesimo giorno del mese), utilizzando la media dei prezzi giornalieri al posto del prezzo $P_{\text{gas}}^{\text{PSV}}(m)$;

- numero di MTU in cui risultano marginali impianti OCGT superiori al 50% delle MTU; la verifica verrebbe effettuata il quattordicesimo giorno del mese e, in caso di superamento della soglia, si procederebbe al ricalcolo del tetto convenzionale minimo a valere dal sedicesimo giorno del mese (offerte presentate il quindicesimo giorno del mese), utilizzando come rendimento convenzionale il parametro 0,33 associato agli impianti OCGT.

3.22 Nel caso in cui si verificassero entrambe le condizioni, il tetto convenzionale sarebbe ricalcolato sostituendo sia il prezzo atteso del gas naturale sia il valore convenzionale di rendimento.

- S6 *Si condivide la cadenza di aggiornamento mensile del tetto convenzionale? Motivare la risposta*
- S7 *Quale delle due opzioni alternative (traiettoria predefinita lineare vs. traiettoria parametrica indicizzata) si ritiene più efficace? Motivare la risposta*
- S8 *In caso di preferenza per la traiettoria parametrica indicizzata, si condividono la formula di indicizzazione e i valori dei parametri α , floor e cap? Motivare la risposta*
- S9 *Si condividono le modalità di determinazione del tetto convenzionale minimo, con particolare attenzione (i) al perimetro dell'insieme delle zone confinanti rilevanti e (ii) all'utilizzo di un differenziale storico medio mensile (iv)? Motivare la risposta*
- S10 *Si condivide l'opportunità di prevedere una clausola di revisione straordinaria infra-mese in caso di condizioni di mercato differenti da quelle considerate? Motivare la risposta*

4) ULTERIORI ASPETTI RILEVANTI

4.1 La copertura dei costi da rimborsare ai produttori termoelettrici

- 4.1 La deliberazione 171/2026/R/eel ha previsto la copertura del meccanismo di rimborso tramite un apposito corrispettivo a carico dei clienti finali che beneficiano della misura, con valutazione di un eventuale contributo derivante dalle rendite di congestione.
- 4.2 Nel caso iberico il calmieramento del prezzo, riducendo i prezzi di *clearing* locali, ha tendenzialmente ampliato il differenziale di prezzo con le zone estere generando rendite di congestione aggiuntive in misura non trascurabile: tali extra rendite sono state utilizzate per finanziare la misura che le aveva indotte.
- 4.3 Nel contesto italiano, invece, la misura potrebbe avere un effetto opposto. Le rendite di congestione sulle frontiere settentrionali, essendo dovute in prevalenza a flussi in importazione, dovrebbero ridursi per effetto della riduzione del prezzo dell'energia elettrica a livello nazionale. Di contro potrebbero amplificarsi le rendite di congestione con la Grecia, soprattutto nelle MTU in cui l'Italia esporta. Dato, tuttavia, che la maggioranza della capacità di trasmissione transfrontaliera è allocata sulle frontiere settentrionali, è lecito attendersi un saldo negativo sul controvalore delle rendite di congestione.
- 4.4 L'Autorità è orientata, pertanto, a utilizzare ai fini della copertura della misura non solo l'eventuale extra rendita di congestione (qualora dovesse emergere un saldo netto positivo), ma in generale tutto l'ammontare della rendita di congestione transfrontaliera eccedente la copertura dei costi relativi all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali tramite il Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento
- 4.5 La parte del costo della misura non coperta dalle rendite di congestione deve, invece, essere allocata ai clienti finali che beneficiano della misura di riduzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso sul MGP. Al riguardo, tale riduzione ha impatti diretti e indiretti.
- 4.6 L'impatto diretto è il contenimento del prezzo di approvvigionamento della materia prima per tutti i clienti finali che hanno stipulato un contratto a prezzo variabile indicizzato al PUN Index GME; per questi clienti il trasferimento del beneficio è automatico, in quanto la misura porterà a una riduzione del PUN Index GME e, quindi, del prezzo della materia prima applicato nei contratti di fornitura.

- 4.7 Per i clienti con contratto a prezzo fisso (fra cui si annoverano anche i contratti alle differenze e i contratti PPA), invece, il beneficio diretto non trova applicazione, in quanto questi contratti prevedono usualmente un prezzo bloccato per un certo periodo di tempo, senza possibilità di rinegoziazione. Occorre, tuttavia, fare un distinguo: i clienti finali con un contratto di fornitura a prezzo fisso con un venditore stipulato prima dell'avvio della misura possono comunque accettare una nuova offerta commerciale, scegliendo un contratto a prezzo variabile o un altro contratto a prezzo fisso (che, essendo stipulato dopo l'avvio della misura, per essere competitivo dovrebbe riflettere la riduzione attesa del prezzo all'ingrosso sul MGP). Le controparti dei contratti PPA, invece, potrebbero andare incontro a difficoltà nell'uscire o rinegoziare tali contratti, anche tenuto conto del fatto che il prezzo di tali contratti dipende tendenzialmente dai costi di sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili, rimanendo svincolato dall'andamento del prezzo del gas e del MGP.
- 4.8 Per tutti i clienti vi sono, tuttavia, benefici indiretti:
- gli oneri per la *energy release* si ridurranno in quanto GSE dovrà riconoscere ai beneficiari una differenza minore tra il prezzo all'ingrosso e il prezzo di riferimento rilevante per il meccanismo; di contro potrebbero aumentare gli oneri per gli incentivi agli impianti a fonte rinnovabile (con riferimento agli impianti che hanno incentivi di tipo CFD e *feed in tariff*); il saldo netto è comunque atteso essere a beneficio del consumatore in quanto i volumi relativi all'*energy release* sono superiori a quelli relativi agli incentivi esposti al prezzo MGP;
 - con la riduzione del prezzo MGP e con il rimborso che sarà applicato a tutta la produzione a gas naturale indipendentemente dal mercato su cui è stata venduta, dovrebbero ridursi anche i prezzi sul Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento, con contestuale diminuzione del prezzo unitario *uplift* a copertura di tali oneri.
- 4.9 Ciò premesso l'Autorità ritiene opportuno allocare il costo della misura a tutti i clienti finali, senza distinzione, in quanto tutti i clienti beneficerebbero almeno degli impatti indiretti. La parte della misura non coperta dalle rendite di congestione sarà pertanto contabilizzata all'interno del corrispettivo di dispacciamento e, tramite questo, applicata a tutti i clienti finali.
- 4.10 In particolare, non si intende utilizzare il prezzo unitario *other* (oggi già usato per i rimborsi di cui alla deliberazione 364/2024/R/com), ma si intende introdurre un prezzo unitario definito appositamente, computato con la medesima logica previsionale già in uso per gli altri prezzi unitari del corrispettivo di

dispacciamento con Terna che potrà procedere a una stima trimestrale del gettito con correzioni nel trimestre successivo. A tal proposito, per il primo trimestre di applicazione, la stima sarà effettuata sulla base dei volumi gas oggetto di rimborso ai sensi della deliberazione 96/2020/R/eel, come comunicata da GSE a Terna. Per dettagli in merito si rinvia al documento per la consultazione relativo all'applicazione delle misure di cui all'articolo 6, comma 2.

S11 Si condividono le modalità di copertura dei costi della misura, con particolare attenzione alla compatibilità dell'utilizzo delle rendite di congestione? Motivare la risposta

4.2 Durata della misura, monitoraggio e clausole di uscita

4.11 La durata massima di operatività del meccanismo dipenderà dalla decisione della Commissione Europea sulla compatibilità della misura rispetto alla disciplina sugli aiuti di stato.

4.12 Durante l'operatività della misura, l'Autorità condurrà, con cadenza trimestrale, un monitoraggio degli effetti del meccanismo sui prezzi di *clearing* MGP, sui flussi transfrontalieri, sulle rendite di congestione attribuite all'Italia e sul beneficio netto trasferito ai clienti finali. Gli esiti del monitoraggio saranno resi pubblici e potranno motivare l'adozione di provvedimenti correttivi.

4.13 Come evidenziato nel capitolo 3, la componente base del tetto convenzionale al prezzo del gas sarà incrementata in modo da garantire una convergenza graduale verso le quotazioni di mercato del gas a fine periodo, evitando effetti di soglia al termine della misura. L'Autorità si riserva, comunque, di adottare, ove necessario, ulteriori clausole di uscita progressiva.

S12 Si condividono la durata proposta del meccanismo e le modalità di monitoraggio? Monitorare la risposta

S13 Si condivide l'opportunità di introdurre specifiche clausole di uscita progressiva? In caso affermativo fornire opportune indicazioni in merito

4.3 Coordinamento con il Capacity Market

4.14 Come già anticipato nella deliberazione 171/2026/R/eel, gli unici aspetti della disciplina del mercato della capacità da adeguare riguardano la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio.

4.15 A tal proposito si intende confermare la metodologia e tutti i parametri previsti dalla deliberazione 199/2024/R/eel, limitandosi a

- sostituire il riferimento al *SAP* come indice per il costo della materia prima gas con il tetto convenzionale determinato da Terna su base mensile;
- dedurre dal costo della materia prima l'ammontare dei rimborsi di cui all'articolo 6, comma 2, del DL bollette, relativi ad un impianto connesso alla rete di trasporto gas.

S14 Si condivide l'approccio proposto per l'aggiornamento della metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per il mercato della capacità? Motivare la risposta

S15 Vi sono impatti sul Capacity Market ulteriori rispetto a quanto prospettato? Motivare la risposta.

S16 Vi sono ulteriori elementi relativi all'implementazione dell'articolo 6, comma 3, del DL Bollette non trattati nel presente documento che dovrebbero essere oggetto di disciplina nel provvedimento attuativo? Motivare la risposta?