

DELIBERAZIONE 1 LUGLIO 2025

302/2025/R/EEL

**RAPPORTO SUGLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO DEL GIORNO PRIMA NEL BIENNIO
2023-2024**

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

Nella 1346^a riunione dell'1 luglio 2025

VISTI:

- la direttiva (UE) 944/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, come modificata e integrata dal regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 e dalla direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024;
- il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, come modificato e integrato dal regolamento (UE) 1106/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024 (di seguito: REMIT);
- il regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica, come modificato e integrato dal regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 e dal regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, recante il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (di seguito: TIMM);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 60/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2024, 401/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 401/2024/R/eel);
- le linee-guida di ACER sull'applicazione del REMIT del 18 dicembre 2024 (di seguito: linee-guida di ACER).

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 401/2024/R/eel, l’Autorità ha avviato un’indagine conoscitiva per valutare gli esiti dei mercati elettrici nazionali ad asta con consegna a breve termine nel biennio 2023-2024;
- l’indagine conoscitiva di cui al precedente alinea nasce dall’esigenza di monitorare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento dei mercati elettrici all’ingrosso, nonché di rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi del regolamento REMIT e di valutare, in esito all’indagine, le possibili linee di intervento in termini di ulteriori misure di carattere regolatorio, di *enforcement* e/o di proposta normativa nonché di segnalazione all’Autorità garante della concorrenza e del mercato di eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza;
- con la deliberazione 401/2024/R/eel, l’Autorità ha previsto la chiusura dell’istruttoria entro il 30 giugno 2025 e la pubblicazione di un rapporto di indagine:
 - entro il 31 marzo 2025 per la valutazione degli esiti del mercato del giorno prima e delle sessioni ad asta del mercato infragiornaliero;
 - entro il 30 giugno 2025 per la valutazione degli esiti del mercato (dell’energia) di bilanciamento, tenendo debitamente conto anche dei risultati degli approfondimenti, relativi agli standard e al processo di approvvigionamento delle riserve, in corso ai sensi della deliberazione 60/2024/R/eel.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- le tempistiche stringenti previste per lo svolgimento dell’indagine nonché la sua complessa articolazione hanno indotto l’Autorità a posticipare la pubblicazione del rapporto per la valutazione degli esiti del mercato del giorno prima al fine di completare le analisi e fornire un quadro più chiaro e completo dei risultati ottenuti;
- l’approccio metodologico adottato ha, infatti, previsto tre fasi:
 - inizialmente è stato costruito un primo set di indicatori idonei a misurare il grado di aderenza dei prezzi zionali, formati nel mercato del giorno prima per ogni zona di mercato, ai costi marginali delle Unità di Produzione Rilevanti (di seguito: UPR) eventualmente risultate al margine nella medesima zona, con riferimento ai sottotipi di tecnologia “termico combinato”, “eolico” e “solare fotovoltaico”; in prima approssimazione, per il calcolo del costo marginale delle UPR termiche a ciclo combinato, è stato utilizzato un rendimento convenzionale e due diverse ipotesi sulla prenotazione della capacità di trasporto del gas naturale; gli scostamenti emersi tra prezzi zionali e costi marginali delle UPR al margine (di seguito: *markup* positivi al margine) hanno suggerito di ricercarne le cause focalizzandosi sull’ipotesi di condotte di trattenimento economico di capacità;
 - successivamente, pertanto, si è costruito un secondo set di indicatori (comprensivo del primo ma più ampio) idonei a individuare potenziali condotte di trattenimento economico di capacità attuate dagli operatori di mercato, sulla falsariga delle indicazioni delle linee-guida di ACER, ovvero focalizzandosi sulle offerte

rifiutate dall’algoritmo di mercato in quanto presentate a prezzi superiori (oppure, in casi particolari, uguali) al prezzo di mercato, pur essendo i sottostanti costi marginali inferiori a quest’ultimo;

- infine, si è quantificato l’impatto sui prezzi zionali delle potenziali condotte di trattenimento economico di capacità attuate dagli operatori di mercato, come precedentemente individuate, attraverso un’analisi controfattuale (di seguito: analisi di *what-if*) ovvero simulando le condotte dei medesimi operatori nell’ipotesi in cui non avessero (o non sapessero di avere) alcun potere di influenzare i prezzi zionali (di seguito: condotte di operatori *price-taker*); le condotte di trattenimento di capacità, infatti, non implicano necessariamente la presenza di *markup* positivi al margine e i loro effetti possono essere catturati solo simulando le condotte di operatori *price-taker*, (ossia sostituendo nel modello del mercato del giorno prima i prezzi offerti dagli operatori con i relativi costi marginali) e confrontando i prezzi zionali simulati con i prezzi zionali reali.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- i risultati delle analisi hanno confermato la probabile presenza di fenomeni di trattenimento economico di capacità che hanno influenzato la formazione dei prezzi zionali nel biennio 2023-2024;
- infatti, in relazione al sottotipo di tecnologia “termico combinato” si registrano, nelle ipotesi adottate nell’analisi:
 - condotte di trattenimento economico di capacità in un numero di ore pari (almeno) al 30% sia nel 2023 che nel 2024;
 - impatti al rialzo sui prezzi zionali in ogni zona di offerta (rispetto allo scenario simulato in assenza di condotte di trattenimento economico di capacità) in un numero di ore pari (almeno) al 28% nel 2023 e al 25% nel 2024; nelle suddette ore, la corrispondente differenza media tra i prezzi effettivi e quelli simulati risulta compresa nell’intervallo 17-22 €/MWh nel 2023 e nell’intervallo 15-24 €/MWh nel 2024, in funzione dell’ipotesi adottata per il calcolo del costo marginale delle UPR termiche a ciclo combinato e della zona di offerta in esame;
- gli stessi due fenomeni si registrano con riferimento alle tecnologie “eolica” e “solare”; in particolare, si è riscontrata una maggiore frequenza delle suddette condotte rispetto al sottotipo di tecnologia “termico combinato” ma un minore impatto sui prezzi zionali; quest’ultimo, infatti, è quantificabile in una differenza media tra prezzi effettivi e prezzi simulati (nelle ore di impatto) compresa nell’intervallo 5-9 €/MWh nel 2023 e nell’intervallo 1-2 €/MWh nel 2024, in funzione della zona di offerta in esame e considerando congiuntamente le due tecnologie nella simulazione;
- i risultati sopra sintetizzati per le tecnologie “eolica” e “solare”, che sono entrambe caratterizzate dall’aleatorietà della fonte primaria, sconfiggono l’ipotesi adottata nelle analisi che le quantità offerte corrispondano alla produzione prudenzialmente attesa nel giorno di consegna.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- le linee-guida di ACER:
 - definiscono le condotte di trattenimento economico di capacità nel mercato elettrico come le azioni consistenti nell’offrire la capacità di generazione disponibile ad un livello di prezzo superiore o uguale al prezzo di mercato, tale da non riflettere il costo marginale (inclusi eventuali costi-opportunità) dell’unità di produzione la cui offerta, pertanto, non viene accettata;
 - inseriscono le condotte di trattenimento economico di capacità tra le fattispecie potenzialmente manipolative ai sensi del combinato disposto dell’articolo 5, che vieta le manipolazioni di mercato, e dell’articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, che delinea le condotte manipolative che comportano la fissazione del prezzo di mercato ad un “livello artificioso”;
 - spiegano come il concetto di “livello artificioso” implichi un prezzo di mercato diverso da quello che sarebbe emerso da “*un’interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta*”, rispecchiando i fondamentali di mercato;
 - chiariscono, inoltre, come, in un contesto di “*interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta*”, il prezzo debba essere determinato dall’unità di produzione marginale (e/o dal carico elastico marginale), nelle situazioni di adeguatezza del sistema elettrico;
 - indicano, infine, in coerenza con quanto previsto dal citato articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT, le due verifiche che devono essere soddisfatte per poter qualificare una condotta di trattenimento di capacità come manipolativa ai sensi del REMIT: i) l’esistenza di un potere in capo al soggetto che trattiene capacità di influenzare il prezzo di mercato e ii) l’assenza di una legittima giustificazione per tale condotta;
- letti in chiave REMIT, pertanto, i risultati dell’indagine evidenziano come, nelle ore in cui si è registrato un impatto sul prezzo derivante dalle potenziali condotte di trattenimento economico di capacità, il livello dei prezzi sia “apparentemente” artificioso;
- tuttavia, per poter considerare “effettivamente” artificioso il livello dei prezzi, è necessario, da una parte, affinare caso per caso le scelte semplificatrici, ancorché prudenziali (adottate nella costruzione del parametro di costo per la tecnologia “termico-combinato” e nella stima della produzione attesa per le tecnologie “eolica” e “solare”) e dettate dalla natura conoscitiva dell’indagine e, dall’altra, accertare l’assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte di trattenimento economico di capacità attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l’onere della prova della loro eventuale sussistenza.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la modalità di offerta a livello di unità (c.d. *unit bidding*) del modello di mercato italiano ha permesso di conoscere il sottostante fisico e quindi il sottotipo tecnologico

delle UPR risultate al margine e/o che hanno potenzialmente trattenuto economicamente capacità;

- l'indagine ha fatto emergere, tuttavia, la necessità di acquisire i consumi di gas naturale delle UPR termiche con granularità almeno pari alla *Market Time Unit* (di seguito: MTU) del mercato del giorno prima e di disporre di maggiori informazioni in relazione ad un sottoinsieme di UPR non termiche al fine di una completa valutazione dei comportamenti;
- ai sensi del comma 8.5 del TIMM, “gli utenti del dispacciamento dichiarano a Terna, con le modalità dalla stessa definite, i consumi di combustibile su base giornaliera per il gas naturale e settimanale per gli altri combustibili, ove non sia già disponibile una rilevazione con maggiore granularità”; i prelievi di gas delle UPR termiche sono attualmente comunicati a Terna prevalentemente su base giornaliera (giorno gas) ma la MTU del mercato del giorno prima era pari a 60 minuti sino al 2024 e diverrà pari a 15 minuti nel corso del 2025; inoltre, non risulta che Terna abbia censito i misuratori di prelievi di gas eventualmente esistenti presso le singole UPR termiche;
- alcune UPR, infine, classificate da Terna nel sistema Gaudi come “idrico fluenti” sono in realtà dotate di un bacino e/o sono collegate funzionalmente con impianti idroelettrici modulabili ubicati a monte, rendendo così la classificazione non coerente con le loro effettive caratteristiche tecniche e operative;
- i costi marginali di breve periodo delle UPR idroelettriche modulabili, come le aste idroelettriche, le unità a bacino e a serbatoio, nonché le unità di pompaggio, sono essenzialmente costi opportunità (ossia il valore della miglior alternativa a cui si rinuncia quando si decide di produrre energia idroelettrica in un determinato momento); si tratta quindi di costi derivanti dalla opportunità di sostituire i vari sottotipi di tecnologia termica teoricamente al margine, nelle varie ore, su un arco temporale la cui estensione dipende anzitutto dalla capacità di stoccaggio a monte dell'acqua. La valutazione di questi costi richiede la disponibilità di informazioni dettagliate sugli apporti naturali, laddove rilevanti come per le aste idroelettriche; per i pompaggi puri, invece, occorre conoscere tutti i parametri tecnici che caratterizzano una unità di stoccaggio onde costruire dei modelli di utilizzo della medesima in condizioni di concorrenza perfetta. Per gli accumuli elettrochimici, che rappresentano la maggioranza della capacità nuova assegnata con le aste madri del mercato della capacità per gli anni di consegna 2026 (60%) e 2027 (95%), si prospettano esigenze conoscitive analoghe a quelle dei pompaggi puri.

RITENUTO CHE SIA OPPORTUNO:

- approvare il Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*), di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
- dare seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva al fine di affinare le analisi di trattenimento economico di capacità e di *what-if*, valutando, caso per caso, come previsto dall'articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT e dalle Linee-guida di ACER, l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte evidenziate dall'indagine

- conoscitiva e attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza;
- valutare successivamente eventuali ulteriori seguiti di indagine sugli altri mercati ad asta;
 - rappresentare a Terna l'esigenza di:
 - censire nel sistema Gaudì i misuratori di prelievi di gas eventualmente esistenti presso le singole UPR termiche e le relative potenzialità e tarature; verificare che gli utenti del dispacciamento stiano trasmettendo i prelievi di gas delle singole UPR con la maggiore granularità consentita dai misuratori censiti;
 - aggiornare la classificazione del sistema Gaudì affinché rifletta in modo più preciso le caratteristiche tecnico-economiche delle diverse tecnologie di produzione e di stoccaggio;
 - rendere obbligatoria la compilazione di alcuni campi relativi alla programmazione degli impianti idroelettrici in entrata all'algoritmo del mercato per il servizio di dispacciamento;
 - prevenire il formarsi di deficit informativi sulle nuove tecnologie di produzione o di stoccaggio (es: accumuli elettrochimici) coordinandosi con l'Autorità nella fase di progettazione di qualsiasi sviluppo del sistema Gaudì e di ogni altro strumento o applicativo con cui gli operatori e Terna si scambiano informazioni sui parametri delle differenti tecnologie ai fini del loro dispacciamento, del loro ridispacciamento e della loro partecipazione ai differenti mercati elettrici

DELIBERA

1. di approvare il Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*), di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di dare seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva al fine di affinare le analisi di trattenimento economico di capacità e di *what-if*, valutando, caso per caso, come previsto dall'articolo 2(2)(a)(ii) del REMIT e dalle Linee-guida di ACER, l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte evidenziate dall'indagine conoscitiva e attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza;
3. di valutare successivamente eventuali ulteriori seguiti di indagine sugli altri mercati ad asta;
4. di prevedere che Terna si attivi tempestivamente per:
 - censire nel sistema Gaudì i misuratori di prelievi di gas eventualmente esistenti presso le singole UPR termiche e le relative potenzialità e tarature; verificare che gli utenti del dispacciamento stiano trasmettendo i prelievi di gas delle singole UPR con la maggiore granularità consentita dai misuratori censiti;

- aggiornare la classificazione del sistema Gaudì affinché rifletta in modo più preciso le caratteristiche tecnico-economiche delle diverse tecnologie produttive e di stoccaggio;
 - rendere obbligatoria la compilazione di alcuni campi già previsti in entrata al sistema di risoluzione del mercato per il servizio di dispacciamento per la programmazione degli impianti idroelettrici modulabili e di pompaggio;
 - prevenire il formarsi di deficit informativi sulle nuove tecnologie di produzione o di stoccaggio (es. accumuli elettrochimici) coordinandosi con l’Autorità nella fase di progettazione di qualsiasi sviluppo del sistema Gaudì e di ogni altro strumento o applicativo con cui gli operatori e Terna si scambiano informazioni sui parametri delle differenti tecnologie ai fini del loro dispacciamento, del loro ridispacciamento e della loro partecipazione ai differenti mercati elettrici;
5. di trasmettere il presente provvedimento e il Rapporto di cui all’Allegato A al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e alla società Terna S.p.A.;
 6. di pubblicare il presente provvedimento e il Rapporto di cui all’Allegato A sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

1 luglio 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini