

DELIBERAZIONE 23 DICEMBRE 2025

564/2025/R/EEL

**PROROGA DEI TERMINI DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 385/2025/R/EEL,
IN MERITO AGLI INTERVENTI RELATIVI AGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
FINALIZZATI A GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE.
DEFINIZIONE DI NUOVI STRUMENTI PER GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA
ELETTRICO NAZIONALE NELLA PRIMAVERA 2026 E NELLA PRIMAVERA 2027**

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

Nella 1367^a riunione del 23 dicembre 2025

- Premesso che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) opera in regime di proroga ai sensi della legge 18 novembre 2025, n.173;
- ritenuto il presente provvedimento indifferibile e urgente.

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 (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) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016;
- il regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: regolamento SOGL – *System Operation Guideline*);
- il regolamento (UE) 2017/2196 della Commissione europea del 24 novembre 2017 (di seguito: regolamento *Emergency & Restoration*) come emendato dal regolamento di esecuzione (EU) 2021/280 della Commissione del 22 febbraio 2021;
- 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 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;

- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103 (di seguito: decreto-legge 69/23);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: D.P.R. 445/00);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: D.P.C.M. 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, 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 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2012, 344/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 344/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2013, 243/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 421/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 421/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 628/2018/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2021, 540/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 540/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 730/2022/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, 618/2023/R/com, e, in particolare, il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 3 dicembre 2024, 517/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 517/2024/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2025, 128/2025/R/efr;
- la deliberazione dell’Autorità 8 luglio 2025, 315/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 315/2025/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 luglio 2025, 340/2025/E/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2025, 385/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 385/2025/R/eel);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
- l’Allegato A.17 al Codice di rete, recante “Centrali eoliche – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione regolazione e controllo” (di seguito: Allegato A.17);
- l’Allegato A.68 al Codice di rete, recante “Centrali fotovoltaiche – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione regolazione e controllo” (di seguito. Allegato A.68);
- l’Allegato A.72 al Codice di rete, recante “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)” (di seguito anche: RIGEDI o Allegato A.72);
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16 (di seguito: Norma CEI 0-16);
- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 10 giugno 2025, prot. Autorità 41187 del 10 giugno 2025, con cui è stata trasmessa all’Autorità la relazione sullo stato di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza uguale o maggiore di 1 MW ai sensi della deliberazione 540/2021/R/eel;
- la lettera di Terna del 25 giugno 2025, prot. Autorità 45568 del 25 giugno 2025 (di seguito: lettera del 25 giugno 2025), con cui è stata trasmessa all’Autorità la proposta di revisione dell’Allegato A.72, unitamente alla presentazione di sintesi delle osservazioni pervenute dagli operatori nel corso della consultazione e alle osservazioni puntuali inviate dagli operatori;
- la lettera di Terna del 9 luglio 2025, prot. Autorità 49266 del 9 luglio 2025 (di seguito: lettera del 9 luglio 2025), con cui è stata trasmessa all’Autorità la “Relazione sulle principali evidenze di esercizio ed esigenze per la gestione del Sistema Elettrico Nazionale nelle giornate caratterizzate da basso fabbisogno residuo e alta produzione rinnovabile”;
- la lettera di Terna del 30 luglio 2025, prot. Autorità 54182 del 30 luglio 2025 (di seguito: lettera del 30 luglio 2025), con cui è stata trasmesso all’Autorità un aggiornamento della proposta di revisione dell’Allegato A.72;
- la comunicazione del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) del 1 ottobre 2025 e la successiva approvazione della Variante 5 alla Norma CEI 0-16;
- la lettera di Terna del 31 ottobre 2025, prot. Autorità 75682 del 31 ottobre 2025 (di seguito: lettera del 31 ottobre 2025), con cui è stato trasmesso all’Autorità l’“Aggiornamento sulle esigenze per la gestione del Sistema Elettrico Nazionale nelle giornate caratterizzate da basso fabbisogno residuo e alta produzione rinnovabile – Focus primavera 2026”;

- la lettera di Terna del 12 dicembre 2025, prot. Autorità 87242 del 15 dicembre 2025 (di seguito: lettera del 12 dicembre 2025), con cui è stato trasmesso all'Autorità l'“Aggiornamento sulle esigenze per la gestione del Sistema Elettrico Nazionale nelle giornate caratterizzate da basso fabbisogno residuo e alta produzione rinnovabile – Revisione tempistica della delibera ARERA 385/2025”;
- le comunicazioni trasmesse dai produttori e relative associazioni nonché da alcune imprese distributrici e relative associazioni a seguito della pubblicazione della delibera 385/2025/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- per effetto, in particolare, delle politiche di incentivazione delle fonti di energia rinnovabili, si sta assistendo da diversi anni a uno sviluppo molto rapido degli impianti di produzione di generazione distribuita (di seguito: GD) connessi alle reti di distribuzione, oltre che degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN);
- uno sviluppo marcato e rapido delle fonti rinnovabili non programmabili e della GD nel Sistema Elettrico Nazionale (di seguito: SEN), e in particolare una percentuale elevata di potenza elettrica connessa alle reti di distribuzione, ha richiesto e continua a richiedere che le reti di distribuzione, progressivamente, da “passive” diventino “attive” e che gli impianti di produzione e gli impianti di consumo diventino, progressivamente, più “partecipi” alla gestione efficace, efficiente e in sicurezza del SEN;
- in tale ottica, l'Autorità, interessando Terna, le imprese distributrici, i produttori e il CEI – ciascuno per le attività e i ruoli di propria competenza –, ha definito nel corso degli anni diversi interventi, in alcuni casi con carattere di urgenza, al fine di rendere più sicura la gestione del SEN anche con il contributo degli impianti di produzione di GD;
- l'Autorità ha verificato, inizialmente con la delibera 344/2012/R/eel e successivamente con la delibera 421/2014/R/eel (a seguito del relativo aggiornamento), l'Allegato A.72 che disciplina la procedura RIGEDI;
- l'Allegato A.72, nella versione risultante dalle modifiche approvate con la delibera 421/2014/R/eel, trova applicazione per gli impianti fotovoltaici ed eolici aventi potenza nominale complessiva uguale o maggiore di 100 kW connessi alle reti di media tensione (di seguito: impianti di GD riducibile o impianti di GDR); esso, più in dettaglio, distingue gli impianti di GDR in due categorie:
 - impianti di produzione di tipo GDTEL: essi sono impianti di GDR che, al netto dei servizi ausiliari, immettono in rete tutta la produzione e sono connessi a linee di media tensione dedicate il cui distacco, come puntualizzato dalla delibera 421/2014/R/eel, è attuabile da remoto dall'impresa distributrice di riferimento (cioè l'impresa distributrice che ha almeno una cabina primaria) su richiesta di Terna;
 - impianti di produzione di tipo GDRM: essi sono impianti di GDR diversi da quelli di cui al precedente alinea il cui distacco è attuabile direttamente con

comando inviato dal sistema di difesa di Terna mediante il sistema di controllo dell’impresa distributrice di riferimento. Allo scopo, tali impianti di produzione devono essere dotati delle apparecchiature e dei sistemi di comunicazione previsti dall’Allegato M alla Norma CEI 0-16;

- impianti di tipo GDPRO: essi sono impianti di GDR diversi da quelli di cui ai precedenti alinea connessi a linee elettriche non dedicate in cui sono presenti anche impianti di consumo; il distacco di tali impianti di produzione è attuabile esclusivamente dal produttore su richiesta trasmessa dall’impresa distributrice di riferimento;
- l’Allegato M alla Norma CEI 0-16 attualmente vigente, recante “Partecipazione ai piani di difesa” e implementato nell’ambito del Comitato Tecnico CT 316 del CEI al quale partecipano anche rappresentanti dei gestori di rete, definisce i requisiti tecnici di cui devono disporre gli impianti di GDR affinché sia possibile operare il teledistacco in condizioni di emergenza;
- l’Allegato M alla Norma CEI 0-16 ha, altresì, evidenziato che, per potere ridurre la produzione degli impianti di produzione, è necessario che l’impresa distributrice riceva le richieste di Terna e invii segnali a un opportuno ricevitore GSM/GPRS situato presso l’impianto di produzione del produttore, in grado di elaborare il segnale e di emettere un comando al sistema di protezione di interfaccia che consenta il distacco e l’inibizione dei gruppi di generazione; il medesimo Allegato M descrive, altresì, le funzionalità e le modalità di installazione presso gli impianti di produzione di energia elettrica del ricevitore (modem/attuatore) GSM/GPRS;
- il comma 2.8 della deliberazione 421/2014/R/eel ha anche previsto che le imprese distributrici di riferimento trasmettano a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ e secondo modalità dalla medesima definite, l’informazione relativa all’avvenuto adeguamento dei singoli impianti di produzione;
- l’articolo 3 della deliberazione 421/2014/R/eel ha, altresì, previsto che le imprese distributrici di riferimento implementino i sistemi in grado di inviare i segnali necessari per l’attivazione del teledistacco. Inoltre, ai sensi del comma 5.1 della deliberazione 421/2014/R/eel, le imprese distributrici di riferimento, nel corso della vita utile di un impianto di produzione di energia elettrica, hanno il compito di verificare, con la periodicità prevista dal medesimo Allegato M alla Norma CEI 0-16, il corretto funzionamento dei sistemi installati dai produttori atti a consentire il teledistacco da remoto; tali verifiche sono effettuate tramite prove da remoto in relazione all’effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale e, qualora sia stato riscontrato per almeno tre volte un esito negativo, sono seguite da un sopralluogo sull’impianto di produzione per verificare l’avvenuta installazione dei dispositivi richiesti e i motivi del mancato funzionamento; il comma 5.2 della deliberazione 421/2014/R/eel, infine, prevede alcune azioni di *enforcement* automatiche nei confronti dei produttori inadempienti, previa comunicazione da parte dell’impresa distributrice di riferimento;
- successivamente, con la deliberazione 540/2021/R/eel, nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel – finalizzato all’implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna, imprese distributrici e *Significant Grid User*

(di seguito: SGU) – e in coerenza con il regolamento SOGL, l’Autorità ha definito per gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione di potenza uguale o maggiore di 1 MW:

- le responsabilità per lo sviluppo e la manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e SGU ai fini dell’esercizio in sicurezza del SEN;
- le tempistiche di implementazione dello scambio dati e dei necessari adeguamenti da parte dei SGU;
- la relativa modalità di copertura dei costi;
- la deliberazione 540/2021/R/eel, in particolare e per quanto di rilievo ai fini del presente provvedimento, prevede che si utilizzi il Controllore Centrale di Impianto (di seguito: CCI) come definito dalla Norma CEI 0-16, ivi inclusi i relativi Allegati O e T, ai fini dello scambio dati per impianti di produzione connessi alle reti di media tensione poiché è la soluzione tecnologica più efficiente per la gestione dello scambio dati e tale da garantire una armonizzazione tra tutti i SGU;
- come evidenziato nella premessa della deliberazione 540/2021/R/eel:
 - il CCI, oggetto di normazione tecnica da parte del CEI a seguito di richiesta da parte dell’Autorità nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel, è l’apparato che consente di:
 - i. rilevare dall’impianto di produzione le informazioni utili per rispondere alle esigenze di osservabilità e convogliare tali informazioni verso l’impresa distributrice (funzione di osservabilità); la parte del CCI che consente tale funzione è anche chiamata Monitoratore Centrale di Impianto (di seguito: MCI);
 - ii. scambiare informazioni, ulteriori a quelle strettamente necessarie ai fini dell’osservabilità, tra l’impianto di produzione e l’impresa distributrice (ovvero tra l’impianto di produzione e Terna per il tramite dell’impresa distributrice che gestisce la rete a cui è connesso il medesimo impianto di produzione), nonché tra l’impianto di produzione ed eventuali ulteriori operatori;
 - iii. coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l’impianto di produzione affinché il medesimo impianto di produzione operi, nel proprio complesso, in modo da soddisfare sia le esigenze dell’impresa distributrice al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi (funzione di regolazione e controllo per le esigenze di sicurezza della rete), sia le esigenze di eventuali ulteriori operatori (funzione di gestione ottimizzata dell’impianto di produzione e di partecipazione al Mercato per il Servizio di Bilanciamento e il Ridispacciamento – MBR) inclusi i *Balancing Service Providers* (di seguito: BSP);
- il CCI (e, in particolare, la propria parte denominata MCI) consente, quindi, all’impianto di produzione di essere “visto” dall’impresa distributrice, da Terna e dagli ulteriori operatori come costituito da un singolo “generatore equivalente” che tiene conto delle caratteristiche dei singoli gruppi di generazione e/o dei singoli sistemi di accumulo, nonché della rete di collegamento tra essi; esso è

- dotato di due porte di comunicazione, una da utilizzarsi per la comunicazione verso l’impresa distributrice e un’altra da utilizzarsi per comunicazioni verso altri operatori (inclusi i BSP);
- al fine di ottemperare alle disposizioni tecniche e regolatorie previste dal regolamento SOGL e dal Codice di rete, la specifica funzionale del CCI in termini di prestazioni si sviluppa secondo le seguenti modalità:
 - i. prestazioni funzionali “obbligatorie”, inerenti allo scambio dati fra produttore e impresa distributrice (funzione di osservabilità);
 - ii. prestazioni funzionali “opzionali”, inerenti alla regolazione di tensione e alla limitazione di potenza al punto di connessione dell’impianto di produzione;
 - iii. prestazioni funzionali “facoltative”, inerenti alla partecipazione dell’impianto di produzione al MBR, alla gestione ottimale dell’impianto di produzione, etc.;
 - poiché, come evidenziato dal CEI, l’impatto economico dell’hardware del CCI sembra non dipendente dal fatto che il dispositivo sia realizzato nella forma integrata (cioè predisposto per tutte le prestazioni funzionali obbligatorie, opzionali e facoltative) o che il dispositivo sia realizzato nella forma differenziata (ossia con le sole prestazioni funzionali obbligatorie), l’Allegato O alla Norma CEI 0-16 ha definito il CCI nella forma integrata, prevedendo che le prestazioni funzionali obbligatorie relative all’osservabilità debbano essere implementate con priorità rispetto alle altre funzioni;
 - Terna, con la lettera del 25 giugno 2025, ha trasmesso un aggiornamento dell’Allegato A.72, evidenziando, tra l’altro, che:
 - *“l’evoluzione del Sistema Elettrico Nazionale sta ponendo problematiche di esercizio sempre più rilevanti, tra cui quella di assicurare la disponibilità efficace di adeguati margini a scendere e, conseguentemente, la disponibilità di mezzi, strumenti e procedure sempre più tempestive ed efficaci per gestire fenomeni di overgeneration via via più rilevanti nelle situazioni di basso carico residuo ed elevata produzione rinnovabile non programmabile.”*;
 - *“L’aggiornamento della soluzione tecnologica per ridurre/distaccare gli impianti MT è divenuto improrogabile in ragione della obsolescenza dell’attuale tecnologia GSM/GPRS (in corso di dismissione da parte degli operatori telefonici) e della sua scarsa affidabilità nella trasmissione/attuazione degli ordini di riduzione/distacco, dovuta alla latenza nella trasmissione dei dati e alla qualità del segnale che varia a seconda della posizione geografica, distanza dal ripetitore più vicino e del numero di utenti collegati alla stessa cella.”*;
 - *“L’inaffidabilità dell’attuale soluzione tecnologica è stata anche riscontrata sul campo sia nell’ambito delle prove condotte da Terna nel 2024-2025 che in fase di applicazione della procedura RiGeDi nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile della primavera 2025.”*;
 - *“Le criticità di esercizio sperimentate nel corso della primavera 2025 si presenteranno in misura ancor più rilevante anche nei prossimi anni con l’entrata in esercizio di ulteriore capacità produttiva non programmabile su reti*

MT/BT fin quando non sarà ancora disponibile la nuova capacità di accumulo contrattualizzata in esito alle aste MACSE [Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, NdR]. Si tratta di capacità produttiva che non potrà essere ridotta/distaccata da Terna neanche per motivi di sicurezza (nel caso di impianti su rete BT) oppure, nel caso di impianti connessi su rete MT, che allo stato attuale può essere ridotta/distaccata con un tasso di successo/affidabilità molto basso con la soluzione tecnologica attualmente in uso.”;

- *“Alla luce di quanto sopra, risulta indispensabile completare quanto prima il percorso di revisione delle modalità di riduzione della generazione distribuita avviato con la consultazione dell’Allegato A.72 (Procedura RIGEDI) e far decorrere quanto prima la fase implementativa di tali nuove modalità di distacco/riduzione della GD connessa alla rete MT.”;*
- con la deliberazione 385/2025/R/eel, l’Autorità ha verificato le modifiche proposte da Terna all’Allegato A.72 come trasmesse con la lettera del 25 giugno 2025 e integrate con la lettera del 30 luglio 2025;
- l’Allegato A.72 aggiornato prevede, in sintesi:
 - la conferma dell’applicazione della procedura RIGEDI agli impianti di produzione che presentano tutte le seguenti caratteristiche:
 - i. connessi alle reti di distribuzione di media tensione;
 - ii. alimentati da fonte rinnovabile solare (impianti fotovoltaici) o eolica;
 - iii. aventi potenza uguale o maggiore di 100 kW;
 - l’abolizione della categoria GDPRO, poiché è caratterizzata da tempistiche di attivazione troppo lente rispetto alle esigenze di gestione in sicurezza del SEN;
 - che, pertanto, ai fini dell’applicazione della procedura RIGEDI si distinguono:
 - i. impianti di produzione di tipo GDTEL distaccabili da remoto sui circuiti ad essi dedicati;
 - ii. impianti di produzione di tipo GDRM dotati delle apparecchiature e sistemi di comunicazione previsti dalla Norma CEI 0-16;
 - l’introduzione della nuova architettura di teleriduzione, tramite l’utilizzo del CCI per tutti gli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW. Tale nuova architettura di teleriduzione prevede che le imprese distributrici debbano effettuare la riduzione della potenza attraverso un sistema centrale che invii i relativi comandi ai CCI degli impianti rientranti nel perimetro di applicazione della procedura RIGEDI; il CCI, dopo aver ricevuto il comando, attiva la funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” precedentemente rientrante tra le prestazioni funzionali “opzionali”;
- con la deliberazione 385/2025/R/eel, l’Autorità, come richiesto da Terna per esigenze di sicurezza del SEN, ha previsto che le modifiche all’Allegato A.72 trovino applicazione non solo per gli impianti di produzione fotovoltaici ed eolici di potenza uguale o maggiore di 100 kW connessi alle reti di media tensione entrati in esercizio successivamente all’entrata in vigore del medesimo provvedimento, ma anche per tutti gli impianti di produzione della medesima tipologia già in esercizio;

- pertanto la deliberazione 385/2025/R/eel ha avviato con urgenza le procedure di adeguamento degli impianti di produzione già in esercizio, al fine di disporre quanto prima di soluzioni funzionali ai fini dell'eventuale utilizzo della procedura RIGEDI in condizioni emergenziali, quali quelle che potrebbero verificarsi già dalle prossime primavere, garantendo l'esercizio in sicurezza del SEN; le tempistiche di adeguamento sono state definite tenendo conto sia dell'esigenze di sicurezza del SEN sia della numerosità degli impianti di produzione interessati dagli interventi di adeguamento;
- più in dettaglio, ai fini dell'attuazione della deliberazione 385/2025/R/eel, sono state introdotte le seguenti previsioni:
 - a) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW:
 - “impianti di produzione esistenti” sono gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici connessi o da connettere alle reti di media tensione, per i quali è già stata presentata la richiesta di connessione alla data di entrata in vigore della deliberazione 385/2025/R/eel ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2026;
 - “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea.

Per tali impianti di produzione, in relazione ai quali la deliberazione 540/2021/R/eel aveva già previsto l'obbligo di installazione del CCI, la funzionalità PF2:

 - nel caso di impianti di produzione nuovi, deve essere attivata ai fini della connessione;
 - nel caso di impianti di produzione esistenti, deve essere attivata entro il 28 febbraio 2026,affinché siano utilizzabili ai fini della procedura RIGEDI già a partire dalla primavera del 2026;
 - b) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minore di 1 MW:
 - “impianti di produzione esistenti” sono gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici connessi o da connettere alle reti di media tensione, per i quali è già stata presentata richiesta di connessione alla data di entrata in vigore della deliberazione 385/2025/R/eel ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2027;
 - “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea.

Per tali impianti di produzione:

 - nel caso di impianti di produzione nuovi, il CCI deve essere installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 e la funzionalità PF2 deve essere attivata ai fini della connessione;
 - nel caso di impianti di produzione esistenti, il CCI deve essere installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 e la funzionalità PF2 deve essere attivata entro il 28 febbraio 2027,

affinché possano dare contributi ai fini della procedura RIGEDI a partire dalla primavera del 2027;

- c) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minori di 500 kW:
 - “impianti di produzione esistenti” sono gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici connessi o da connettere alle reti di media tensione, per i quali è presentata richiesta di connessione entro il 31 ottobre 2025 ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2027;
 - “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea.

Per tali impianti di produzione:

- o nel caso di impianti di produzione nuovi, il CCI deve essere installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 e la funzionalità PF2 deve essere attivata ai fini della connessione;
- o nel caso di impianti di produzione esistenti, il CCI può essere installato secondo una modalità “semplificata” puntualizzata dal CEI e la funzionalità PF2 deve essere attivata entro il 31 marzo 2027,

affinché possano dare contributi ai fini della procedura RIGEDI a partire dalla primavera del 2027;

- infine, la deliberazione 385/2025/R/eel, in relazione agli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minore di 1 MW (per i quali la deliberazione 540/2021/R/eel non aveva già previsto l’obbligo di installazione del CCI) ha previsto l’introduzione di un contributo forfetario per l’adeguamento analogo a quello già previsto da ultimo dalla deliberazione 540/2021/R/eel; esso non si pone l’obiettivo della copertura integrale dei costi ma quello di promuovere il rapido adeguamento degli impianti di produzione esistenti; più in dettaglio, è stato definito un contributo forfetario “base” che si riduce progressivamente nel tempo fino ad azzerarsi in corrispondenza della data entro cui gli impianti di produzione devono essere adeguati alle nuove prescrizioni di cui all’Allegato A.72;
- il contributo forfetario “base” di cui al precedente punto è stato finora quantificato in via provvisoria, rinviando a un successivo provvedimento la quantificazione definitiva previa analisi di ogni informazione e dato utile che i soggetti interessati potevano trasmettere all’Autorità entro il 31 ottobre 2025 e ferma restando la possibilità di prevedere opportuni studi e approfondimenti in merito;
- la deliberazione 385/2025/R/eel ha anche introdotto meccanismi automatici di sospensione dell’erogazione degli incentivi eventualmente spettanti e della remunerazione dell’energia elettrica immessa, nei casi di mancato rispetto delle tempistiche previste per l’adeguamento degli impianti di produzione esistenti; tali meccanismi non rappresentano una penalità (che sarebbe incoerente rispetto alla nuova versione del contratto di dispacciamento in vigore per la fase di consolidamento del TIDE come positivamente verificata dall’Autorità con la deliberazione 315/2025/R/eel), ma si configurano come un trattenimento temporaneo delle partite economiche a vario titolo spettanti, per stimolare i produttori a

completare rapidamente gli adeguamenti necessari ai fini dell'esercizio in sicurezza del SEN;

- la deliberazione 385/2025/R/eel ha, altresì, previsto che le imprese distributrici, entro il 28 febbraio 2026, adottino tutte le azioni di competenza affinché possano ricevere i segnali da Terna secondo quanto disposto dall'Allegato A.72 e possano inviare i conseguenti segnali ai produttori ai fini dell'attuazione della procedura RIGEDI; in analogia e in continuità con quanto previsto dalla deliberazione 540/2021/R/eel, le imprese distributrici a cui è intestata tale responsabilità possono avvalersi di altre imprese distributrici secondo modalità pattuite tra le parti;
- la deliberazione 385/2025/R/eel ha anche previsto che il CEI specifichi, entro il 31 ottobre 2025, come la Norma CEI 0-16, nonché le altre Norme CEI eventualmente impattate, debbano essere applicate tenendo conto di quanto disposto dall'Allegato A.72 nella versione risultante dalle modifiche verificate con la medesima deliberazione 385/2025/R/eel, con particolare riferimento agli impianti di produzione con potenza nominale uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW al fine di tenere conto delle semplificazioni ritenute accettabili dal medesimo Allegato A.72;
- la deliberazione 385/2025/R/eel ha, infine, previsto che la modalità di distacco basata sulla tecnologia GSM/GPRS, per ogni impianto di produzione soggetto agli obblighi di cui alla deliberazione 421/2014/R/eel, rimanga pienamente operativa fino all'effettiva attivazione delle nuove modalità di riduzione delle immissioni di energia elettrica di cui alla medesima deliberazione 421/2014/R/eel; inoltre, Terna e le imprese distributrici, secondo modalità definite da Terna, eseguono periodicamente dei test funzionali a garantire la piena operatività delle nuove modalità di riduzione delle immissioni di energia elettrica di cui alla deliberazione 385/2025/R/eel e delle modalità di distacco esistenti finché troveranno applicazione.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- a seguito della pubblicazione della deliberazione 385/2025/R/eel, alcuni produttori e relative associazioni, per quanto qui rileva, hanno evidenziato quanto segue:
 - relativamente agli impianti di produzione di tipo GDRM installati prima dell'applicazione della Norma CEI 0-16 Variante 1 (cioè prima del 2013), per i quali non sussisteva alcun obbligo di pilotabilità rispetto agli inverter, l'integrazione della funzionalità PF2 nel CCI potrebbe comportare per gli operatori numerosi adeguamenti impiantistici, molti dei quali economicamente onerosi: risulta infatti necessario installare diversi gruppi di misura che utilizzino dei trasformatori amperometrici (TA) e dei trasformatori voltmetrici (TV) dedicati, predisporre talvolta nuovi cablaggi in fibra ottica, realizzare aggiornamenti *hardware* e *software* degli inverter, adeguare i collegamenti e le comunicazioni alle cabine primarie. Va inoltre considerato che per alcuni impianti fotovoltaici di vecchia progettazione l'architettura di campo spesso non è standardizzata, per cui la predisposizione dei cablaggi risulta non solo economicamente onerosa, ma anche logisticamente complessa o addirittura infattibile. Similmente, alcuni inverter di costruzione datata presentano

complessità relative agli aggiornamenti necessari da richiedere ai fornitori (talvolta non più operanti nel mercato). Analogamente, impianti eolici datati necessitano di onerose attività di adeguamento sulle turbine, per consentirne la regolazione a distanza da parte del CCI. Allo scopo, alcuni soggetti hanno proposto di prevedere la possibilità di limitare la potenza dell'impianto di produzione, disconnettendo totalmente o parzialmente i generatori, tramite segnale del CCI, anche attraverso l'apertura di interruttori dell'impianto di produzione, oppure attraverso segnali di comando (interruzione dell'erogazione di potenza) disponibili nei generatori stessi, ad eccezione del dispositivo di interfaccia e del dispositivo generale;

- con riferimento agli impianti di produzione esistenti di tipo GDRM di taglia uguale o maggiore di 1 MW, le tempistiche per l'integrazione della funzionalità PF2 nel CCI e l'aggiornamento degli inverter (entro il 28 febbraio 2026) sono troppo stringenti in quanto: nel caso di inverter di potenza minore di 170 kW, occorrerebbe implementare modifiche impiantistiche ulteriori, rispetto agli aggiornamenti dei CCI e degli inverter richiesti, prevedendo ad esempio nuovi cablaggi che permettano la riduzione a zero della potenza attiva; per abilitare i gruppi di generazione o gli inverter a ricevere dei *setpoint* o dei limiti di produzione, si dovrà interagire con i registri di scrittura degli stessi (attività onerosa data la natura non standardizzata dei flussi comunicativi). Sempre con riferimento a tali impianti di produzione, avrebbe dovuto essere prevista l'erogazione di contributi forfettari per l'adeguamento, in quanto sono numerose le voci di costo per l'implementazione della funzionalità PF2, soprattutto nel caso in cui ciò richieda la sostituzione di inverter o pale eoliche;
- anche con riferimento agli impianti di produzione esistenti di tipo GDRM di taglia minore di 1 MW, le tempistiche per il completamento dell'installazione del CCI appaiono eccessivamente stringenti, in particolare le scadenze intermedie per godere dei contributi forfettari, tenendo conto che in questo caso occorre anche installare il CCI oltre che attivare la funzionalità PF2;
- pertanto, è necessario prevedere proroghe delle scadenze previste dall'Autorità (in merito, sono state formulate diverse proposte, anche differenziate in funzione delle taglie degli impianti di produzione, prevalentemente riconducibili a richieste di proroga di circa 12 mesi rispetto alle scadenze previste dall'Autorità con la deliberazione 385/2025/R/eel; una associazione di produttori ha ritenuto che, nel caso di impianti di potenza superiore a 500 kW, sia sufficiente una proroga di 6 mesi);
- nel caso degli impianti di produzione nuovi, occorrerebbe prevedere che gli obblighi di installazione del CCI e di attivazione della funzionalità PF2 possano essere soddisfatti anche a seguito dell'entrata in esercizio (ad esempio, successivamente all'entrata in esercizio e nel corso della durata dell'*Interim Operational Notification – ION*);
- al fine di garantire una coerente programmazione e gestione delle risorse coinvolte, sarebbe opportuno informare adeguatamente il *Balance Responsible*

Party (di seguito: BRP) circa l’attivazione di una procedura RIGEDI e non solo il produttore;

- sarebbe opportuno prevedere l’esclusione dall’applicazione della deliberazione 385/2025/R/eel per le Cooperative Elettriche Storiche, per i soli impianti di produzione destinati all’autoconsumo dei soci in quanto l’applicazione determinerebbe il mancato raggiungimento dello scopo mutualistico previsto negli Statuti delle medesime Cooperative;
- sarebbe necessario prevedere che l’individuazione della fattispecie “impianti esistenti” (che, nel caso di impianti di produzione di potenza minore di 1 MW, dà diritto a un contributo a parziale copertura dei costi di adeguamento) non sia vincolata alla data di entrata in esercizio in quanto quest’ultima potrebbe dipendere da azioni di competenza e nella responsabilità delle imprese distributrici;
- alcuni produttori e relative associazioni, come richiesto dalla deliberazione 385/2025/R/eel, entro la scadenza del 31 ottobre 2025 hanno anche trasmesso proprie valutazioni e proposte in merito all’entità del corrispettivo previsto a parziale copertura degli interventi di adeguamento degli impianti esistenti di potenza minore di 1 MW; tali dati assumeranno rilievo, congiuntamente a opportuni studi e approfondimenti in merito, ai fini della quantificazione definitiva di tale corrispettivo, da operare con successivo provvedimento previa consultazione;
- a seguito della pubblicazione della deliberazione 385/2025/R/eel, alcune imprese distributrici e relative associazioni, per quanto qui rileva, hanno evidenziato quanto segue:
 - le attività tecniche necessarie per consentire l’implementazione delle nuove disposizioni richiedono tempi notevolmente superiori rispetto a quelli prescritti. Infatti, per la piena attuazione di quanto disposto, è necessario progettare, realizzare e collaudare complessi sviluppi informatici e tecnologici dei sistemi centrali delle imprese distributrici, oltre che puntuali verifiche e collaudi della catena di comunicazione e attuazione *end-to-end*. Oltre alle attività precedentemente descritte, sarà necessario eseguire interventi sugli impianti in campo (ossia presso le cabine primarie e le cabine secondarie a cui sono connessi gli impianti di produzione); in particolare, sarà necessario procedere all’allestimento impiantistico e infrastrutturale mediante l’approvvigionamento e l’installazione di apparati di comunicazione e automazione su un numero di impianti molto elevato prefigurandosi, inoltre, il rischio che il mercato dei fornitori di apparati non riesca ad assicurare, con tempistiche ridotte, volumi eccezionali rispetto alle ordinarie necessità;
 - pertanto, è necessario disporre una proroga di almeno 12-15 mesi (non meno di 15 mesi secondo alcune imprese distributrici) della scadenza posta in capo alle imprese distributrici per l’adeguamento dei sistemi di propria competenza (28 febbraio 2026); è, altresì, necessario estendere le tempistiche stabilite per l’esecuzione da parte delle imprese distributrici dei collaudi finali, prevedendo il completamento degli stessi entro 6 mesi (anziché 2 mesi) dalla data della comunicazione di avvenuto adeguamento da parte del produttore o, se

successiva, dalla data di ultimazione degli sviluppi dei sistemi informatici delle imprese distributrici necessari per l'esecuzione dei medesimi collaudi, in considerazione dei volumi di attività presso gli impianti di produzione;

- le richieste di proroga delle scadenze poste in capo ai produttori e alle imprese distributrici sono state veicolate anche a Terna, in quanto esse sono state definite in funzione delle esigenze di esercizio in sicurezza del SEN, come più volte ribadite dalla medesima Terna.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- in attuazione della deliberazione 385/2025/R/eel, il CEI, in data 24 ottobre 2025, ha approvato la Variante 5 alla Norma CEI 0-16, prevedendo le seguenti modifiche:
 1. l'estensione del campo di applicazione del CCI ai generatori eolici e fotovoltaici con potenza uguale o maggiore di 100 kW (Allegato O);
 2. l'obbligatorietà della funzione PF2, denominata "Limitazione della Potenza Attiva", del CCI per gli impianti eolici e fotovoltaici con potenza uguale o maggiore di 100 kW (Allegati O e T);
 3. l'adeguamento della documentazione allegata al regolamento di esercizio per includere la funzione PF2, divenuta obbligatoria (Allegato U);
- con riferimento alle modifiche alla Norma CEI 0-16 che rilevano nel caso di impianti di produzione entrati in esercizio prima del 2013, nell'Allegato O alla Norma CEI 0-16, al paragrafo O.9.2.2 relativo alla limitazione della potenza attiva su comando esterno delle imprese distributrici, è stato introdotto il seguente capoverso: "*Tale funzione riduce la potenza mantenendola al di sotto del valore di soglia ricevuto, compatibilmente con le caratteristiche delle Unità di Generazione.*" Il principio introdotto – cioè che la limitazione della potenza attiva sia attuata compatibilmente con le caratteristiche tecniche delle unità di generazione – assume rilievo anche con riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici più datati (ad esempio, entrati in esercizio prima del 2013), i cui inverter o le cui pale eoliche non sono in grado di ricevere comandi esterni e quindi di attuare la funzione PF2 di limitazione della potenza attiva. Per tali impianti di produzione, una risposta a gradini fino all'azzeramento completo della produzione risponde a quanto accettato dalla Norma CEI 0-16 per i nuovi impianti di produzione: pertanto, per adempiere alle disposizioni di cui alla deliberazione 385/2025/R/eel non è necessaria la sostituzione di inverter o pale eoliche ma può essere sufficiente l'attuazione della limitazione tramite lo spegnimento progressivo degli inverter o tramite l'orientamento delle pale eoliche e/o spegnimento delle singole turbine eoliche;
- con riferimento alle modifiche alla Norma CEI 0-16 rilevanti nel caso di impianti di produzione con potenza nominale uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW, tenendo conto delle semplificazioni ritenute accettabili dal medesimo Allegato A.72, la Variante 5 alla Norma CEI 0-16 ha introdotto le seguenti semplificazioni:
 - si accetta che l'intera catena di acquisizione e trasduzione delle grandezze elettriche possa avere un errore massimo complessivo del 5%;

- per gli impianti eolici e fotovoltaici i cui consumi sono limitati ai servizi ausiliari non è richiesta la misura separata dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa.

È stata mantenuta la possibilità di utilizzare trasformatori amperometrici (TA) e trasformatori voltmetrici (TV) di protezione per l'acquisizione delle misure necessarie al funzionamento del CCI, come già previsto nelle formulazioni precedenti della Norma CEI 0-16, nel rispetto del requisito sull'errore massimo complessivo di cui ai punti precedenti.

CONSIDERATO CHE:

- il TIDE, tra l'altro, definisce i criteri sulla base dei quali Terna individua i servizi ancillari necessari per l'esercizio in sicurezza del SEN e si approvvigiona delle risorse necessarie allo scopo;
- tra i servizi ancillari il TIDE annovera la modulazione straordinaria a scendere, nell'ambito del quale si inseriscono i distacchi attuati tramite procedura RIGEDI; tale servizio di modulazione, in quanto di natura straordinaria, costituisce parte integrante del piano di difesa redatto e periodicamente aggiornato da Terna in coerenza con il regolamento *Emergency & Restoration*;
- l'articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23 prevede che Terna, sulla base degli indirizzi del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e dei criteri e delle modalità definite dall'Autorità, possa implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del SEN, anche mediante il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi;
- l'Autorità ha attuato quanto di propria competenza con le disposizioni di cui alla Sezione 4-31.10 “Servizio di riduzione dei prelievi” del TIDE, prevedendo che Terna, nell'ambito dei meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del SEN di cui all'articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23, possa proporre l'approvvigionamento a titolo sperimentale di un servizio di riduzione dei prelievi, con attivazione del servizio notificata entro il secondo giorno antecedente a quello oggetto di riduzione e senza alcuna compensazione per il BRP al fine di stimolare la riduzione degli acquisti già sul mercato del giorno prima;
- per l'anno 2025, Terna ha proposto all'Autorità un regolamento per il servizio di riduzione dei prelievi; esso è stato approvato dall'Autorità con la deliberazione 517/2024/R/eel.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la lettera del 31 ottobre 2025, Terna, facendo seguito alla propria comunicazione del 9 luglio 2025, ha trasmesso all'Autorità un aggiornamento in merito alle azioni necessarie per la gestione in sicurezza del SEN già a partire dalla primavera 2026 alla luce delle previsioni più aggiornate sulla disponibilità dei margini a scendere e dello stato di attuazione delle misure finora considerate;

- in particolare, Terna ha nuovamente ribadito che l'evoluzione del SEN sta ponendo complessità di esercizio sempre più rilevanti relative alla gestione di fenomeni di *overgeneration* che potrebbero comportare situazioni di sovrafrequenza nella rete interconnessa europea; tali criticità si presenteranno in forma molto più pronunciata già a partire dalla primavera 2026 in ragione dell'ulteriore aumento di capacità produttiva rinnovabile non programmabile rispetto a maggio 2025 (circa 4,1 GW attesi sulle reti di media e bassa tensione); al riguardo, con riferimento alla generazione distribuita, l'attuazione della deliberazione 385/2025/R/eel nei tempi previsti avrebbe consentito di aumentare la capacità modulabile per quantitativi confrontabili;
- le simulazioni condotte da Terna su base probabilistica al fine di stimare i margini a scendere disponibili già a partire dalla primavera 2026, nell'ipotesi di non disporre degli effetti della deliberazione 385/2025/R/eel e continuando ad avvalersi solo della precedente procedura RIGEDI, tenendo conto della proiezione della crescita di capacità rinnovabile installata, delle previsioni probabilistiche del fabbisogno elettrico e della producibilità delle varie fonti energetiche, delle previsioni di entrata in esercizio della nuova capacità di accumulo, evidenziano una riduzione dei margini a scendere disponibili rispetto alla primavera 2025;
- pertanto, secondo Terna, viste le criticità nel rispetto delle tempistiche previste per l'implementazione delle nuove modalità di modulazione tramite CCI e le simulazioni dei margini a scendere disponibili per la primavera 2026, è necessaria l'implementazione rapida di ulteriori azioni, affinché i relativi effetti siano disponibili già a partire dalla primavera 2026. Tra di esse, le misure emergenziali che potrebbero apportare il maggiore contributo nel breve periodo potrebbero essere le seguenti:
 - contratti di riserva transfrontaliera da stipulare con operatori esteri selezionati in esito a una procedura concorsuale. Con la stipula di tali contratti, gli operatori esteri selezionati si impegnano a fornire a Terna riserva a scendere, nei momenti critici, a fronte del riconoscimento di un premio. Tale misura consentirebbe, limitatamente alla capacità contrattualizzata, di rendere gli scambi con l'estero "modulabili" (in funzione delle esigenze di gestione in sicurezza del SEN);
 - contratti con clienti finali per aumento della domanda industriale. Terna propone un meccanismo concorsuale per l'approvvigionamento della disponibilità a garantire un quantitativo minimo di prelievo, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso. Il meccanismo dovrebbe consentire di avere non solo la certezza di un quantitativo minimo di prelievo industriale, ma anche di ottenere nelle giornate più critiche (es: Pasqua, Lunedì dell'Angelo, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno) un incremento dei prelievi.

Al tempo stesso, Terna propone di:

- introdurre forme di penalizzazione economica nei confronti dei produttori che non eseguono correttamente gli ordini di modulazione straordinaria a scendere;
- estendere a tutti gli impianti fotovoltaici ed eolici esistenti connessi in alta tensione l'obbligo di installazione dell'UPDM (Unità Periferica di Distacco e Monitoraggio) ai fini dell'asservimento al sistema di difesa, con priorità per gli

impianti di produzione di taglia maggiore, affinché tale obbligo trovi applicazione anche per gli impianti fotovoltaici ed eolici entrati in esercizio rispettivamente prima della data di entrata in vigore dell'Allegato A.17 (anno 2008) e dell'Allegato A.68 (anno 2012);

- incrementare la possibilità di modulazione della capacità di generazione attualmente non modulata a causa della presenza di vincoli tecnici (ad esempio impianti termoelettrici asserviti a processi industriali essenziali quali raffinerie e impianti chimici, termovalorizzatori, impianti idroelettrici), tramite l'analisi delle singole situazioni;
- incrementare le prove per testare la reale raggiungibilità e distaccabilità delle risorse tramite l'attuale tecnologia GSM/GPRS, nelle more dell'installazione e messa in esercizio del CCI e definire eventuali azioni correttive per aumentare l'affidabilità della raggiungibilità/distaccabilità tramite GSM/GPRS;
- con la lettera del 12 dicembre 2025, Terna ha fornito un ulteriore aggiornamento in merito alle azioni necessarie per la gestione in sicurezza del SEN nella primavera 2026 e nella primavera 2027. Al riguardo, dando seguito alla lettera del 31 ottobre 2025, Terna ha evidenziato:
 - che sono in corso interlocuzioni con le imprese distributrici al fine di garantire la massima efficacia possibile della procedura RIGEDI approvata con la deliberazione 421/2014/R/eel, pur tenendo conto delle criticità intrinseche della tecnologia GSM/GPRS in termini di obsolescenza tecnologica e scarsa affidabilità, nell'ipotesi che tale procedura continui a trovare applicazione per un periodo superiore rispetto a quello ipotizzato a seguito dell'approvazione della deliberazione 385/2025/R/eel;
 - di avere posto in consultazione un aggiornamento del regolamento per il servizio di riduzione dei prelievi approvato dall'Autorità con la deliberazione 517/2024/R/eel, prevedendo, per l'anno 2026, una più generica modulazione dei prelievi che contempli sia richieste di riduzione fino all'azzeramento sia richieste di incremento dei prelievi al fine di compensare la produzione da fonti rinnovabili non programmabili in eccesso;
 - di avere predisposto, ai fini di una propria consultazione, la proposta di regolamento per lo svolgimento della procedura concorsuale per la selezione degli operatori esteri che si impegnino a fornire riserva a scendere, nelle giornate critiche, a fronte del riconoscimento di un premio;
 - che sono in corso azioni per rendere modulabile anche la capacità di generazione termoelettrica attualmente gestita come incomprimibile, tramite attività di confronto con i produttori per concordare le modalità operative per massimizzare la disponibilità di modulazione straordinaria a scendere di tali impianti di produzione nel rispetto dei vincoli operativi connessi ai processi industriali;
 - che, con riferimento alla riserva a scendere offerta dagli impianti idroelettrici, sono in corso attività di confronto con i produttori per massimizzare la disponibilità alla modulazione straordinaria;
 - che, alla luce di quanto rappresentato, è possibile prorogare le tempistiche previste dalla deliberazione 385/2025/R/eel: in particolare, è necessario che gli

adeguamenti a carico delle imprese distributrici (sui sistemi centrali e sulla relativa infrastruttura di comunicazione) siano completati con tempistiche coerenti con quelle poste in capo ai produttori, e comunque non oltre il 28 febbraio 2027. Ciò al fine di potere gestire l'esercizio del SEN a partire dalla primavera 2027 anche con i CCI per gli impianti di produzione di taglia uguale o maggiore di 1 MW;

- che, per il futuro, sarà necessario introdurre strumenti per il distacco da remoto di tutta la generazione distribuita, ivi inclusi gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione e, più in generale, gli impianti di produzione attualmente non ricompresi nel perimetro di applicazione della procedura RIGEDI.

RITENUTO CHE:

- le modifiche alla Norma CEI 0-16 che rilevano nel caso di impianti di produzione entrati in esercizio prima del 2013 consentano di superare le criticità individuate dai produttori e relative associazioni in merito agli impianti di produzione di tipo GDRM installati prima dell'applicazione della Norma CEI 0-16 Variante 1 (cioè prima del 2013), in quanto consentono di evitare la sostituzione di inverter e/o pale eoliche; ciò riduce anche l'esigenza manifestata dai produttori di prevedere un corrispettivo a copertura dei costi di adeguamento degli impianti aventi potenza uguale o maggiore di 1 MW;
- le proposte formulate da Terna, con la lettera del 31 ottobre 2025, in merito ai contratti di riserva transfrontaliera da stipulare con operatori esteri e ai contratti con clienti finali per l'aumento della domanda industriale, siano meritevoli di accoglimento in quanto contribuiscono alla gestione in sicurezza del SEN;
- sia allo scopo necessario:
 - integrare i criteri di cui alla Sezione 4-31.10 “Servizio di riduzione dei prelievi” del TIDE al fine di includere nel novero dei meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del SEN di cui all'articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23 anche la possibilità di incrementare i prelievi; tali criteri trovino immediata applicazione e siano poi resi definitivi integrandoli nella sopracitata Sezione del TIDE al primo aggiornamento del medesimo successivo all'adozione del presente provvedimento;
 - prevedere che Terna sottoponga all'Autorità, per propria verifica, in tempo utile affinché possano trovare applicazione già a partire dalla primavera 2026, i regolamenti relativi alle:
 - procedure concorsuali per selezionare operatori esteri ai fini della fornitura di riserva a scendere transfrontaliera, nei momenti critici, a fronte del riconoscimento di un premio;
 - procedure concorsuali per l'approvvigionamento a titolo sperimentale di un servizio di modulazione dei prelievi inquadrato nell'ambito dei meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del SEN di cui all'articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23, che integri sia riduzioni dei prelievi fino

all’azzeramento sia incrementi degli stessi in funzione delle esigenze del SEN nei periodi critici, in coerenza con la proposta di regolamento già consultata;

- individuare fin da ora le modalità di copertura dei costi derivanti dalle procedure concorsuali di cui al precedente alinea nell’ambito del corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 del TIDE, prevedendo che:
 - i costi per la selezione di operatori esteri ai fini della fornitura di riserva a scendere transfrontaliera siano contabilizzati nell’ambito del corrispettivo unitario *other* di cui alla Sezione 4-25.8 “Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento” del TIDE e in particolare nel punto 13 della Sezione 4-25.8.2 “Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo unitario”;
 - i costi per l’approvvigionamento a titolo sperimentale del servizio di modulazione dei prelievi siano contabilizzati nell’ambito del corrispettivo unitario *madrid* di cui alla Sezione 4-25.6 “Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a salire e del servizio di riduzione dei prelievi” e in particolare nell’ambito del corrispettivo P_{rid}^y di cui alla Sezione 4-25.6.6 “Corrispettivo unitario relativo ai costi per il servizio di riduzione dei prelievi”;
- le altre proposte formulate da Terna nella lettera del 31 ottobre 2025, come precedentemente richiamate, siano meritevoli di approfondimento. Alcune di esse sono parzialmente già previste dalla regolazione vigente: ad esempio, la deliberazione 385/2025/R/eel ha già previsto che, con un successivo provvedimento, sarebbero state definite penalità nel caso di mancata ottemperanza, da parte dei produttori interessati, a quanto previsto dalla medesima deliberazione 385/2025/R/eel e nel caso in cui le funzionalità dei CCI non venissero mantenute attive nel tempo, a seguito della loro installazione (al momento, la deliberazione 385/2025/R/eel prevede solo la sospensione della valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete nelle more dell’avvenuto adeguamento, ferma restando che tali partite economiche siano erogate al termine del medesimo adeguamento); inoltre, la deliberazione ARG/elt 5/10 già prevede l’obbligo di installazione dell’UPDM nel caso di impianti fotovoltaici ed eolici non già soggetti a tale obbligo, seppur solo nel caso di scarsa *performance* nell’erogazione dei servizi di modulazione straordinaria a scendere (al momento individuata da un indice IA inferiore a 0,6 e tuttora oggetto di revisione); tale previsione dal 1 febbraio 2026 confluisce nel TIDE, rimanendo immutata nei contenuti;
- sia opportuno accogliere le richieste formulate dalle imprese distributrici in merito alla proroga della tempistica prevista dalla deliberazione 385/2025/R/eel per l’adeguamento dei sistemi di propria competenza, prevedendo che essa sia posticipata di 12 mesi; sia altresì opportuno prevedere che, con esclusivo riferimento agli impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW (cioè quelli per i quali è previsto anche l’obbligo di nuovo installazione del CCI), le imprese distributrici possano richiedere l’estensione del periodo di esecuzione delle verifiche di competenza (attualmente posto pari a 2 mesi dalla data della comunicazione di

avvenuto adeguamento da parte del produttore o, se successiva, dalla data di ultimazione degli sviluppi dei sistemi informatici delle imprese distributrici), qualora dimostrino l'impossibilità del loro completamento nel tempo previsto in considerazione della numerosità degli impianti di produzione coinvolti e della contemporaneità dell'effettiva conclusione degli interventi in capo ai produttori;

- sia, altresì, opportuno accogliere le richieste formulate dai produttori in merito alla proroga delle tempistiche previste dalla deliberazione 385/2025/R/eel, prevedendo che esse siano posticipate:
 - di 10 mesi in relazione agli impianti di produzione esistenti con potenza superiore o uguale a 1 MW (dal 28 febbraio 2026 al 31 dicembre 2026) e agli impianti di produzione esistenti con potenza uguale o maggiore di 500 kW e minore di 1 MW (dal 28 febbraio 2027 al 31 dicembre 2027), affinché gli interventi dai medesimi effettuati possano progressivamente già essere verificabili da parte delle imprese distributrici non appena queste ultime termineranno gli interventi di propria competenza e in modo che la loro effettiva distaccabilità nell'ambito della procedura RIGEDI sia pienamente operativa rispettivamente per la primavera 2027 e per la primavera 2028;
 - di 12 mesi in relazione agli impianti di produzione esistenti con potenza uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW (dal 31 marzo 2027 al 31 marzo 2028), essendo i più numerosi;
- sia contestualmente necessario rivedere le tempistiche relative alla progressiva riduzione del contributo forfetario per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti con potenza inferiore a 1 MW, estendendo di 10 mesi il periodo durante il quale viene erogato il contributo pieno e prevedendo l'azzeramento del contributo decorsi 3 mesi dal termine inizialmente previsto per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti anziché contestualmente alla nuova scadenza posticipata prevista per l'adeguamento, anche al fine di promuovere il più possibile l'accelerazione dell'esecuzione degli interventi di adeguamento in vista della primavera 2027;
- conseguentemente, non sia necessario accogliere le richieste di prevedere che, nel caso degli impianti di produzione nuovi, gli obblighi di installazione del CCI e di attivazione della funzionalità PF2 possano essere soddisfatti anche a seguito dell'entrata in esercizio in quanto la proroga delle scadenze dovrebbe ridurre i rischi correlati alla non disponibilità dei CCI. Peraltro, l'*Interim Operational Notification – ION* trova applicazione per gli impianti di produzione connessi alla RTN, come specificato nel Codice di Rete di Terna;
- non sia opportuno modificare con il presente provvedimento l'entità dei corrispettivi in quanto essa sarà determinata, in via definitiva, con successivo provvedimento (previa consultazione) anche tenendo conto delle osservazioni trasmesse dai produttori ai sensi della deliberazione 385/2025/R/eel;
- non sia opportuno accogliere la proposta avanzata in relazione alle Cooperative Elettriche Storiche in quanto gli impianti di produzione ad esse afferenti e nella titolarità dei soci sono comunque connessi alle reti di distribuzione e partecipano all'esercizio in sicurezza del SEN;

- sia opportuno dare mandato a Terna per definire, anche in coordinamento con il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. ove necessario, le modalità e le tempistiche sulla base delle quali, nel caso in cui sia attivata la procedura RIGEDI, sia data comunicazione ai BRP nei cui contratti di dispacciamento rientrano gli impianti di produzione coinvolti nella medesima procedura, sulla base delle informazioni rese disponibili a Terna dalle imprese distributrici;
- sia, altresì, opportuno che Terna comunichi ai BRP l'inadempienza dei produttori agli obblighi di cui alla deliberazione 385/2025/R/eel non appena disponga dell'informazione resa disponibile da parte delle imprese distributrici, affinché i BRP siano a conoscenza della successiva eventuale sospensione dei pagamenti inerenti all'energia elettrica immessa; l'effettiva sospensione dei pagamenti è comunque effettuata sulla base degli elementi resi disponibili dalle imprese distributrici;
- sia opportuno accogliere la richiesta presentata da alcuni produttori e relative associazioni in merito alla definizione di "impianti esistenti" affinché essa non sia vincolata alla data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione (ma solo alla data di richiesta della connessione) in modo che l'eventuale corrispettivo spettante non dipenda da azioni di competenza e nella responsabilità delle imprese distributrici;
- sia, infine, necessario prevedere che Terna, in attuazione della deliberazione 421/2014/R/eel, aggiorni l'Autorità in merito a eventuali inadempienze da parte dei produttori e/o delle imprese distributrici alle previsioni di cui alla medesima deliberazione, sulla base degli elementi nella propria disponibilità (ivi incluse le informazioni di cui al comma 2.8 della deliberazione 421/2014/R/eel), affinché l'Autorità possa adottare le necessarie azioni di *enforcement*, in quanto la medesima deliberazione 421/2014/R/eel continuerà a trovare applicazione per un periodo superiore rispetto a quello ipotizzato in fase di definizione della deliberazione 385/2025/R/eel; sia, altresì, necessario che le imprese distributrici di riferimento trasmettano all'Autorità una relazione dalla quale emergano le azioni svolte, in attuazione della deliberazione 421/2014/R/eel, per verificare, con la periodicità prevista dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16, il permanere del corretto funzionamento dei sistemi installati dai produttori atti a consentire il teledistacco da remoto, nonché una sintesi dei risultati emersi durante tali verifiche e delle azioni conseguenti come previste dalla medesima deliberazione 421/2014/R/eel.

RITENUTO CHE:

- il presente provvedimento possa essere adottato senza una preventiva consultazione, come previsto dalla deliberazione 649/2014/A, in quanto atto attuativo della deliberazione 385/2025/R/eel, tenendo conto di alcune osservazioni formulate dai soggetti coinvolti a seguito dell'entrata in vigore della medesima deliberazione 385/2025/R/eel;

- il presente provvedimento sia indifferibile e urgente in quanto posticipa scadenze, tra loro correlate, poste in capo a produttori e le imprese distributrici, la prima delle quali è attualmente fissata al 28 febbraio 2026

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione dell’Autorità 385/2025/R/eel nei seguenti punti:
 - all’articolo 2, comma 2.2, lettera d), punto i., le parole “ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2026” sono soppresse;
 - all’articolo 2, comma 2.2, lettera e), punto i., le parole “ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2027” sono soppresse;
 - all’articolo 2, comma 2.2, lettera f), punto i., le parole “ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2027” sono soppresse;
 - all’articolo 3, comma 3.2, le parole “31 ottobre 2025” sono sostituite dalle parole: “31 ottobre 2026”;
 - all’articolo 5, comma 5.1, le parole “28 febbraio 2026” sono sostituite dalle parole: “31 dicembre 2026 o entro la data di entrata in esercizio se successiva”;
 - all’articolo 5, comma 5.2, le parole “28 febbraio 2027” sono sostituite dalle parole: “31 dicembre 2027 o entro la data di entrata in esercizio se successiva”;
 - all’articolo 5, comma 5.3, le parole “31 marzo 2027” sono sostituite dalle parole: “31 marzo 2028 o entro la data di entrata in esercizio se successiva”;
 - all’articolo 5, comma 5.6, le lettere a), b), c) e d) sono sostituite dalle seguenti lettere:
 - a) 1, nel caso di invio entro il 31 dicembre 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - b) 0,80, nel caso di invio tra il 1 gennaio 2027 e il 28 febbraio 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - c) 0,40, nel caso di invio tra il 1 marzo 2027 e il 31 maggio 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - d) 0, nel caso di invio successivo al 31 maggio 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento.”;
 - all’articolo 5, comma 5.7, le lettere a), b), c) e d) sono sostituite dalle seguenti lettere:
 - a) 1, nel caso di invio entro il 31 gennaio 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - b) 0,80, nel caso di invio tra il 1 febbraio 2027 e il 31 marzo 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - c) 0,40, nel caso di invio tra il 1 aprile 2027 e il 30 giugno 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
 - d) 0, nel caso di invio successivo al 30 giugno 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento.”;

- all'articolo 5, comma 5.8, le parole "Entro due mesi" sono sostituite dalle seguenti "Entro due mesi dal termine delle attività di propria competenza di cui al comma 6.1 o, se successivo, entro due mesi";
 - all'articolo 5, al termine del comma 5.8 sono aggiunte le seguenti parole "Con esclusivo riferimento agli impianti di produzione di potenza inferiore a 1 MW, le imprese distributrici possono richiedere l'estensione del periodo di esecuzione delle verifiche qualora dimostrino l'impossibilità del loro completamento nel tempo previsto, in considerazione della numerosità degli impianti di produzione coinvolti e della contemporaneità dell'effettiva conclusione degli interventi in capo ai produttori.";
 - all'articolo 6, comma 6.1, le parole "28 febbraio 2026" sono sostituite dalle seguenti parole: "28 febbraio 2027, dando priorità alle aree geografiche in cui è più elevata la probabilità di attivazione della procedura RIGEDI come eventualmente evidenziate da Terna,";
 - all'articolo 6, comma 6.2, le parole "31 marzo 2026" sono sostituite dalle seguenti parole: "31 marzo 2027";
 - all'articolo 6, comma 6.3, le parole "31 maggio 2026" sono sostituite dalle seguenti parole: "31 maggio 2027";
 - al termine del comma 8.5, lettera b), sono inserite le seguenti parole "Per le finalità di cui alla presente lettera, Terna, dopo aver ricevuto la comunicazione da parte dell'impresa distributrice, comunica a ciascun BRP l'elenco dei produttori inadempienti rientranti nel contratto di dispacciamento del medesimo BRP nonché il successivo avvenuto adempimento; l'effettiva sospensione dei pagamenti è comunque effettuata sulla base degli elementi resi disponibili dalle imprese distributrici.";
2. di dare mandato a Terna affinché, anche in coordinamento con il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. ove necessario, definisca le modalità e le tempistiche sulla base delle quali, nel caso in cui sia attivata la procedura RIGEDI, sia data comunicazione ai BRP nei cui contratti di dispacciamento rientrano gli impianti di produzione coinvolti nella medesima procedura, sulla base delle informazioni rese disponibili a Terna dalle imprese distributrici;
 3. di prevedere che Terna, in attuazione della deliberazione dell'Autorità 421/2014/R/eel, entro il 28 febbraio 2026 trasmetta all'Autorità l'elenco dei produttori e delle imprese distributrici inadempienti alle previsioni di cui alla medesima deliberazione dell'Autorità 421/2014/R/eel, sulla base degli elementi nella propria disponibilità, ivi incluse le informazioni di cui al comma 2.8 della deliberazione dell'Autorità 421/2014/R/eel;
 4. di prevedere che le imprese distributrici di riferimento, entro il 28 febbraio 2026, trasmettano all'Autorità una relazione dalla quale emergano le azioni svolte, in attuazione del comma 5.1 della deliberazione dell'Autorità 421/2014/R/eel, per verificare, con la periodicità prevista dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16, il permanere del corretto funzionamento dei sistemi installati dai produttori atti a consentire il teledistacco da remoto, nonché una sintesi dei risultati emersi durante

tali verifiche e delle azioni conseguenti come previste dal comma 5.2 della medesima deliberazione dell'Autorità 421/2014/R/eel;

5. di integrare i criteri di cui alla Sezione 4-31.10 “Servizio di riduzione dei prelievi” del TIDE includendo nel novero dei meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale di cui all'articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23 anche la possibilità di incrementare i prelievi;
6. di prevedere che Terna sottoponga all'Autorità, per propria verifica, in tempo utile affinché possano trovare applicazione già a partire dalla primavera 2026, i regolamenti relativi alle procedure concorsuali per selezionare operatori esteri ai fini della fornitura di riserva a scendere transfrontaliera e per l'approvvigionamento a titolo sperimentale di un servizio di modulazione, anche in aumento, dei prelievi;
7. di prevedere che i costi derivanti dalle procedure concorsuali di cui al punto 6. trovino copertura nell'ambito del corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 del TIDE secondo le modalità specificate in premessa;
8. di prevedere che la presente deliberazione, nonché la deliberazione dell'Autorità 385/2025/R/eel come modificata con la presente deliberazione, sono pubblicati nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

23 dicembre 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini