

**DELIBERAZIONE 22 LUGLIO 2025**

**339/2025/R/EFR**

**PREZZI DI AGGIUDICAZIONE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE IN ACCESSO DIRETTO AL MECCANISMO INCENTIVANTE, DI CUI AL DECRETO MINISTERIALE 30 DICEMBRE 2024 (DECRETO FER X TRANSITORIO)**

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

Nella 1349<sup>a</sup> riunione del 22 luglio 2025

**VISTI:**

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva 2018/2001), come emendata dalla direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 (di seguito: direttiva 2023/2413) e dalla direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 2024/1711);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, come emendata dalla direttiva 2024/1711;
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018, come emendato dalla direttiva 2023/2413;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, come emendato dal regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 27 dicembre 2006, n. 296;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 22 aprile 2021, n. 53 (di seguito: legge 53/21);
- il decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 (di seguito: decreto legislativo 281/97);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito: PNRR);
- il Piano Nazionale Integrato Energia Clima 2024 (di seguito: PNIEC 2024);

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 23 giugno 2016 (di seguito: decreto interministeriale 23 giugno 2016);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 4 luglio 2019 (di seguito: decreto interministeriale 4 luglio 2019);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 22 dicembre 2023 (di seguito: decreto ministeriale 22 dicembre 2023 o decreto agrivoltaico);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell’Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste, 19 giugno 2024 (di seguito: decreto interministeriale 19 giugno 2024 o decreto FER 2);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (di seguito: decreto ministeriale 30 dicembre 2024 o decreto FER X transitorio);
- il decreto direttoriale del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 1 aprile 2025 (di seguito: decreto direttoriale 1 aprile 2025);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione 280/07), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/10), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr;
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 9 marzo 2017, 128/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 128/2017/R/eel), e il relativo Allegato A e il relativo Allegato B;
- la deliberazione dell’Autorità 7 aprile 2020, 121/2020/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 122/2022/R/eel;
- il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel, nella revisione 4 approvata con la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel, e, in particolare, il relativo Allegato A e il relativo Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME);

- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte o TIPPI);
- il parere dell’Autorità 4 giugno 2024, 220/2024/I/efr;
- il parere dell’Autorità 23 luglio 2024, 310/2024/I/efr;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2024, 468/2024/R/efr (di seguito: deliberazione 468/2024/R/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 28 novembre 2024, 513/2024/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 513/2024/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2025, 128/2025/R/efr (di seguito: deliberazione 128/2025/R/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2025, 227/2025/R/efr;
- il parere dell’Autorità 3 luglio 2025, 305/2025/I/efr;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 5 giugno 2025, 239/2025/R/efr (di seguito: documento per la consultazione 239/2025/R/efr) e il relativo Allegato A recante lo “Studio sul costo di generazione di impianti FER fino a 1 MW” (di seguito: Studio GSE), elaborato dalla società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito anche: GSE), nonché le relative osservazioni pervenute;
- la determinazione del Direttore della Direzione Mercati Energia dell’Autorità 9 luglio 2025, DIME/GAT/8/2025;
- la lettera trasmessa dal GSE in data 21 luglio 2025, prot. Autorità 51929 del 21 luglio 2025 (di seguito: lettera del 21 luglio 2025).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- il decreto legislativo 199/21 nel definire gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva 2018/2001 e del PNRR, e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 53/21, dispone che si operi riordinando e potenziando i sistemi di incentivazione vigenti, in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi nazionali e attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l’efficacia, l’efficienza e la semplificazione, perseguendo, nel contempo, l’armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità, ivi inclusi quelli previsti dal PNRR;
- per le finalità di cui al precedente punto, il decreto legislativo 199/21 dà mandato al Ministro della Transizione Ecologica (oggi Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica) affinché con uno o più decreti, sentite l’Autorità e la Conferenza unificata di cui all’articolo 8 del decreto legislativo 281/97, siano definite le modalità per l’implementazione dei sistemi di incentivazione per i grandi impianti di produzione di energia elettrica, con potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW e per gli impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia, aventi potenza inferiore a 1 MW (articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/21);
- il decreto FER X transitorio, in attuazione di quanto riportato nel precedente punto, definisce, per l’anno 2025, il meccanismo di sostegno per la produzione di energia

elettrica degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato (impianti solari fotovoltaici, impianti eolici, impianti idroelettrici, impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione);

- il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, nella consultazione pubblica relativa al decreto FER X (che ha successivamente portato alla definizione del decreto FER X transitorio), ha richiamato alcuni principi metodologici con cui sono state condotte le analisi funzionali a definire i prezzi di esercizio ed in particolare ha indicato che si debba:
  - garantire un’equa remunerazione degli investimenti;
  - verificare il rispetto del requisito di proporzionalità richiesto dalla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell’ambiente e dell’energia 2022 (di seguito: CEEAG);
  - fare emergere, innanzitutto, le soluzioni più competitive ed efficienti (a minor costo per il sistema) e in tal senso che possa non essere necessario differenziare i prezzi di esercizio per fasce di potenza in considerazione del fatto che l’eventuale maggiore costo dell’impianto di produzione e di esercizio in caso di taglie ridotte è compensato da una maggior quota di autoconsumo e dalla semplicità derivante dall’accesso diretto al meccanismo;
- in particolare, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, il decreto FER X transitorio:
  - a) ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato, attraverso la definizione di un meccanismo di supporto che ne promuova l’efficacia, l’efficienza e la sostenibilità in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, coerentemente con gli obiettivi di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico (cfr. articolo 1, comma 1);
  - b) trova applicazione fino al 31 dicembre 2025 per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, ovvero, nel caso di impianti di potenza non superiore a 1 MW, decorsi 60 giorni dalla data in cui è raggiunto un contingente di potenza pari a 3 GW, qualora tale data risulti anteriore rispetto al termine del 31 dicembre 2025 (cfr. articolo 1, comma 3);
  - c) trova applicazione anche in caso di interventi di rifacimento integrale e parziale e di potenziamento di impianti esistenti, fermo restando che, per questi ultimi, l’accesso al meccanismo di supporto è consentito limitatamente alla nuova sezione di impianto ascrivibile al potenziamento (cfr. articolo 3, comma 7);
  - d) dà facoltà al produttore di presentare richiesta di accesso al meccanismo di supporto anche limitatamente a una quota di potenza dell’impianto di produzione (cfr. articolo 3, comma 8);
  - e) prevede che l’accesso ai meccanismi di supporto, con durata pari a 20 anni (cfr. articolo 11, comma 4), nel caso degli impianti di produzione con potenza nominale inferiore o uguale a 1 MW e che hanno avviato i lavori successivamente alla data di entrata in vigore del decreto FER X transitorio (28 febbraio 2025), sia diretto e che i medesimi impianti di produzione acquisiscano

- il diritto ad accedere al meccanismo di supporto a valle della presentazione della comunicazione di avvio lavori secondo le modalità disciplinate nelle regole operative definite dal GSE (cfr. articolo 3, comma 1);
- f) prevede, con riferimento alle modalità di erogazione dell'incentivo (cfr. articolo 11, comma 1), che, a decorrere dalla data di entrata in esercizio:
- gli impianti di produzione di potenza inferiore a 200 kW abbiano diritto a una tariffa omnicomprensiva (*feed in tariff*), pari al prezzo di aggiudicazione, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete; per questi impianti di produzione l'energia elettrica netta immessa in rete sia ritirata direttamente dal GSE; i soggetti titolari possano richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui al successivo alinea (cfr. articolo 11, comma 1, lettera a));
  - gli impianti di produzione di potenza superiore o uguale a 200 kW, ricevano o versino un corrispettivo, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, pari alla differenza, rispettivamente positiva o negativa, tra il prezzo di aggiudicazione e il prezzo di riferimento individuato nel Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) determinato nel periodo rilevante delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto di produzione contrattualizzato (*feed in premium* variabile a due vie); per questi impianti di produzione l'energia elettrica prodotta e immessa in rete rimane nella disponibilità del produttore (cfr. articolo 11, comma 1, lettera b));
- g) con riferimento all'erogazione di servizi ancillari nazionali globali, con particolare riferimento agli impianti di produzione di potenza non superiore a 1 MW oggetto del presente provvedimento, prevede:
- la partecipazione facoltativa al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento (di seguito: MBR) (cfr. articolo 11, comma 5);
  - in deroga alle previsioni di cui alla precedente lettera f), che il GSE, nel caso di impianti di produzione che partecipano volontariamente al MBR, calcoli l'ammontare dei pagamenti (cfr. articolo 11, comma 6):
    - i. sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di impianti di produzione soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti, anche al di fuori del MBR, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai medesimi gestori;
    - ii. sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di impianti di produzione soggetti a taglio della produzione in esito a ordini di dispacciamento disposti da Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) nel Mercato del Bilanciamento e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento mediante l'accettazione di offerte a scendere che detti impianti di produzione sono obbligati a presentare a prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di dovere procedere al taglio della produzione da impianti di produzione oggetto del presente provvedimento per garantire la sicurezza del sistema, come comunicati con adeguato anticipo da Terna ai sensi di

- quanto disposto dall'articolo 11, comma 9, lettera b), del decreto FER X transitorio;
- iii. sulla base del minimo tra l'energia elettrica producibile e la somma del programma in entrata nel Mercato del Bilanciamento e della potenza offerta a prezzo nullo, o negativo, a salire sul Mercato del Bilanciamento, nei casi di prezzi zonali nulli o negativi nel MGP;
- in deroga alle previsioni di cui alla precedente lettera f), che il GSE, nel caso di impianti di produzione che non partecipano volontariamente al MBR, calcoli l'ammontare dei pagamenti sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di impianti di produzione soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai medesimi gestori e che, nel caso di impianti di produzione con potenza nominale non inferiore a 200 kW (e fino a 1 MW), l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione sia sospesa nei periodi rilevanti in cui si registrino prezzi zonali nulli o negativi nel MGP (cfr. articolo 11, comma 7);
- h) per gli impianti di produzione con potenza nominale inferiore o uguale a 1 MW di cui alla precedente lettera e), prevede che il prezzo di aggiudicazione sia definito dall'Autorità (cfr. articolo 4); a tal fine, l'Autorità è tenuta a definire i prezzi di aggiudicazione sulla base dei seguenti criteri:
- i prezzi di aggiudicazione sono proporzionati all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio sulla base dei dati elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo 199/21 e in particolare coprono i costi netti previsti, compreso il costo medio ponderato del capitale (di seguito: WACC) stimato, tenendo conto di tutte le principali entrate;
  - i prezzi di aggiudicazione possono essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto di produzione;
  - il valore dei prezzi di aggiudicazione può essere aggiornato annualmente tenendo conto delle analisi svolte dal GSE ai sensi dell'articolo 15 del decreto FER X transitorio; in caso di aggiornamento i nuovi valori saranno applicabili per gli impianti di produzione che hanno avviato i lavori successivamente alla data di pubblicazione del medesimo aggiornamento;
- i) prevede che ai prezzi di aggiudicazione, definiti dall'Autorità ai sensi della precedente lettera h), siano applicati i medesimi correttivi previsti per gli impianti di produzione oggetto di incentivazione con potenza nominale superiore a 1 MW (cfr. articolo 4, comma 2), quali:
- un premio addizionale di +27 €/MWh per impianti fotovoltaici in sostituzione di eternit o amianto, e un premio addizionale di +5 €/MWh per impianti di produzione realizzati su specchi d'acqua;
  - un fattore correttivo, nella forma di premio addizionale, per impianti fotovoltaici al fine di tenere conto dei diversi livelli di insolazione nel

- territorio nazionale: +4 €/MWh per gli impianti di produzione localizzati nelle Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo), +10 €/MWh per le Regioni del Nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia-Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto);
- i coefficienti di gradazione D per gli impianti di produzione oggetto di rifacimento di cui al paragrafo 3 dell'Allegato 1 al decreto FER X transitorio;
- j) con riferimento all'aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione per tenere conto dell'inflazione (cfr. articolo 11, comma 3), nel caso di impianti di produzione di potenza non superiore a 1 MW, prevede un aggiornamento, a cura del GSE, sulla base dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività per tenere conto:
- dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data di pubblicazione dei prezzi di esercizio da parte dell'Autorità e la data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione, con una indicizzazione sul 100% del prezzo di aggiudicazione;
  - dell'inflazione registrata nell'arco temporale della durata del contratto a partire dalla data di entrata in esercizio effettiva dell'impianto di produzione, con una indicizzazione parziale del prezzo di aggiudicazione commisurata alla quota dei costi di esercizio e manutenzione valutata in percentuale in funzione della tecnologia, secondo quanto definito dal GSE nell'ambito delle regole operative previste;
- k) prevede che l'Autorità definisca le modalità con cui trovano copertura nelle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione di cui al decreto FER X transitorio, assicurando l'equilibrio economico del bilancio del GSE (cfr. articolo 16, comma 1).

**CONSIDERATO CHE:**

- con il documento per la consultazione 239/2025/R/efr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per la definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti di produzione di potenza inferiore o uguale a 1 MW che beneficiano del meccanismo di supporto introdotto dal decreto FER X transitorio;
- più nel dettaglio, nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr, l'Autorità ha evidenziato, oltre a rispettare i criteri e le indicazioni dettati dal medesimo decreto FER X transitorio e richiamati alla precedente lettera h), l'opportunità di tenere conto anche dei principi richiamati dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica nella consultazione pubblica relativa al decreto FER X (e, in particolare, di rispettare il requisito di proporzionalità richiesto dal CEEAG e far emergere innanzitutto le soluzioni più competitive ed efficienti);
- con riferimento alla metodologia da adottare per la definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti di produzione di potenza inferiore o uguale a 1 MW, l'Autorità, con il documento per la consultazione 239/2025/R/efr, ha proposto di:

- differenziare i prezzi di aggiudicazione per tecnologia, al fine di considerare i costi di investimento (di seguito: CAPEX) e di esercizio e manutenzione (di seguito: OPEX) caratteristici di ciascuna di esse;
- in coerenza con le già richiamate finalità del decreto FER X transitorio, differenziare per classi di potenza di impianto di produzione limitatamente alle configurazioni ritenute più efficienti; in particolare, una configurazione di taglia ridotta è considerata efficiente nel caso in cui la limitata dimensione derivi dalla presenza di vincoli tecnici di realizzazione oppure di vincoli relativi al dimensionamento ottimale per esigenze di autoconsumo;
- definire i prezzi di aggiudicazione pari al costo medio unitario di generazione (*Levelised Cost of Electricity*, di seguito: LCOE), calcolato tenendo conto di tutti i principali ricavi o minori costi di ciascuna tecnologia e classe individuate, nel rispetto del requisito di proporzionalità; a tal fine, tenere conto dell'eventuale autoconsumo dell'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito (in relazione agli impianti fotovoltaici), degli eventuali costi evitati di smaltimento del combustibile (in relazione agli impianti di produzione alimentati da gas residuati da processi di depurazione) e del valore residuo al termine del periodo di remunerazione previsto dal decreto FER X transitorio (in relazione agli impianti idroelettrici caratterizzati da una vita utile più lunga rispetto a tale periodo di remunerazione);
- basarsi sui dati di investimento e di esercizio raccolti ed elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo 199/21, come esplicitamente previsto dal decreto FER X transitorio;
- pertanto, il GSE ha predisposto uno studio funzionale a identificare il LCOE per diverse tecnologie e taglie (Studio GSE), allegato al documento per la consultazione 239/2025/R/eel, che, in estrema sintesi:
  - riporta, per ciascuna tecnologia, i dati di costo di investimento e i dati dei costi operativi per diverse taglie (non superiori a 1 MW) con riferimento a impianti di produzione entrati in esercizio negli ultimi anni;
  - ipotizza un prezzo medio di vendita dell'energia elettrica, utilizzato per la valorizzazione dell'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta e autoconsumata, pari a 80 €/MWh, in coerenza con il prezzo di medio-lungo periodo nello scenario di *policy* del PNIEC 2024, nonché una stima dei costi variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema pari a circa 60 €/MWh. Da ciò deriva una valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata pari a circa 140 €/MWh;
  - utilizza un WACC pari a 6,5%; tale valore, come riportato nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr, benché più elevato rispetto ai valori definiti dalla medesima Autorità per la remunerazione degli investimenti nelle attività di distribuzione di energia elettrica, stoccaggio e rigassificazione gas e nonostante le previsioni del decreto FER X transitorio contengano il livello di rischio degli investimenti, è stato ritenuto condivisibile dall'Autorità poiché consente di tenere conto, nel calcolo del LCOE, dei rischi legati alla variabilità (e,

- conseguentemente, all'eventuale sottostima) di alcuni dati di costo adottati dal GSE;
- elabora, per ciascuna tecnologia, un *business plan* completo utilizzando il metodo del *Discounted Cash Flow*, calcolando il LCOE nell'ipotesi di considerare una vita utile pari alla durata del meccanismo di remunerazione del decreto FER X transitorio (20 anni), ad eccezione degli impianti idroelettrici per i quali è considerata una vita utile pari a 25 anni;
  - con riferimento agli impianti fotovoltaici, ipotizza una quota media di autoconsumo pari al 38% della produzione nel caso di impianti di produzione realizzati su copertura di potenza fino a 200 kW (afferenti a configurazioni domestiche) e al 17% della produzione nel caso di impianti di produzione di potenza oltre 200 kW (relativi a configurazioni industriali) in coerenza con quanto rilevato dalle analisi statistiche del GSE. Inoltre, una quota di autoconsumo è ipotizzata anche per gli impianti di produzione a terra di potenza fino a 200 kW in quanto essi potrebbero essere realizzati per necessità di autoconsumo in aree prive di coperture idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici; allo scopo il GSE ipotizza una quota di autoconsumo pari a 19% (pari alla media tra la quota ipotizzata per gli impianti di produzione realizzati su copertura della medesima taglia e l'assenza di autoconsumo);
  - più in dettaglio, lo studio GSE:
    - per gli impianti fotovoltaici, distingue quattro classi: impianti su copertura di potenza non superiore a 200 kW, impianti su copertura di potenza superiore a 200 kW, impianti a terra di potenza non superiore a 200 kW, impianti a terra di potenza superiore a 200 kW;
    - per gli impianti eolici, distingue tre classi: impianti di potenza non superiore a 200 kW, impianti di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 600 kW, impianti di potenza superiore a 600 kW e comunque non superiore a 1.000 kW;
    - per gli impianti idroelettrici, distingue cinque classi: impianti realizzati su acquedotto di potenza non superiore a 250 kW; impianti realizzati su acquedotto di potenza superiore a 250 kW e comunque non superiore a 1.000 kW; impianti ad acqua fluente di potenza non superiore a 250 kW; impianti ad acqua fluente di potenza superiore a 250 kW e non superiore a 500 kW; impianti ad acqua fluente di potenza superiore a 500 kW e non superiore a 1.000 kW;
    - per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, distingue due classi: impianti di potenza non superiore a 300 kW e impianti di potenza superiore a 300 kW ma non superiore a 1.000 kW;
  - a partire dai valori di LCOE riportati nello Studio GSE, l'Autorità, con il documento per la consultazione 239/2025/R/efr, ha proposto:
    - per gli impianti fotovoltaici, un unico prezzo di aggiudicazione, senza suddividere per taglia di impianto, pari a 70 €/MWh, in quanto dai valori di LCOE resi disponibili dal GSE non emergono differenze significative;
    - per gli impianti eolici, un unico prezzo di aggiudicazione, senza suddividere per taglia di impianto, pari a 91 €/MWh, cioè pari al valore di LCOE della classe

- meno costosa e più efficiente individuata dal GSE, al fine di evitare la promozione di impianti di taglia ridotta molto costosi e meno efficienti;
- per gli impianti idroelettrici, sei distinti prezzi di aggiudicazione, confermando le cinque classi identificate dal GSE e aggiungendo, per completezza, la fattispecie degli impianti a bacino per i quali lo Studio GSE non riporta dati di costo in quanto non sono stati oggetto di recenti nuove realizzazioni (solo poche unità sono state realizzate nell'ambito del decreto interministeriale 23 giugno 2016). Per gli impianti idroelettrici, pertanto, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare la distinzione tra impianti realizzati su acquedotto e ad acqua fluente, al fine di tenere conto della rilevante differenza dei CAPEX riportata dal GSE, nonché per taglia di impianto, al fine di tenere conto dell'andamento decrescente degli OPEX in funzione della taglia evidenziato dal GSE e di permettere il supporto anche di impianti di taglia limitata in grado di sfruttare la risorsa idrica che altrimenti non sarebbe utilizzata; più nel dettaglio, l'Autorità ha proposto di determinare i prezzi di aggiudicazione pari a:
    - i. 145 €/MWh per gli impianti realizzati su acquedotto di potenza non superiore a 250 kW;
    - ii. 110 €/MWh per gli impianti realizzati su acquedotto di potenza superiore a 250 kW e comunque non superiore a 1.000 kW;
    - iii. 180 €/MWh per gli impianti ad acqua fluente di potenza non superiore a 250 kW;
    - iv. 154 €/MWh per gli impianti ad acqua fluente di potenza superiore a 250 kW e non superiore a 500 kW;
    - v. 136 €/MWh per gli impianti ad acqua fluente di potenza superiore a 500 kW e non superiore a 1.000 kW;
    - vi. 90 €/MWh per gli impianti a bacino di potenza fino a 1.000 kW;
  - per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, due prezzi di aggiudicazione, confermando le due classi identificate dal GSE al fine di tenere conto della rilevante differenza di costi di investimento e di gestione e manutenzione evidenziata nello Studio GSE in funzione della taglia, nonché di permettere lo sfruttamento delle risorse disponibili; più nel dettaglio, l'Autorità ha proposto di determinare i prezzi di aggiudicazione pari a 115 €/MWh per gli impianti di potenza non superiore a 300 kW e 96 €/MWh per gli impianti di potenza superiore a 300 kW ma non superiore a 1.000 kW;
  - l'Autorità, nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr, non ha proposto ulteriori premi o fattori correttivi in quanto essi sono già stati previsti dal decreto FER X transitorio (si veda quanto riportato alla precedente lettera i));
  - con riferimento all'aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione, nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr, l'Autorità ha demandato l'implementazione al GSE nell'ambito delle regole operative previste dall'articolo 12 del decreto FER X transitorio poiché i criteri sono già declinati nel decreto medesimo, limitandosi a prevedere l'arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, senza ulteriori indicazioni;
  - in esito alla consultazione:

- con riferimento alla metodologia utilizzata, la maggior parte dei soggetti interessati concorda con l'utilizzo del LCOE per la determinazione dei prezzi di aggiudicazione; tuttavia, alcuni soggetti hanno evidenziato che, per classificare una configurazione come efficiente, occorrerebbe considerare non solo l'efficienza tecnica ed economica ma anche gli obiettivi di crescita delle fonti rinnovabili italiani ed europei, nonché il loro impatto ambientale e paesaggistico;
- con riferimento al valore del WACC ipotizzato dal GSE per il calcolo del LCOE (6,5%), la maggior parte degli operatori ritiene che esso sia sottostimato in quanto le previsioni del decreto FER X transitorio non azzerano i rischi di prezzo e volume; inoltre, secondo alcuni operatori, alcuni parametri ipotizzati dal GSE (quali, per esempio, il costo del debito) non sono rappresentativi del mercato attuale e non tengono conto dell'inasprimento dei tassi nel biennio 2022-2023. Di conseguenza, gli operatori suggeriscono di utilizzare un valore di WACC tra il 7% e il 10%. Secondo alcuni operatori, inoltre, la sospensione dell'erogazione dei prezzi di aggiudicazione nei periodi rilevanti in cui si registrano prezzi zionali nulli o negativi nel MGP dovrebbe essere considerata nel calcolo del LCOE in quanto rappresenta, tra l'altro, un fattore di rischio;
- con riferimento alla valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (rilevante per gli impianti fotovoltaici), secondo molti operatori il prezzo medio di vendita di energia elettrica ventennale andrebbe ridotto per essere maggiormente coerente con le più recenti proposte di contratti di vendita pluriennali e per considerare i profili di immissione diversi a seconda della tecnologia. Secondo alcuni operatori anche la stima dei costi variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema è eccessiva poiché il valore degli oneri generali di sistema è atteso in riduzione nei prossimi anni; al riguardo alcuni operatori ritengono più realistico un valore complessivo di 40 €/MWh. Inoltre, secondo un'associazione di categoria, bisognerebbe considerare i soli oneri generali di sistema poiché essi rappresentano l'effettivo risparmio economico correlato all'autoconsumo;
- con riferimento ai dati di costo considerati dal GSE, la quasi totalità degli operatori ha evidenziato che il GSE, con riferimento agli OPEX, avrebbe tenuto conto esclusivamente dei costi di *Operation and Maintenance* (di seguito: O&M) e non di tutti i costi di gestione, escludendo, pertanto, diverse voci di costo, tra cui quelle relative alle garanzie, alle assicurazioni, alla gestione amministrativa, contabile e fiscale, ai diritti di servitù e di superficie, all'IMU, alcune tipologie di canoni previsti per gli impianti idroelettrici (tra cui il canone di co-uso delle infrastrutture idrauliche per gli impianti su acquedotto) e allo smaltimento. Tale esclusione, secondo i medesimi operatori, comporta una sottostima significativa del LCOE. Inoltre, secondo molti operatori anche i dati di CAPEX sono sottostimati in quanto non considerano l'inflazione registrata tra il 2019 e il 2025; secondo altri operatori, invece, i valori di costo ipotizzati dal GSE risultano condivisibili;
- con riferimento alla proposta del prezzo di aggiudicazione per gli impianti fotovoltaici, la quasi totalità degli operatori ha espresso contrarietà in quanto

ritenuto non corretto considerare l'energia elettrica autoconsumata nel calcolo del LCOE. Secondo gli operatori, in particolare, l'autoconsumo non è sempre presente nelle configurazioni per le quali il GSE lo ha considerato (cioè gli impianti realizzati su copertura di qualsiasi taglia e gli impianti realizzati a terra fino a 200 kW), per motivi non solo economici ma anche tecnici (in alcuni luoghi potrebbe non essere presente un carico) e, anche qualora fosse presente, vi sarebbe il rischio correlato alla variabilità della quota nel tempo (fino potenzialmente ad azzerarsi). Inoltre, alcuni operatori ritengono che il prezzo di aggiudicazione vada distinto per taglie, tra impianti realizzati su copertura e a terra, nonché tra impianti con autoconsumo e in cessione totale. Pertanto, alla luce di quanto già riportato ai precedenti alinea, gli operatori suggeriscono di aumentare il prezzo di aggiudicazione, facendo diverse proposte, per lo più nel range 85-90 €/MWh (110 €/MWh per gli impianti flottanti in quanto caratterizzati da un ridotto numero di ore equivalenti e da maggiori costi);

- con riferimento alla proposta di prezzo di aggiudicazione per gli impianti eolici, alla luce di quanto già riportato ai precedenti alinea in termini di valore di WACC e di dati di costo, gli operatori suggeriscono di aumentare il valore proposto fino a 120 €/MWh. Un'associazione di categoria, inoltre, propone di differenziare il prezzo di aggiudicazione per classi di potenza (con prezzi di aggiudicazione tra 180 €/MWh per la classe di taglia inferiore e 120 €/MWh per la classe di taglia superiore) in quanto in alcune aree, a causa di specifiche disponibilità di rete e limitazioni logistiche, gli impianti di taglia minore, seppur caratterizzati da minor efficienza, contribuiscono alla generazione diffusa e hanno comunque un valore significativo;
- con riferimento alle proposte di prezzi di aggiudicazione per gli impianti idroelettrici, secondo gli operatori la mancata considerazione, da parte del GSE, di alcuni OPEX (in particolar modo i canoni di co-uso per gli impianti realizzati su acquedotto) comporta una sottostima degli LCOE. Secondo alcuni operatori, inoltre, i prezzi di aggiudicazione non andrebbero distinti tra impianti realizzati su acquedotto, impianti a bacino e impianti ad acqua fluente: secondo alcuni di essi, se il GSE avesse considerato tutti i canoni, la differenza di LCOE tra impianti realizzati su acquedotto e impianti ad acqua fluente sarebbe stata minima; secondo altri, invece, distinguere tra tipologie di impianti risulta incoerente con quanto previsto dal decreto FER X transitorio. Con riferimento alle classi di potenza, alcuni operatori ritengono preferibile considerare 400 kW come soglia per la distinzione tra taglie (anziché 250 kW), in continuità con quanto previsto dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 e data la presenza di diversi impianti in fase finale di autorizzazione aventi potenza inferiore a 400 kW;
- con riferimento alle proposte di prezzi di aggiudicazione per gli impianti alimentati da gas residuati da processi di depurazione, l'unico operatore che ha trasmesso osservazioni ha evidenziato che il meccanismo proposto rischia di creare competizione implicita tra gli impianti alimentati da biogas e quelli destinati alla produzione di biometano; pertanto, tale operatore suggerisce di

prevedere una tariffa maggiorata per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione che presentano (e completano) un piano di riconversione verso il biometano;

- con riferimento all'aggiornamento dei prezzi proposto dall'Autorità, gli operatori hanno espresso generale condivisione;
- con il decreto direttoriale 1 aprile 2025, sono stati approvati i contingenti di potenza messi a disposizione per ciascuna tecnologia per la prima procedura concorsuale prevista dal decreto FER X transitorio; dal combinato disposto di tali contingenti e della curva di domanda definita dal decreto FER X transitorio, si evince che, con riferimento agli impianti fotovoltaici (per i quali è previsto un contingente minimo di 0,6 GW con prezzo di esercizio superiore pari a 95 €/MWh, un contingente obiettivo di 1 GW con prezzo di esercizio pari a 80 €/MWh e un contingente massimo di 8 GW con prezzo di esercizio inferiore pari a 65 €/MWh), se i produttori, nel caso di impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW, offrirono a un prezzo uguale al prezzo di aggiudicazione proposto dall'Autorità per gli impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr, verrebbe aggiudicato circa il 75% del contingente.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- nell'ambito del confronto avuto sugli esiti della consultazione ed in particolare sulle osservazioni aventi ad oggetto lo Studio GSE, con la lettera del 21 luglio 2025, il GSE ha comunicato all'Autorità che:
  - i costi indicati con la sigla "O&M" nello Studio GSE si riferiscono a tutti gli OPEX, cioè a tutti i costi relativi al funzionamento e alla gestione operativa, amministrativa, contabile, assicurativa, logistica e a quant'altro necessario, con la sola esclusione delle spese per l'eventuale approvvigionamento di combustibile (per gli impianti di produzione che ne prevedano l'uso). I dati operativi sono raccolti dal GSE in fase di accesso all'incentivazione, dopo l'entrata in esercizio degli impianti, tramite un'apposita sezione del portale informatico, che richiede l'inserimento del valore di costo annuo (in euro/anno), precisando di indicare i costi operativi annui totali, incluse le spese per il personale, e la ripartizione tra i costi relativi alla conduzione e manutenzione dell'impianto e l'insieme di tutti gli altri costi operativi quali ad esempio quelli per attività amministrative, contabili, assicurative;
  - per quanto riguarda l'inflazione, essendo stati i dati di costo compilati dagli operatori dopo l'entrata in esercizio degli impianti, ed avendo acquisito dati fino al 2024, l'evocazione di aggiornamenti per inflazione a partire da dati raccolti in anni più lontani nel tempo non appare giustificata. D'altro canto, per l'eventuale aggiornamento degli ultimi dati raccolti fino a metà 2025 si possono osservare andamenti di segno opposto per l'indice nazionale dei prezzi alla produzione dell'industria (articolo 5 comma 5, decreto FER X transitorio) e per l'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (articolo 11 comma 3 decreto FER X transitorio);

- se si riducesse a 40 €/MWh il valore assunto nello Studio GSE per la stima dei costi variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema, utilizzato per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (come chiesto da alcuni operatori), il LCOE per gli impianti fotovoltaici sarebbe pari a:
  - i. 74 €/MWh per gli impianti realizzati a terra di potenza non superiore a 200 kW;
  - ii. 84 €/MWh per gli impianti realizzati su copertura di potenza non superiore a 200 kW;
  - iii. 77 €/MWh per gli impianti realizzati a terra di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 1.000 kW;
  - iv. 71 €/MWh per gli impianti realizzati su copertura di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 1.000 kW.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- il decreto FER X transitorio prevede esplicitamente che l'Autorità, per l'espletamento dei compiti alla medesima assegnati, debba fare ricorso ai dati di costo di investimento e di gestione e manutenzione individuati da GSE; di conseguenza, il riferimento ai dati elaborati da GSE rappresenta un vincolo normativo per l'Autorità;
- il rischio per gli impianti di produzione di potenza non inferiore a 200 kW (e fino a 1 MW) legato alla sospensione dell'erogazione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti di produzione che non partecipano al MBR nei periodi rilevanti in cui si registrano prezzi zionali nulli o negativi in MGP (senza recupero a fine periodo di incentivazione) esiste solamente nel caso in cui tale impianto di produzione non sia abilitato al MBR e possa essere azzerato in caso di abilitazione al medesimo MBR, in coerenza con la facoltà concessa dal decreto FER X transitorio;
- l'Autorità, con diversi propri provvedimenti e da ultimo con la deliberazione 468/2024/R/efr con riferimento al decreto ministeriale 22 dicembre 2023 e al decreto interministeriale 19 giugno 2024, ha già definito le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione che beneficiano delle tariffe fisse omnicomprenditive;
- le disposizioni normative previste dal decreto FER X transitorio in materia di tariffe fisse omnicomprenditive e di copertura economica delle risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi sono analoghe a quelle previste dai precedenti decreti ministeriali di incentivazione.

**RITENUTO CHE, IN RELAZIONE AI PREZZI DI AGGIUDICAZIONE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE IN ACCESSO DIRETTO AL MECCANISMO INCENTIVANTE DI CUI AL DECRETO MINISTERIALE 30 DICEMBRE 2024:**

- sia opportuno confermare la definizione di “configurazione efficiente” proposta nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr in quanto appare coerente con le finalità del decreto FER X transitorio di supportare le soluzioni più competitive ed efficienti; pertanto, sia opportuno considerare come efficiente una configurazione di

piccola taglia esclusivamente nel caso in cui la limitata dimensione sia dovuta a vincoli tecnici di realizzazione (quali, ad esempio, nel caso degli impianti fotovoltaici su copertura, vincoli di superficie disponibile o, nel caso degli impianti idroelettrici, limiti derivanti dalla disponibilità della fonte primaria in termini di portata o salto idraulico non altrimenti utilizzabile) oppure a vincoli relativi al dimensionamento ottimale per esigenze di autoconsumo;

- il meccanismo di supporto introdotto dal decreto FER X transitorio sterilizzi i principali rischi connessi all'attività di produzione, ivi inclusi il rischio volume e il rischio prezzo, rendendo la rischiosità degli investimenti oggetto del medesimo decreto confrontabile con quella delle attività regolate, quali le attività di distribuzione di energia elettrica, stoccaggio e rigassificazione gas, per le quali, ai sensi della deliberazione 513/2024/R/eel, il WACC è pari rispettivamente a 5,6%, 6,1% e 6,2%.
- sia comunque opportuno confermare il valore del WACC ipotizzato dal GSE e posto pari a 6,5%, pur essendo più elevato dei valori definiti dall'Autorità per le attività regolate, in modo da considerare i rischi legati alla variabilità (e, conseguentemente, all'eventuale sottostima) di alcuni dati di costo relativi ai CAPEX e/o agli OPEX degli impianti di produzione, nonché dell'eventuale quota di autoconsumo, utilizzati per il calcolo del LCOE;
- con riferimento agli impianti idroelettrici, sia necessario confermare la distinzione tra impianti realizzati su acquedotto, impianti a bacino e impianti ad acqua fluente, in quanto i dati di costo ad essi relativi evidenziano differenze non trascurabili; né tali dati richiedono di essere rivisti in quanto i dati di OPEX raccolti da GSE includono già tutte le voci di costo;
- con riferimento agli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, sia opportuno precisare che il decreto FER X transitorio già identifica le tecnologie da supportare; l'Autorità non potrebbe aggiungere tecnologie o specifiche ulteriori rispetto a quelle già individuate nel medesimo decreto;
- con riferimento agli impianti fotovoltaici, sia opportuno confermare l'inclusione dell'energia elettrica autoconsumata nel calcolo del LCOE al fine di individuare e supportare le configurazioni più efficienti, in linea con quanto aveva già evidenziato il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica nella consultazione pubblica relativa al decreto FER X transitorio, anche riprendendo il contenuto delle CEEAG; allo scopo, siano condivisibili le quote di autoconsumo ipotizzate da GSE poiché tratte da dati storici oppure da interpolazioni; sia, invece, opportuno rivedere, in maniera cautelativa, la stima dei costi variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema utilizzata per la valorizzazione dell'energia autoconsumata, riducendola da circa 60 €/MWh a 40 €/MWh, in coerenza con la riduzione attesa degli oneri generali di sistema nei prossimi anni, accogliendo le osservazioni formulate da alcuni operatori;
- sempre con riferimento agli impianti fotovoltaici, sia opportuno definire un unico prezzo di aggiudicazione, ponendolo pari alla media dei nuovi valori calcolati dal GSE per le quattro classi dal medesimo evidenziate (77 €/MWh). Tale valore risulta identico al valore del LCOE relativo agli impianti realizzati a terra di potenza

superiore a 200 kW e non superiore a 1.000 kW, che pertanto viene assunta come classe di riferimento ai fini della determinazione del prezzo di aggiudicazione;

- con riferimento agli impianti eolici, sia opportuno confermare l'unico prezzo di aggiudicazione, senza suddividere per taglia di impianto di produzione proposto nel documento per la consultazione 239/2025/R/efr per le medesime motivazioni lì riportate;
- sia opportuno, per le motivazioni precedentemente descritte, non accogliere le altre osservazioni emerse nell'ambito della consultazione;
- sia opportuno prevedere che il GSE informi tempestivamente il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e l'Autorità, per opportune valutazioni in merito, nel caso in cui dovesse riscontrare una discrepanza tra i dati risultanti dalle analisi svolte ai sensi dell'articolo 15 del decreto FER X transitorio e i valori dei prezzi di aggiudicazione vigenti.

**RITENUTO OPPORTUNO, IN RELAZIONE AL RITIRO DA PARTE DEL GSE A TARIFFA FISSA OMNICOMPENSIVA:**

- dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto FER X transitorio, prevedendo alcune disposizioni che consentano l'efficiente collocazione nei mercati dell'energia elettrica ritirata dal GSE, per la quale sono riconosciute le tariffe fisse omnicomprensive, confermando quanto già definito con i precedenti provvedimenti di attuazione dei corrispondenti decreti ministeriali inerenti al ritiro dell'energia elettrica a tariffa fissa omnicomprensiva come di seguito richiamato;
- prevedere che il ritiro dell'energia elettrica ai sensi di quanto disposto dall'articolo 11, comma 1, lettera a), del decreto FER X transitorio (ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva per impianti di produzione di potenza fino a 200 kW) comporti l'obbligo di cessione al GSE dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'unità di produzione (UP), anche qualora l'energia elettrica incentivata sia minore dell'intera quantità di energia elettrica effettivamente immessa in rete, nonché l'inserimento, nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, della medesima UP;
- prevedere che Terna, sentito il GSE, definisca le modalità operative secondo cui:
  - le UP afferenti agli impianti di produzione di energia elettrica per i quali il produttore ha scelto il ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva ai sensi del decreto FER X transitorio siano ricomprese nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE per un periodo pari alla loro vita utile convenzionale, come definita dal medesimo decreto FER X transitorio;
  - l'accoglimento di una richiesta di modifica del *Balance Responsible Party* (BRP) avanzata dal produttore, con riferimento alle medesime UP, sia vincolato all'assenso preventivo del GSE (la modifica del BRP, infatti, implica la cessazione della convenzione per il ritiro dell'energia elettrica immessa a tariffa fissa omnicomprensiva, secondo le modalità previste dal decreto FER X transitorio);

- precisare che il GSE, in qualità di BRP in immissione per le UP per le quali sono erogate le tariffe fisse omnicomprensive, collochi nel mercato l'energia elettrica ritirata applicando quanto previsto dal TIDE;
- specificare che, nell'ambito dei contratti-tipo di cui all'articolo 12, comma 2, lettera g), del decreto FER X transitorio, il GSE, per ogni impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili:
  - all'energia elettrica incentivata (come definita dal decreto medesimo, senza maggiorazione delle perdite di rete):
    - i. riconosca le tariffe previste dal decreto FER X transitorio;
    - ii. applichi i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, ad eccezione degli impianti di produzione connessi a reti non interconnesse; attribuisca, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07;
    - iii. applichi la parte espressa in €/kWh del corrispettivo per l'accesso ai benefici di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 secondo quanto previsto dal decreto ministeriale di approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
  - all'energia elettrica non incentivata (pari alla differenza, qualora positiva, tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica incentivata. Tale quantità viene maggiorata delle perdite di rete) applichi condizioni economiche di mercato e in particolare:
    - i. riconosca il prezzo di cui alla Sezione 4-13.3.8 "Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate" del TIDE ovvero, nel caso di impianti di produzione connessi a reti non interconnesse, il PUN Index GME di cui alla Sezione 3-13.3.9 "PUN Index GME" del TIDE;
    - ii. applichi i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, ad eccezione degli impianti di produzione connessi a reti non interconnesse; attribuisca, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07;
    - iii. applichi la parte espressa in €/kWh del corrispettivo per l'accesso ai benefici di cui al decreto FER X transitorio secondo quanto previsto dal decreto ministeriale di approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- evidenziare che, ai produttori che gestiscono impianti di produzione di energia elettrica per i quali il produttore ha scelto il ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva ai sensi del decreto FER X transitorio, il GSE non attribuisca ulteriori oneri o ricavi; ad

esempio, la valorizzazione della mancata produzione a seguito di un ordine di modulazione straordinaria a scendere di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 (come modificato dalla deliberazione 128/2025/R/efr) non deve essere riconosciuta al produttore in quanto il decreto FER X transitorio, in tali casi, già prevede il riconoscimento della tariffa fissa omnicomprensiva all'energia elettrica producibile. In tali casi, i ricavi derivanti dal riconoscimento della mancata produzione sono attribuiti al GSE e sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del TIPPI, alimentato dalla componente tariffaria  $A_{SOS}$ .

**RITENUTO OPPORTUNO, INFINE:**

- che i soggetti responsabili, ai sensi del TIME, delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa trasmettano al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta e immessa secondo quanto previsto dall'articolo 25 del TIME;
- prevedere che il GSE possa richiedere ai soggetti responsabili, ai sensi del TIME, delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa le informazioni di cui al precedente punto riferite a un periodo storico pari al massimo di 5 anni qualora necessarie al medesimo GSE per le attività di propria competenza;
- definire le modalità con le quali trovino copertura, tramite le componenti tariffarie dell'energia elettrica, le risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi previsti dal decreto FER X transitorio, prevedendo che:
  - a) nel caso di impianti di produzione per i quali trovano applicazione le tariffe premio a due vie, gli oneri e i proventi derivanti dall'applicazione delle medesime tariffe premio;
  - b) nel caso di impianti di produzione per i quali sono erogate le tariffe fisse omnicomprensive, la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica ammessa alle tariffe fisse omnicomprensive e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica, siano posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte, alimentato dalla componente tariffaria  $A_{SOS}$

**DELIBERA**

1. Nel caso di impianti di produzione di potenza non superiore a 1 MW che accedono direttamente al meccanismo incentivante di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024, i prezzi di aggiudicazione sono definiti nella Tabella 1 dell'Allegato A al presente provvedimento di cui forma parte integrante e sostanziale.

2. Ai prezzi di aggiudicazione di cui al punto 1. sono applicati, ove previsto, i correttivi di cui all'articolo 4, comma 2, del decreto ministeriale 30 dicembre 2024.
3. Il GSE, nell'ambito delle regole operative previste dall'articolo 12 del decreto ministeriale 30 dicembre 2024, aggiorna i prezzi di aggiudicazione di cui al punto 1. secondo quanto previsto dall'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto ministeriale 30 dicembre 2024.
4. Il GSE informa tempestivamente il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e l'Autorità nel caso in cui dovesse riscontrare una discrepanza tra i dati risultanti dalle analisi svolte ai sensi dell'articolo 15 del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 e i valori dei prezzi di aggiudicazione vigenti.
5. Il ritiro dell'energia elettrica ai sensi di quanto disposto all'articolo 11, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva per impianti di produzione di potenza fino a 200 kW) comporta l'obbligo di cessione al GSE dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa in rete, anche qualora l'energia elettrica incentivata sia minore dell'intera quantità di energia elettrica effettivamente immessa in rete, nonché l'inserimento, nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, delle unità di produzione di energia elettrica per le quali il produttore ha scelto il ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva.
6. Terna, sentito il GSE, definisce le modalità operative secondo cui:
  - le unità di produzione afferenti agli impianti di produzione di energia elettrica per le quali il produttore ha scelto il ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva ai sensi del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 siano ricomprese nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE per un periodo pari alla loro vita utile convenzionale, come definita dal medesimo decreto ministeriale 30 dicembre 2024;
  - l'accoglimento di una richiesta di modifica del *Balance Responsible Party* avanzata dal produttore, con riferimento alle unità di produzione di cui al precedente punto, sia vincolato all'assenso preventivo del GSE.
7. Il GSE, in qualità di *Balance Responsible Party* in immissione per gli impianti di produzione di cui al punto 1., cede al mercato l'energia elettrica ritirata ai sensi della presente deliberazione applicando quanto previsto dal Testo Integrato Dispacciamento Elettrico.
8. Nell'ambito dei contratti-tipo di cui all'articolo 12, comma 2, lettera g), del decreto ministeriale 30 dicembre 2024, il GSE, per ogni impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili:
  - a) all'energia elettrica incentivata, come definita dal decreto medesimo, senza maggiorazione delle perdite di rete:
    - i. riconosce le tariffe previste dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024;
    - ii. applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, ad eccezione degli impianti di produzione connessi a reti non interconnesse; attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla

- partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07;
- iii. applica la parte espressa in €/kWh del corrispettivo per l'accesso ai benefici di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 secondo quanto previsto dal decreto ministeriale di approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- b) all'energia elettrica non incentivata, pari alla differenza (qualora positiva) maggiorata delle perdite di rete tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica incentivata, applica condizioni economiche di mercato e in particolare:
- i. riconosce il prezzo di cui alla Sezione 4-13.3.8 "Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate" del TIDE ovvero, nel caso di impianti di produzione connessi a reti non interconnesse, il PUN Index GME di cui alla Sezione 4-13.3.9 "PUN Index GME" del TIDE;
  - ii. applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, ad eccezione degli impianti di produzione connessi a reti non interconnesse; attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07;
  - iii. applica la parte espressa in €/kWh del corrispettivo per l'accesso ai benefici di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 secondo quanto previsto dal decreto ministeriale di approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.
9. I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta e immessa trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta e immessa secondo quanto previsto dall'articolo 25 del Testo Integrato Misura Elettrica.
10. Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta e immessa le informazioni di cui al punto 9. riferite a un periodo storico pari al massimo di 5 (cinque) anni qualora necessarie al medesimo GSE per le attività di propria competenza.
11. L'Allegato A alla deliberazione 280/07 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1, al termine di ciascuna delle definizioni di cui alle lettere a) e b), sono aggiunte le seguenti parole: "o al decreto ministeriale 30 dicembre 2024";
  - all'articolo 2, comma 2.2, le parole "5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024" sono sostituite dalle

- seguenti parole: “5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024;”.
12. Il Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte è modificato nei seguenti punti:
- all’articolo 1, comma 1.1, dopo la definizione di “decreto 23 luglio 2024” è aggiunta la seguente definizione: “**decreto 30 dicembre 2024** è il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 30 dicembre 2024;”
  - all’articolo 1, comma 1.1, dopo la definizione di “deliberazione 491/2024/R/eel” è aggiunta la seguente definizione: “**deliberazione 339/2025/R/efr** è la deliberazione dell’Autorità 22 luglio 2025, 339/2025/R/efr;”;
  - all’articolo 12, comma 12.1, dopo la lettera ee) sono aggiunte le seguenti lettere:
    - “ff) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro commerciale dell’energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione che accedono alla tariffa di cui all’articolo 11, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva) e i ricavi derivanti, al medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della medesima energia elettrica nel mercato, ai sensi della deliberazione 339/2025/R/efr;
    - gg) i costi e i proventi, in capo al Gestore dei servizi energetici, per l’applicazione delle tariffe a premio a due vie previste dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024 nel caso degli impianti di produzione che accedono alla tariffa di cui all’articolo 11, comma 1, lettera b), del decreto ministeriale 30 dicembre 2024.”.
13. L’Allegato A alla deliberazione 128/2017/R/eel è modificato nei seguenti punti:
- al punto 1, lettera e), le parole “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024”;
  - al punto 1, lettera f), le parole “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024”.
14. L’Allegato B alla deliberazione 128/2017/R/eel è modificato nei seguenti punti:
- all’inizio del paragrafo “Dati e informazioni che il GSE è tenuto a inviare annualmente entro la fine di marzo di ogni anno”, le parole “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreti interministeriali 5 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024”;
  - al punto 6., le parole “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreti interministeriali 5 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024”;

- al punto 8., le parole “decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023 e 19 giugno 2024” sono sostituite dalle seguenti parole: “decreti interministeriali 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024”.
- 15. La presente deliberazione è trasmessa al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., a Cassa per i servizi energetici e ambientali e a Terna S.p.A..
- 16. La presente deliberazione, nonché l’Allegato A alla deliberazione 280/07, il Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte, l’Allegato A e l’Allegato B alla deliberazione 128/2017/R/eel come modificati dalla presente deliberazione, sono pubblicati nel sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

22 luglio 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*