

DELIBERAZIONE 27 MARZO 2025
128/2025/R/EFR

DISPOSIZIONI IN RELAZIONE ALLA MANCATA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI DERIVANTE DA MODULAZIONI STRAORDINARIE A SCENDERE OPERATE DA TERNA S.P.A.. PRIME DISPOSIZIONI IN MERITO AL CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ, AI FINI DELL'IMPLEMENTAZIONE DEL DECRETO MINISTERIALE 30 DICEMBRE 2024

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1333^a *bis* riunione del 27 marzo 2025

VISTI:

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 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 2024/1711/CE 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 (UE) 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 (di seguito: Regolamento (UE) 2019/943);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- 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 decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (di seguito: decreto ministeriale 30 dicembre 2024);

- 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 4/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/10);
- 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 23 dicembre 2014, 649/2014/A e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 649/2014/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 3 approvata con la deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2024, 539/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel, e, in particolare, il relativo Allegato B;
- 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 documento “Sistema di incentivazione del servizio di dispacciamento” approvato dall’Autorità con la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2024, 326/2024/R/eel nella revisione 2 approvata con la deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2024, 536/2024/R/eel (di seguito: Sistema di incentivazione per il dispacciamento);
- la deliberazione dell’Autorità 26 novembre 2024, 499/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 499/2024/R/eel);
- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza, di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna);
- la comunicazione di Terna del 28 febbraio 2025 alla Direzione Mercati Energia dell’Autorità recante informativa inerente, tra l’altro, alla forte probabilità di dover operare distacchi delle unità di produzione non programmabile in primavera (di seguito: comunicazione del 28 febbraio 2025).

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 5/10 e il relativo Allegato A, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, ha previsto che:
 - le eventuali azioni di modulazione degli impianti eolici siano adottate da Terna unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale (di seguito: SEN);
 - il GSE determini la quantità totale di energia elettrica producibile, sulla base di opportuni modelli previsionali, anche a partire da dati di misura inerenti alla disponibilità della fonte ottenibili previa installazione di specifiche

apparecchiature di misura (anemometri), nonché la mancata produzione eolica (cioè la parte della quantità di energia elettrica producibile ma non prodotta per effetto delle azioni di modulazione richieste da Terna e oggetto di remunerazione) secondo le modalità nel seguito riassunte;

- il GSE determini la mancata produzione eolica potenzialmente oggetto di remunerazione in misura pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica producibile ed effettivamente non prodotta per effetto delle azioni di modulazione e un Indice di Affidabilità (di seguito: Indice IA) che tenga conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento (ora BRP, *Balancing Responsible Party*) nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, ferma restando l'applicazione del Codice di rete di Terna nei casi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
 - la mancata produzione eolica sia effettivamente oggetto di remunerazione qualora sia superiore rispetto all'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete; e che la suddetta mancata produzione eolica oggetto di remunerazione sia valorizzata al prezzo zonale ed erogata da Terna, con cadenza mensile, nell'ambito del contratto di dispacciamento;
 - l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete (cioè l'energia elettrica ritenuta non producibile in condizioni standard di sistema che, pertanto, dovrebbe rientrare nell'ordinaria gestione dell'impianto di produzione senza necessità di ulteriori remunerazioni), nel caso degli impianti eolici, sia pari all'energia producibile corrispondente a 80 ore equivalenti annue e che tale franchigia non trovi applicazione nel caso di impianti eolici che si sono adeguati volontariamente alle prescrizioni dell'Allegato A.17 al Codice di rete di Terna;
 - il GSE stipuli un'apposita convenzione con gli utenti del dispacciamento (ora BRP) ovvero con i produttori (nel solo caso di impianti di produzione che accedono al regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione 280/07 e al relativo Allegato A) che presentano istanza; e che in tale convenzione siano regolate le modalità e le tempistiche relative allo svolgimento delle attività correlate alla quantificazione della mancata produzione eolica, ivi inclusi gli obblighi informativi relativi alla trasmissione dei dati necessari;
 - i costi sostenuti dal GSE per le attività al medesimo assegnate siano posti a carico della collettività tramite la componente tariffaria A₃ (oggi componente tariffaria A_{50s});
 - gli oneri sostenuti da Terna per la remunerazione della mancata produzione eolica siano posti a carico degli utenti del dispacciamento in prelievo (ora BRP, *Balancing Responsible Party*) tramite opportuni corrispettivi (cd. corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica, ora corrispettivo unitario P_q^{wind} di cui alla Sezione 3-24.7.1 del TIDE);
- con riferimento all'Indice IA, la deliberazione ARG/elt 5/10 e il relativo Allegato A prevedono, tra l'altro, che:

- sia un indicatore finalizzato a individuare il grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento, in relazione a una specifica unità di produzione eolica, nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna nei singoli quarti d'ora;
- possa assumere valori compresi tra 0, nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento, e 1, nel caso di pieno rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento;
- sia calcolato da Terna con riferimento alla singola unità di produzione eolica e tenendo conto di quanto disposto dall'articolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10;
- ai fini del suo calcolo, siano considerate le sole limitazioni richieste da Terna tramite ordini di dispacciamento per sicurezza dell'esercizio rilevati in tempo reale o previsti a seguito di vincoli di produzione programmati. Sono equiparate a tali limitazioni anche le azioni di disconnessione operate da Terna in situazioni di estrema emergenza, mentre non sono considerate le limitazioni di produzione dovute ad interventi di dispositivi automatici o di protezione attivati da Terna per garantire l'esercizio in sicurezza della rete;
- resti fermo quanto previsto dalle disposizioni del Codice di rete di Terna in relazione alle conseguenze derivanti dal mancato rispetto degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A72 al Codice di rete di Terna, relativo a "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)" e:
 - ha adottato il medesimo principio di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 (relativa a impianti eolici), anche per altre tipologie impiantistiche, prevedendo in particolare che, nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue, anziché 240 come previsto in generale dal Codice di Rete; ciò nell'ipotesi che gli impianti fotovoltaici abbiano un numero di ore di funzionamento pari al 25% del numero medio di ore di funzionamento degli impianti termoelettrici;
 - non ha previsto modalità di remunerazione per la mancata produzione derivante dall'applicazione della procedura RIGEDI in considerazione del fatto che tale mancata produzione dovrebbe essere molto limitata e inferiore alle ore equivalenti annue di cui sopra per le quali comunque non è prevista alcuna remunerazione; ciò poiché il distacco degli impianti di produzione eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione viene attivato solo nei casi di emergenza in cui non siano possibili altri interventi al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, come anche indicato da Terna nell'Allegato A72;

- ha quindi rimandato a un successivo provvedimento l'eventuale remunerazione per la mancata produzione derivante dall'applicazione della procedura RIGEDI, qualora dovesse manifestarsi l'esigenza di ricorrere al distacco di tali impianti di produzione per un numero di ore equivalenti superiore a quelli sopra indicati;
- con lettera del 28 febbraio 2025, Terna ha segnalato la possibilità che, a partire dalla prossima primavera, in condizione di elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e basso carico, sia necessario avvalersi maggiormente, rispetto agli anni scorsi, delle procedure in essere per il distacco della produzione da fonti non programmabili.

CONSIDERATO CHE:

- dall'1 gennaio 2025 è vigente il TIDE che, tra l'altro, include anche i servizi di modulazione straordinaria a scendere (che comprendono, in particolare, i servizi a scendere che generano la sopra richiamata mancata produzione eolica oggetto di quantificazione da parte del GSE e di remunerazione da parte di Terna);
- i servizi di modulazione straordinaria a scendere hanno carattere emergenziale e possono essere attivati sia in caso di eccesso di generazione sia per vincoli di carattere locale; il loro utilizzo, in particolare, si rende necessario in assenza di risorse a scendere disponibili sul Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR) o qualora l'attivazione di tali risorse richieda tempistiche non compatibili con le esigenze di sicurezza del sistema;
- più in dettaglio, durante la fase transitoria di applicazione del TIDE (cioè nel periodo dall'1 gennaio 2025 al 31 gennaio 2026), per quanto riguarda le modalità di approvvigionamento dei servizi di modulazione straordinaria a scendere, continua a trovare applicazione la regolazione in vigore al 31 dicembre 2024 (si veda a tal proposito la versione del Codice di rete positivamente verificata dall'Autorità per tale fase transitoria con la deliberazione 499/2024/R/eel), mentre le disposizioni di cui al TIDE diventeranno pienamente attuative a decorrere dalla fase di consolidamento (cioè dall'1 febbraio 2026);
- la deliberazione ARG/elt 5/10, tuttora vigente, richiederebbe di essere aggiornata al fine di renderla del tutto coerente, anche dal punto di vista terminologico, con il TIDE: tali modifiche dovrebbero valere almeno per tutta la fase transitoria di applicazione del TIDE, mentre a decorrere dalla fase di consolidamento la sopracitata deliberazione verrà fatta parzialmente confluire nel TIDE medesimo;
- le disposizioni regolatorie vigenti prevedono attualmente la definizione e le relative modalità di determinazione dell'Indice IA solo nel caso degli impianti di produzione eolici.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 13, comma 7, del regolamento (UE) 2019/943 prevede che *“Quando il ridispacciamento non è basato sul mercato, è oggetto di compensazione finanziaria da parte del gestore del sistema che chiede il ridispacciamento all'operatore*

dell'impianto di generazione ridispacciato, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda, a eccezione del caso di produttori che accettano un contratto di connessione in cui non è garantita la fornitura fissa di energia. La compensazione finanziaria è almeno equivalente al valore più alto dei seguenti elementi o alla loro combinazione, se l'applicazione solo del più alto comporterebbe una compensazione ingiustificatamente bassa o ingiustificatamente elevata: a) costi di gestione supplementari causati dal ridispacciamento, quali costi supplementari del combustibile in caso di ridispacciamento a salire o della fornitura di calore di riserva in caso di ridispacciamento a scendere degli impianti di generazione che impiegano la cogenerazione ad alto rendimento; b) le entrate nette derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima che l'impianto di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda avrebbe creato senza la richiesta di ridispacciamento; se agli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda è concesso un sostegno finanziario in base al volume di energia elettrica generata o consumata, il sostegno finanziario che sarebbe stato ricevuto senza la richiesta di ridispacciamento è considerato parte delle entrate nette.”;

- il decreto ministeriale 30 dicembre 2024, in attuazione delle disposizioni previste dagli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/21 ed entrato in vigore l'1 marzo 2025, stabilisce, per l'anno 2025, le modalità e le condizioni in base alle quali possono accedere al meccanismo di supporto le seguenti tipologie di impianti di produzione:
 - impianti solari fotovoltaici;
 - impianti eolici;
 - impianti idroelettrici;
 - impianti di trattamento di gas residuati dai processi di depurazione;
- il decreto ministeriale 30 dicembre 2024 prevede che gli impianti di potenza superiore ad 1 MW abbiano l'obbligo di partecipazione al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento (di seguito: MBR), mentre gli impianti di potenza inferiore o uguale ad 1 MW abbiano la facoltà di partecipare al MBR;
- l'articolo 11 del decreto ministeriale 30 dicembre 2024, per quanto di rilievo ai fini del presente provvedimento, prevede:
 - al comma 1, che “Il GSE, a decorrere dalla data di entrata in esercizio, fatto salvo quanto previsto ai commi 6 e 7, regola con le controparti i pagamenti dei prezzi di aggiudicazione secondo le seguenti modalità:
 - a) per gli impianti di potenza inferiore a 200 kW, il GSE provvede direttamente al ritiro e alla vendita dell'energia elettrica erogando, sulla produzione netta immessa in rete, il prezzo di aggiudicazione in forma di tariffa omnicomprensiva. I soggetti titolari possono richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui alla lettera b);
 - b) per gli impianti di potenza superiore o uguale a 200 kW, l'energia elettrica prodotta resta nella disponibilità del produttore, che provvede autonomamente alla valorizzazione sul mercato. Il GSE calcola la differenza tra il prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra zero e il prezzo di riferimento individuato nel prezzo del Mercato del Giorno Prima

determinato nel periodo rilevante delle transazioni (nel seguito, periodo rilevante) e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato, e:

- i. ove tale differenza sia positiva, eroga un corrispettivo pari alla predetta differenza, sulla produzione netta immessa in rete;*
 - ii. nel caso in cui tale differenza risulti negativa, conguaglia o provvede a richiedere al soggetto titolare un corrispettivo pari alla predetta differenza, sulla produzione netta immessa in rete.”;*
- *al comma 6, che “In deroga alle previsioni di cui al comma 1 del presente articolo, il GSE calcola l'ammontare dei pagamenti:*
- a) sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di:*
 - i. impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti, anche al di fuori del Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai gestori stessi;*
 - ii. impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini di dispacciamento disposti da Terna sul Mercato del Bilanciamento e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento mediante l'accettazione di offerte a scendere che detti impianti sono obbligati a presentare a prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di dover procedere al taglio della produzione da impianti oggetto del presente provvedimento per garantire la sicurezza del sistema, come comunicati con adeguato anticipo da Terna ai sensi di quanto disposto dal successivo comma 8, lettera b).*

In tali casi, per impianti che accedono per il tramite di procedure competitive, l'ammontare dei pagamenti include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine, limitatamente ai volumi oggetto di taglio e secondo le modalità e le disposizioni disciplinate all'interno delle regole operative di cui all'articolo 12. Per gli impianti di cui al punto ii. il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine si applica nei limiti di quanto non già coperto dai corrispettivi riconosciuti per la selezione delle offerte a scendere;
 - b) sulla base del minimo tra l'energia producibile e la somma del programma in entrata nel Mercato del Bilanciamento e della potenza offerta a prezzo nullo, o negativo, a salire su Mercato del Bilanciamento, nei casi di prezzi zionali nulli o negativi sul Mercato del Giorno Prima. In tali casi, per impianti che accedono per il tramite di procedure competitive, l'ammontare dei pagamenti, include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine, secondo le modalità e le disposizioni disciplinate all'interno delle regole operative di cui all'articolo 12, nei limiti della differenza se positiva tra l'energia producibile e il programma in esito al Mercato del Bilanciamento.”;*
- *al comma 7, che “Per impianti non soggetti all'obbligo di partecipazione al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento ai sensi del comma 5 al presente*

articolo, e che non partecipano volontariamente allo stesso, si applicano esclusivamente le previsioni di cui al comma 6 lettera a), punto i). Inoltre, nel caso in cui gli impianti del primo periodo abbiano una potenza uguale o superiore a 200 kW e fino a 1 MW, l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione è sospesa nei periodi rilevanti in cui si registrino sul Mercato del Giorno Prima prezzi pari a zero o negativi.”;

- *al comma 8, che “Con riferimento ad impianti di potenza superiore a 1 MW, le previsioni di cui al presente decreto in materia di diritti ed obblighi derivanti dalla stipula del contratto di cui all’articolo 12, comma 2, lettera g), si applicano limitatamente al 95 per cento dell’energia prodotta dagli impianti ammessi in posizione utile nella relativa graduatoria di riferimento.”;*
- *al comma 9, che “Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l’ARERA definisce la regolazione tecnica e le modalità procedurali da applicare ai fini dei pagamenti sulla base delle disposizioni di cui al comma 6, con particolare riferimento a:*
 - a) le modalità di determinazione dell’energia elettrica producibile dall’impianto;*
 - b) le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti di cui al comma 5 al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento, nonché i criteri per l’attuazione e la verifica dell’assolvimento degli obblighi di offerta di cui al comma 6.”;*
- le modalità di determinazione, da parte del GSE, dell’energia elettrica producibile, di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10, al momento limitate agli impianti eolici e funzionali solo alla quantificazione della mancata produzione oggetto di remunerazione a seguito dell’esecuzione di un servizio di modulazione straordinaria a scendere richiesto da Terna, si prestano ad essere utilizzate anche per le finalità di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024;
- il Sistema di incentivazione per il dispacciamento è un meccanismo di tipo *output-based* con la finalità di promuovere la riduzione dei costi del servizio di dispacciamento; per il triennio 2025-2027 i costi che rilevano ai fini del meccanismo sono quelli afferenti all’approvvigionamento delle risorse necessarie tramite il MBR, i costi per la disciplina dell’essenzialità e i costi relativi alla remunerazione della mancata produzione eolica.

RITENUTO CHE:

- per effetto delle segnalazioni di Terna in merito al potenziale incremento dell’impiego di modulazioni straordinarie a scendere già a decorrere dalla primavera 2025, sia necessario e urgente estendere anche alle fonti rinnovabili non programmabili diverse dalla fonte eolica il diritto alla remunerazione della mancata produzione derivante dalle citate modulazioni a scopo emergenziale;
- sia pertanto opportuno modificare la deliberazione ARG/elt 5/10 affinché trovi applicazione anche per le altre fonti rinnovabili non programmabili indipendentemente dalla taglia, già con effetti dalla primavera 2025;

- sia opportuno applicare ai servizi di modulazione straordinaria la medesima regolazione prevista dall'articolo 13, comma 7, del regolamento (UE) 2019/943 in materia di ridispacciamento non basato sul mercato, in quanto la modulazione straordinaria complementa il ridispacciamento attivato sul MBR, consentendo un'attivazione a carattere emergenziale per risolvere vincoli e criticità di rete;
- sia pertanto opportuno eliminare dal calcolo della mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili effettivamente oggetto di remunerazione la franchigia connessa all'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete al fine di rendere la deliberazione ARG/elt 5/10 maggiormente allineata alle disposizioni di cui all'articolo 13, comma 7, del regolamento (UE) 2019/943;
- sia opportuno prevedere che le parti della deliberazione ARG/elt 5/10 attinenti alla determinazione della producibilità a cura del GSE trovino applicazione in tutti i casi in cui sia necessario determinare la producibilità di un impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili non programmabili, ivi incluse le finalità derivanti dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024;
- sia quindi opportuno dare fin da subito disposizioni al GSE nel senso di cui al precedente punto, nelle more di razionalizzare, con successivo provvedimento, tutte le disposizioni inerenti alla determinazione, per ogni finalità, della producibilità di un impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili non programmabili;
- sia opportuno prevedere che i costi amministrativi del GSE ai fini della determinazione della producibilità di un impianto di produzione nonché della quantificazione della mancata produzione (anche da fonti rinnovabili non programmabili diverse dalla fonte eolica) oggetto di remunerazione siano posti a carico del 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} ;
- sia opportuno prevedere che i costi sostenuti da Terna ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione ARG/elt 5/10 per la remunerazione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili oggetto degli ordini di dispacciamento diverse da quelle eoliche trovino copertura tramite il corrispettivo di cui alla Sezione 3-24.7 del TIDE;
- sia altresì opportuno prevedere che i costi sostenuti da Terna in esito al presente provvedimento, legati all'eliminazione della franchigia e all'estensione alle fonti rinnovabili non programmabili diverse dalla fonte eolica della remunerazione della mancata produzione derivante da azioni di modulazione straordinaria a scendere siano contabilizzati nell'ambito del costo del dispacciamento rilevante ai fini del Sistema di incentivazione per il dispacciamento, in coerenza con quanto già previsto per la remunerazione della mancata produzione da fonte eolica; a tal proposito Terna aggiorni la *baseline* di riferimento per l'anno 2025 (riferita all'anno 2023) aggiungendo, sulla base della stima dell'energia elettrica non prodotta per effetto degli ordini di modulazione, i costi che sarebbero stati sostenuti in quell'anno qualora le disposizioni di cui al presente provvedimento in materia di franchigia e remunerazione delle UP alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili fossero state applicate alle modulazioni straordinarie a scendere attuate in quell'anno;

- sia, infine, opportuno prevedere che, con successivo provvedimento avente effetti a decorrere dall'1 febbraio 2026, la deliberazione ARG/elt 5/10 venga fatta confluire nel TIDE, ad eccezione delle parti attinenti alla determinazione, a cura del GSE, dell'energia elettrica producibile dagli impianti da fonti rinnovabili non programmabili;
- il presente provvedimento possa essere adottato senza una preventiva consultazione, come previsto dalla deliberazione 649/2014/A, in quanto attua disposizioni già anticipate dall'Autorità in precedenti provvedimenti e prevede successive consultazioni a cura del GSE in relazione alle modalità operative; anche le parti derivanti dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024 hanno contenuto vincolato dal decreto medesimo e rimandano a successive consultazioni da parte del GSE

DELIBERA

1. l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 è modificato nei seguenti punti:
 - all'interno dell'intero allegato, con la sola esclusione dell'articolo 31, comma 31.2, le parole "eolica", "ciascuna ora", "anemometri" e "intensità e direzione del vento" sono sostituite rispettivamente con le seguenti parole: "da fonti rinnovabili non programmabili", "ciascun ISP", "apparati di rilevazione" e "disponibilità della fonte primaria";
 - all'articolo 1, comma 1.1, le parole "le definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06)" sono sostituiti con le seguenti parole: "le definizioni di cui al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel";
 - all'articolo 1, comma 1.1, lettera a), le parole "a programma e in tempo reale" sono eliminate;
 - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera f) sono aggiunte le seguenti lettere:
 - g) **ordini di dispacciamento** sono gli ordini di modulazione straordinaria a scendere impartiti da Terna alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili al di fuori del Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale;
 - h) **dati di disponibilità della fonte primaria** sono i dati afferenti alla disponibilità della fonte primaria di energia utilizzata dall'unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili per la produzione di energia elettrica;
 - i) **ISP** è l'*imbalance settlement period* di cui alla Sezione 3-11.3.2 del TIDE.";
 - all'articolo 3, comma 3.1, le parole "da fonte" sono eliminate;
 - all'articolo 4, comma 4.1, le parole "ordini a programma o in tempo reale da parte di Terna per la riduzione o l'azzeramento delle immissioni (di seguito:

- ordini di dispacciamento)”) sono sostituite con le seguenti parole: “ordini di dispacciamento”;
- all’articolo 4, comma 4.3, dopo le parole “il GSE” sono aggiunte le seguenti parole: “, per ciascuna fonte rinnovabile non programmabile e tenendo conto eventualmente anche delle diverse tipologie impiantistiche,”;
 - all’articolo 4, comma 4.3, lettera a), prima delle parole “di sito” sono aggiunte le seguenti parole: “dei dati di disponibilità della fonte primaria”;
 - all’articolo 4, comma 4.6 prima delle parole “installati nel sito” sono aggiunte le seguenti parole: “dei dati di disponibilità della fonte primaria”;
 - all’articolo 5, comma 5.1, lettera b), nella definizione del termine “A”, la parola “ora” è sostituita con la seguente parola: “ISP”;
 - all’articolo 5, comma 5.6 le parole “in una data ora”, “ora” e “nella medesima ora” sono sostituite rispettivamente con le seguenti parole: “in un dato ISP”, “ISP” e “nel medesimo ISP”;
 - all’articolo 5, il comma 5.7 è sostituito con il seguente comma: “
5.7 In deroga a quanto disposto al comma 5.1, l’indice IA è posto pari a 1:
a) transitoriamente e fino al 31 ottobre 2010 per le unità di produzione eolica su rete rilevante;
b) per il periodo dall’1 aprile 2025 al 31 gennaio 2026 per le altre unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.”;
 - nell’articolo 6, comma 6.1 le parole “MPE”, “la singola ora”, “oraria” e “ora” sono sostituite rispettivamente con le seguenti parole: “MPRIN”, “il singolo ISP”, “per ogni singolo ISP” e “ISP”;
 - nell’articolo 6, comma 6.1, le formule della MPE di cui alla lettera b) sono sostituite con la seguente:

$$“MPRIN_{i,h} = \{ \max[0; E_{producibile,h} - \max(E_{immessa,h}; E_{limitata,h})] \} * IA”$$

- e la legenda afferente al parametro F è soppressa;
- nell’articolo 6, comma 6.3 e nell’articolo 7, comma 7.1 la parola “oraria” è eliminata;
 - nell’articolo 7, comma 7.1 la parola “ora” è sostituita con la seguente parola: “ISP”;
 - all’articolo 8, comma 8.1, dopo le parole “previsioni metereologiche” sono aggiunte le seguenti parole: “e di fonte primaria”;
 - all’articolo 21, comma 21.1, le parole “di cui all’Appendice A52 del Codice di rete” sono sostituite con le seguenti parole: “previsto dal Codice di rete e dalla normativa vigente per la specifica tipologia in cui ricade l’unità di produzione”;
 - all’articolo 27, comma 27.4, la parola “eolico” è sostituita con la seguente parola: “fonti rinnovabili non programmabili”;
 - all’articolo 28, comma 28.1, le parole “di cui all’articolo 41, comma 41.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto” sono sostituite con le seguenti parole: “di cui

- all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte”;
- all'articolo 30, comma 30.1, le parole “impianti eolici” sono sostituite con le seguenti parole: “impianti da fonti rinnovabili non programmabili”;
 - all'articolo 30, comma 30.1, la lettera g) è soppressa;
 - gli articoli 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23 e 29 sono soppressi;
2. il GSE, con tempistiche coerenti con l’attuazione delle disposizioni di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024, previa consultazione dei soggetti interessati, trasmette al Direttore della Direzione Mercati Energia dell’Autorità, per verifica e approvazione, il documento tecnico, comprensivo degli esiti della consultazione, contenente le modalità di definizione dell’energia elettrica producibile dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili utilizzando i criteri di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10. Tali modalità trovano applicazione anche per le finalità di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024;
 3. il GSE, entro sessanta giorni dal completamento di quanto disposto al punto 2., predispone e aggiorna gli schemi di istanza, gli schemi di convenzione e il portale informatico predisposti ai sensi dell’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 relativi alla remunerazione della mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili alla luce delle innovazioni introdotte da presente deliberazione e dall’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 come integrato e modificato dalla presente deliberazione; gli schemi di istanza e gli schemi di convenzione di cui al presente punto sono trasmessi al Direttore della Direzione Mercati Energia dell’Autorità per verifica e approvazione;
 4. i costi sostenuti da Terna per la remunerazione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili oggetto degli ordini di dispacciamento ai sensi dell’Articolo 7 della Deliberazione ARG/elt 5/10 trovano copertura tramite il corrispettivo di cui alla Sezione 3-24.7 del TIDE, dando separata evidenza dei costi relativi alle diverse fonti;
 5. i costi sostenuti da Terna per la remunerazione della mancata produzione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili oggetto degli ordini di dispacciamento ai sensi dell’Articolo 7 della Deliberazione ARG/elt 5/10 sono contabilizzati nel costo del dispacciamento rilevante per il Sistema di incentivazione per il dispacciamento per tutte le fonti;
 6. unitamente alla trasmissione dei dati necessari per l’applicazione del Sistema di incentivazione per il dispacciamento per l’anno 2025, Terna invia all’Autorità un aggiornamento della corrispondente *baseline* di riferimento (relativa all’anno 2023), aggiungendo, sulla base della stima dell’energia non prodotta per effetto degli ordini di modulazione, i costi che sarebbero stati sostenuti qualora le disposizioni del presente provvedimento fossero state applicate a tutte le modulazioni straordinarie a scendere effettuate in quell’anno;
 7. le disposizioni di cui al punto 1 trovano applicazione dall’1 aprile 2025;
 8. la presente deliberazione è trasmessa al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., a Terna S.p.A. e al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica;

9. la presente deliberazione, nonché l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 e l'Allegato A alla deliberazione 280/07, come modificati con la presente deliberazione, sono pubblicati nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

27 marzo 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini