

**DELIBERAZIONE 5 AGOSTO 2025**

**385/2025/R/EEL**

**VERIFICA DI CONFORMITÀ DELLE MODIFICHE ALL’ALLEGATO A.72 AL CODICE DI RETE  
DI TERNA S.P.A. E DEFINIZIONE DEGLI ULTERIORI INTERVENTI RELATIVI AGLI IMPIANTI  
DI GENERAZIONE DISTRIBUITA FINALIZZATI A GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA  
ELETTRICO NAZIONALE**

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

Nella 1351<sup>a</sup> riunione del 5 agosto 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 (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 (di seguito: regolamento RfG – *Requirements for Generators*);
- 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*);
- 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 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: 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 (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 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 (di seguito: deliberazione 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, 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 (di seguito: Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte o TIPPI);
- 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 (di seguito: deliberazione 340/2025/E/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.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 anche: Terna) del 10 giugno 2025, prot. Autorità 41187 del 10 giugno 2025 (di seguito: lettera 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 al Codice di Rete, 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 al Codice di Rete.

**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 Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: 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.

**CONSIDERATO CHE:**

- l’Autorità, per quanto di rilievo ai fini del presente provvedimento, con riferimento agli impianti di produzione di GD ha finora previsto quanto di seguito descritto;
- l’Autorità ha verificato, inizialmente con la deliberazione 344/2012/R/eel e successivamente con la deliberazione 421/2014/R/eel (a seguito del relativo aggiornamento), l’Allegato A.72 al Codice di rete che disciplina la procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (di seguito: RIGEDI);
- l’Allegato A.72 al Codice di rete attualmente vigente trova applicazione per gli impianti fotovoltaici ed eolici aventi potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 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 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 deliberazione 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 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 GDPROM: 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;

- con la deliberazione 421/2014/R/eel, per quanto di rilievo ai fini del presente provvedimento, l'Autorità ha, anche:
  - previsto che la procedura RIGEDI trovi applicazione a decorrere dal 1 settembre 2015;
  - avviato un percorso di adeguamento alle prescrizioni di cui al Paragrafo 8.8.6.5 e all'Allegato M alla Norma CEI 0-16 per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere in media tensione per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa sia antecedente al 1 gennaio 2013 (per tali impianti di produzione, tali disposizioni non trovavano già attuazione), prevedendo che l'adeguamento terminasse entro il 31 gennaio 2016 oppure entro la data di entrata in esercizio qualora successiva;
  - definito un contributo forfetario per l'adeguamento, secondo modalità analoghe a quelle già adottate con la deliberazione 84/2012/R/eel (inerente all'adeguamento degli impianti di generazione ai requisiti di connessione di cui all'Allegato A.70 al Codice di Rete), finalizzato a promuovere la rapida implementazione, da parte dei produttori, di quanto di competenza;
  - previsto che il contributo forfetario per l'adeguamento di cui al precedente alinea si riducesse, secondo uno schema concettualmente analogo a quello già implementato con la deliberazione 84/2012/R/eel, fino ad azzerarsi nel caso in cui l'implementazione, da parte dei produttori, della parte del sistema di teledistacco di propria competenza fosse successiva al 31 agosto 2015;
  - previsto, pertanto, che il contributo forfetario per l'adeguamento fosse posto pari a:
    - i. 800 € per ciascun impianto di produzione nei casi in cui siano presenti tre o più sistemi di protezione di interfaccia;
    - ii. 650 € per ciascun impianto di produzione nei casi in cui siano presenti due sistemi di protezione di interfaccia;
    - iii. 500 € per ciascun impianto di produzione nei casi in cui sia presente un solo sistema di protezione di interfaccia,
- nel caso di produttori che completassero l'adeguamento entro il 30 giugno 2015; e che, invece, il contributo forfetario per l'adeguamento fosse convenzionalmente posto pari alla metà dei valori precedentemente indicati nel caso di produttori che completassero l'adeguamento tra il 1 luglio 2015 e il 31 agosto 2015;
- previsto che le imprese distributrici di riferimento implementassero entro il 31 agosto 2015 un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco (per le imprese distributrici che disponevano solo di una o più cabine primarie non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale la scadenza era prevista per il 31 gennaio 2016); e che i costi sostenuti dalle medesime imprese distributrici per gli investimenti derivanti dalla

medesima deliberazione 421/2014/R/eel trovassero copertura tramite le tariffe di distribuzione;

- previsto che le imprese distributrici di riferimento verificassero l'effettiva installazione, da parte dei produttori per cui vige l'obbligo ed entro le tempistiche definite dalla medesima deliberazione 421/2014/R/eel, dei sistemi atti a consentire il teledistacco da remoto nonché il loro corretto funzionamento; e che tali verifiche fossero effettuate tramite prove da remoto in relazione all'effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale;
- previsto che, qualora fosse stato riscontrato per almeno tre volte un esito negativo delle verifiche di cui al precedente alinea, l'impresa distributrice di riferimento effettuasse un sopralluogo presso l'impianto di produzione per verificare l'avvenuta installazione dei dispositivi richiesti e i motivi del mancato funzionamento;
- definito modalità analoghe a quelle già implementate con la deliberazione 84/2012/R/eel in relazione alla sospensione degli incentivi nel caso di esito negativo del procedimento di verifica di cui ai precedenti alinea o nel caso in cui vi fosse l'evidenza di disapplicazioni della medesima deliberazione 421/2014/R/eel;
- raccomandato al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito anche: GSE), nel caso di esito negativo del procedimento di verifica di cui ai precedenti alinea o nel caso in cui vi fosse l'evidenza di disapplicazioni della medesima deliberazione 421/2014/R/eel, di sospendere le convenzioni di scambio sul posto e di ritiro dedicato, almeno nel caso di impianti di produzione che non hanno diritto agli incentivi e che accedono a tali regimi amministrati;
- 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;

- ai fini dell'applicazione della deliberazione 540/2021/R/eel sono stati definiti:
  - “impianti di produzione esistenti” gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza uguale o maggiore di 1 MW ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2023;
  - “impianti di produzione nuovi” gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza uguale o maggiore di 1 MW ed entrati in esercizio dal 1 aprile 2023;
- la deliberazione 540/2021/R/eel ha, altresì, previsto che:
  - fosse in capo ai singoli produttori la responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei CCI, sia nel caso di nuovi impianti di produzione sia nel caso di impianti di produzione esistenti connessi (o da connettere) alle reti di media tensione e di potenza uguale o maggiore di 1 MW;
  - fosse in capo alle imprese distributrici (non solo le imprese distributrici di riferimento) la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio ai sensi del Codice di rete di Terna, nonché la loro gestione e messa a disposizione di Terna secondo le modalità concordate tra Terna e le imprese distributrici e previste dal medesimo Codice di rete;
  - le imprese distributrici a cui è intestata la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio ai sensi del Codice di rete di Terna di cui al precedente alinea potessero avvalersi di altre imprese distributrici secondo modalità pattuite tra le parti;
  - nel caso di impianti di produzione esistenti, i produttori adeguassero gli impianti di produzione di cui sono responsabili, installando i CCI, e comunicassero entro il 31 maggio 2024 l'avvenuto adeguamento all'impresa distributrice secondo le modalità previste dall'articolo 4 della deliberazione 540/2021/R/eel;
  - nel caso di impianti di produzione esistenti, venisse riconosciuto, da parte delle imprese distributrici, un contributo forfetario per l'adeguamento, decrescente nel tempo a partire da un valore “base” pari a 10.000 euro per ciascun impianto di produzione adeguato secondo uno schema concettualmente analogo a quello già implementato con la deliberazione 84/2012/R/eel e finalizzato ad accelerare il percorso di adeguamento;
- Terna, con la lettera del 10 giugno 2025, ha trasmesso all'Autorità la relazione ai sensi del comma 5.4 della deliberazione 540/2021/R/eel con cui ha evidenziato, tra l'altro, lo stato di adeguamento (e di non adeguamento) degli impianti di produzione esistenti ai sensi di quanto previsto dall'articolo 4 della deliberazione 540/2021/R/eel;

- tenuto conto della relazione di cui al precedente punto, l'Autorità, con la deliberazione 340/2025/E/eel, ha, tra l'altro e per quanto di rilievo ai fini del presente provvedimento:
  - intimato ai produttori inadempienti di ottemperare agli obblighi di adeguamento previsti dall'articolo 4 della deliberazione 540/2021/R/eel entro il 31 ottobre 2025;
  - previsto che le imprese distributrici sulla cui rete sono connessi impianti di produzione non ancora adeguati comunichino tempestivamente a Terna e al GSE l'avvenuto adeguamento degli impianti di produzione oggetto dell'intimazione ad adempiere di cui alla medesima deliberazione 340/2025/E/eel; e che, inoltre, comunichino a Terna e al GSE, entro il 15 novembre 2025, lo stato di adeguamento relativo agli impianti di produzione connessi alle proprie reti e soggetti agli obblighi di cui all'articolo 4 della deliberazione 540/2021/R/eel;
  - previsto, inoltre, che, nel periodo di competenza che decorre dalla data del 1 novembre 2025 e fino alla data di ricevimento, da parte di Terna e del GSE, della comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione oggetto dell'intimazione, in relazione agli impianti di produzione non ancora adeguati sia sospesa l'erogazione delle partite economiche erogate dal GSE (ivi inclusi eventuali incentivi), nonché la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete con restituzione da parte di ciascun BRP diverso dal GSE del prezzo unitario formatosi nel Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) secondo le modalità definite dalla medesima deliberazione 340/2025/E/eel.

**CONSIDERATO CHE:**

- Terna, nel periodo tra il 27 marzo 2025 e il 12 maggio 2025, ha posto in consultazione una proposta di modifica dell'Allegato A.72, con l'obiettivo di rendere più affidabile la modalità di attuazione della procedura RIGEDI tramite l'aggiornamento delle modalità di comunicazione e di riduzione/distacco degli impianti di produzione interessati dalla medesima procedura RIGEDI nelle situazioni critiche per la sicurezza del SEN;
- Terna, con la lettera del 25 giugno 2025, ha, tra l'altro, evidenziato 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. 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.”;*
  - pertanto, Terna, con la lettera del 25 giugno 2025, ha segnalato all’Autorità che:
    - *“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. Al riguardo si segnala che la soluzione tecnologica proposta da Terna prevede l’utilizzo per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici su rete MT con potenza non inferiore a 100 kW, del Controllore Centrale di impianto (CCI) per l’invio e l’attuazione degli ordini di modulazione. Il CCI è una soluzione tecnologica già normata dal CEI e già applicata ai fini dell’osservabilità real time per gli impianti con potenza non inferiore a 1 MW che, se opportunamente implementata, consentirebbe di distaccare e/o modulare gli impianti rientranti nel perimetro RiGeDi con il duplice beneficio di aumentare l’affidabilità delle azioni di modulazione e di ampliare il perimetro di osservabilità dei dati real time con un elevato livello di qualità.”;*
    - *“risulta necessaria la definizione di un obbligo di retrofit per l’adeguamento degli impianti esistenti”;*
    - *“nell’ottica di ampliare il numero di risorse modulabili, risulta necessario avviare quanto prima e in parallelo rispetto al suddetto percorso di retrofitting degli impianti MT eolici e fotovoltaici, un ulteriore processo di consultazione dell’Allegato A72 al fine di estenderne il perimetro di applicazione, ricomprensandovi gli impianti idroelettrici e termoelettrici connessi alla rete MT con potenza nominale  $\geq 1 \text{ MW}$ .”;*
  - Terna, con la lettera del 25 giugno 2025, ha anche trasmesso all’Autorità una prima proposta di revisione dell’Allegato A.72 al Codice di Rete, unitamente alla presentazione di sintesi delle osservazioni pervenute dagli operatori nel corso della consultazione e alle osservazioni puntuali inviate dagli operatori;

- Terna, al termine del proprio processo di consultazione:
  - ha accolto la maggior parte delle segnalazioni degli operatori interessati, anche integrando quanto posto in consultazione;
  - non ha accolto le richieste di estensione delle tempistiche proposte per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti, alla luce delle criticità riscontrate nella primavera 2025 e attese per i prossimi anni, come evidenziate nelle lettere del 25 giugno 2025 e del 9 luglio 2025;
  - ha rimandato all'Autorità le tematiche relative all'implementazione (anche in termini di obbligatorietà di applicazione dell'Allegato A.72 aggiornato), alle tempistiche di implementazione e agli eventuali contributi forfetari da riconoscere agli impianti di produzione già connessi che dovranno essere oggetto di interventi di adeguamento (analogamente a quanto già previsto con la deliberazione 421/2014/R/eel);
- Terna, con lettera del 9 luglio 2025, ha ulteriormente ribadito le possibili criticità evidenziate nella lettera del 25 giugno 2025 aggiungendo che *“Senza l'implementazione di azioni adeguate, la presenza in servizio di ulteriore capacità produttiva non modulabile o distaccabile potrà determinare l'insorgere di problemi di sovrafrequenza difficilmente controllabili, con rischio di possibili disalimentazioni diffuse delle forniture. È pertanto necessario compensare l'incremento atteso di capacità produttiva non modulabile o distaccabile con l'aumento dell'entità di risorse che possono essere concretamente modulate – o almeno distaccate – in modo affidabile”* e sottolineando nuovamente l'urgenza di interventi di adeguamento degli impianti di produzione esistenti alle disposizioni di cui alla versione modificata dell'Allegato A.72;
- Terna, con la lettera del 30 luglio 2025, ha trasmesso all'Autorità una versione aggiornata (rispetto al primo invio effettuato con la lettera del 25 giugno 2025) delle proposte relative all'aggiornamento dell'Allegato A.72, evidenziando che:
  - *“è emersa la necessità di normare in maniera puntuale, nell'ambito del CEI, le modalità applicative della funzione di teledistacco tramite CCI – quali ad esempio le modalità di trasferimento del segnale di teledistacco al dispositivo di interfaccia dei sistemi di protezione degli impianti – nonché di fornire chiarimenti volti a semplificare l'installazione e la gestione del CCI presso gli impianti di produzione di piccola taglia.*  
*Pertanto, considerata l'esigenza ormai improrogabile di implementare, già a partire della prossima primavera, nuove modalità di riduzione della generazione distribuita che superino l'obsolescenza e la scarsa affidabilità dell'attuale soluzione tecnologica (GSM/GPRS), si propone di aggiornare le previsioni contenute nell'Allegato A.72 in modo da:*
  - *prevedere, per tutti gli impianti fotovoltaici ed eolici soggetti alla procedura RiGeDi con potenza non inferiore a 100 kW connessi alla rete MT, l'installazione del CCI con la funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” entro i primi due mesi del 2026 per gli impianti con potenza non inferiore a 1 MW ed entro i primi due mesi del 2027 per gli impianti con potenza inferiore ad 1 MW; ciò per poter disporre*

- nella prossima primavera delle risorse necessarie a prevenire l'innescarsi di fenomeni di sovrafrequenza;*
- *rinviare [...] l'inserimento della funzione teledistacco a valle della modifica della norma CEI [tale funzione era stata richiesta fin da subito da Terna nella lettera del 25 giugno 2025, NdR];*
  - *"Per gli impianti con potenza nominale compresa tra 500 kW e 1 MW, l'installazione del CCI conforme agli allegati O e T della norma CEI 0-16 consentirebbe non solo di garantire l'affidabilità necessaria delle azioni di modulazione ma anche di disporre, con la dovuta accuratezza e tempestività, dei dati di potenza attiva e reattiva necessari per osservare in tempo reale il comportamento degli impianti. Tale aspetto è fondamentale sia per la significativa consistenza oramai assunta dalla potenza installata degli impianti tra 500 kW e 1 MW connessi sulle reti MT (circa 9 GW sugli oltre 22 GW complessivi) che per la necessità di verificare in tempo reale l'effetto degli ordini di modulazione straordinaria impartiti; necessità funzionale alla gestione in sicurezza del sistema e derivante dall'esigenza di monitorare e gestire efficacemente i margini a scendere che, specie nei periodi caratterizzati da basso fabbisogno residuo e alta produzione rinnovabile, si rivelano sempre più di frequente estremamente esigui.";*
  - *"Per quanto riguarda gli impianti di produzione con potenza inferiore a 500 kW, in ottica di economicità e semplificazione implementativa, si può accettare, invece, l'installazione di un CCI che trasmetta dati misurati con un errore massimo eventualmente superiore al 2,2% (percentuale di errore ammessa per gli impianti di taglia non inferiore ad 1 MW). Tale possibilità è ammessa nel rispetto delle soglie che verranno definite dal CEI e consentirebbe l'utilizzo dei segnali in ingresso provenienti dai TA e TV del sistema di protezione di interfaccia, in deroga a quanto attualmente previsto nel paragrafo O.8.4 della norma CEI 0-16 in materia di requisiti tecnici per la rilevazione e trasmissione delle misure e dei segnali in tempo reale. Si accetta inoltre che, per questi impianti, il dispositivo CCI possa essere semplificato per le funzionalità non espressamente richieste nella proposta di revisione dell'Allegato A.72 del Codice di Rete.";*
  - la funzionalità PF2 "Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO" richiamata da Terna rientra attualmente nelle prestazioni funzionali "opzionali", inerenti alla regolazione di tensione e alla limitazione di potenza al punto di connessione dell'impianto di produzione, previste dal CCI; pertanto, anche nel caso degli impianti di produzione con potenza non inferiore a 1 MW (che già dispongono del CCI o per i quali è già stato effettuato l'adeguamento) tale funzionalità non trova al momento applicazione;
  - l'Allegato A.72 aggiornato prevede, in sintesi:
    - la conferma dell'applicazione 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. amenti potenza maggiore o uguale a 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, secondo quanto evidenziato da Terna, prevede che *"I Distributori devono effettuare la riduzione della potenza attraverso un sistema centrale che invii i relativi comandi per tutti gli impianti rientranti nel perimetro di applicazione della procedura RiGeDi secondo le modalità [...] e le tempistiche di adeguamento riportate nel seguito [...]. Al riguardo, si precisa che, in parallelo all'adeguamento degli impianti di produzione, i Distributori devono adeguare i propri sistemi in tempo utile per l'integrazione e la gestione dei suddetti impianti"*;
- che *"Nel dettaglio:*
- 1. *gli impianti con potenza nominale maggiore o uguale a 1 MW ( $P \geq$  di 1 MW) devono attuare i comandi di riduzione tramite il dispositivo CCI conforme a quanto previsto nell'allegato O della Norma CEI 0-16. A tal fine deve essere installato il CCI prevedendo l'integrazione obbligatoria della funzionalità PF2 "Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO", secondo le seguenti tempistiche:*
  - a. *per gli impianti esistenti [...], l'adeguamento deve avvenire entro 6 mesi dalla data di entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento. Tale prescrizione è applicabile anche agli eventuali impianti che, sulla base delle attuali configurazioni, risultano dotati di inverter non pilotabili;*
  - b. *per gli impianti nuovi, la funzionalità PF2 "Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO" tramite CCI deve essere garantita a partire dalla data di entrata in servizio. Per gli impianti nuovi che entrano in esercizio entro 6 mesi dall'entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento, l'adeguamento deve avvenire entro e non oltre il termine dei suddetti 6 mesi.*
- 2. *gli impianti con potenza nominale maggiore o uguale a 500 kW e minore di 1 MW ( $P \geq$  di 500 kW e  $<$  1 MW) devono attuare i comandi di riduzione tramite il dispositivo CCI conforme a quanto previsto nell'allegato O della Norma CEI 0-16. A tal fine deve essere installato il CCI, prevedendo l'integrazione obbligatoria della funzionalità PF2 "Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO" secondo le seguenti tempistiche:*

- a. *per gli impianti esistenti [...], l'adeguamento deve avvenire entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento. Tale prescrizione è applicabile anche agli eventuali impianti che, sulla base delle attuali configurazioni, risultano dotati di inverter non pilotabili;*
- b. *per gli impianti nuovi, la funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” deve essere garantita a partire dalla data di entrata in servizio. Per gli impianti nuovi che entrano in esercizio entro 18 mesi dall’entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento, l’adeguamento deve avvenire entro e non oltre il termine dei suddetti 18 mesi.*
3. *gli impianti con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW e minore di 500 kW ( $P \geq$  di 100 kW e  $< 500$  kW) devono attuare i comandi di riduzione tramite il dispositivo CCI conforme a quanto previsto nell’allegato O della Norma CEI 0-16, eventualmente semplificato per le funzionalità non espressamente richieste nel presente documento. A tal fine deve essere installato il CCI prevedendo l’integrazione obbligatoria della funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO”, secondo le seguenti tempistiche:*
  - a. *per gli impianti esistenti [...], l’adeguamento deve avvenire entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento. Tale prescrizione è applicabile anche agli eventuali impianti che, sulla base delle attuali configurazioni, risultano dotati di inverter non pilotabili;*
  - b. *per gli impianti nuovi, la funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” deve essere garantita a partire dalla data di entrata in servizio. Per gli impianti nuovi che entrano in esercizio entro 18 mesi dall’entrata in vigore della Rev. 02 del presente documento, l’adeguamento deve avvenire entro e non oltre il termine dei suddetti 18 mesi.*

*Con riferimento agli impianti di cui al presente punto 3 ( $P \geq$  di 100 kW e  $< 500$  kW), in deroga a quanto previsto nell’allegato O della Norma CEI 0-16 e limitatamente alle finalità del presente documento, è eventualmente accettabile un errore massimo delle misure superiore al 2,2%, consentendo che il CCI utilizzi come segnali di ingresso le misure provenienti dai TA e TV del sistema di protezione di interfaccia.*

*Si precisa, infine, che limitatamente al periodo antecedente all’avvenuto upgrade tecnologico nei termini sopra indicati, gli impianti di cui ai precedenti punti 1, 2 e 3 devono essere distaccabili secondo l’attuale architettura GSM, in accordo con i requisiti definiti nella versione attualmente in vigore dell’Allegato M della Norma CEI 0-16. A valle dell’avvenuto adeguamento dell’impianto con l’installazione del CCI, la modalità di distacco basata sulla vecchia tecnologia GSM/GPRS deve rimanere pienamente operativa fino all’avvenuta comunicazione da parte dell’Impresa Distributrice che la nuova modalità di*

*distacco per tale impianto risulta essere stata correttamente integrata all'interno del sistema di controllo dell'Impresa Distributrice”.*

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- la soluzione prospettata da Terna nel caso degli impianti di produzione con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW e minore di 500 kW, e suggerita anche da alcune associazioni intervenute durante la consultazione di Terna, è differente rispetto alla soluzione posta in consultazione dalla medesima Terna (che, anziché ipotizzare l'installazione e l'utilizzo del CCI ai fini della procedura RIGEDI, ipotizzava che il CEI identificasse una soluzione tecnologica in grado di superare il supporto trasmissivo GSM di cui all'Allegato M alla Norma CEI 0-16);
- nel caso degli impianti di produzione con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW e minore di 500 kW, l'avvio degli interventi di adeguamento degli impianti di produzione esistenti richiede comunque che il CEI specifichi come la Norma CEI 0-16 debba essere applicata tenendo conto di quanto disposto dall'Allegato A.72 al Codice di rete e sopra richiamato;
- come confermato dalle interlocuzioni con il CT316 del CEI, l'Allegato O alla Norma CEI 0-16 stabilisce che il CCI deve essere in grado di svolgere la funzione PF2, così come definita negli Allegati O e T alla citata Norma, a prescindere dal fatto che l'uso di tale funzione non fosse obbligatorio al momento di emanazione;
- nel caso degli impianti di produzione che hanno già installato il CCI conforme agli Allegati O e T alla Norma CEI 0-16 ovvero nel caso degli impianti di produzione che erano già soggetti all'obbligo di installazione del CCI conforme agli Allegati O e T alla Norma CEI 0-16 (gli impianti di produzione di cui alla deliberazione 540/2021/R/eel), l'implementazione della funzionalità PF2 del CCI per quanto richiamato al punto precedente comporta esclusivamente interventi di natura *software* con conseguenti impatti economici limitati;
- l'implementazione della funzionalità PF2 del CCI comporta l'esigenza di sostituire gli inverter solo nel caso in cui essi risultino “non pilotabili”; tali tipologie di inverter non sono più rispondenti alla Norma CEI 0-16 nel caso di nuove installazioni a decorrere dal 2013; pertanto, eventuali inverter di tale tipologia, se non già sostituiti, sono ormai prossimi alla loro sostituzione per obsolescenza. Tale sostituzione, pertanto, non è una diretta conseguenza del presente provvedimento, ma sarebbe risultata in ogni caso necessaria;
- in merito alle tempistiche ai fini dell'adeguamento degli impianti di produzione esistenti e ai fini dell'implementazione di quanto necessario da parte delle imprese distributrici, Terna ha ribadito la necessità che esse non siano estese, viste le esigenze di esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- la procedura RIGEDI si inserisce nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria a scendere di cui al TIDE;
- tale servizio, 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*;
- ai sensi del regolamento *Emergency & Restoration* gli impianti inseriti per la prima volta nel piano di difesa hanno 12 mesi di tempo per adeguarsi alle disposizioni relative a tale piano, con decorrenza dalla data di notifica dell'avvenuta inclusione nel piano stesso;
- gli impianti eolici e fotovoltaici di potenza non inferiore a 100 kW connessi alle reti di media tensione sono già inseriti nel Piano di difesa e la proposta di revisione di Terna comporta esclusivamente l'adeguamento della soluzione tecnologica per far fronte all'obsolescenza della soluzione attualmente in essere, senza alcuna modifica del perimetro degli impianti coinvolti; non essendo, quindi, impianti di nuova inclusione, per essi non assume rilievo la tempistica di 12 mesi dalla notifica prevista dal regolamento *Emergency & Restoration*;
- il mancato adeguamento degli impianti di produzione ai sensi di quanto previsto dal presente provvedimento entro le relative tempistiche indicate comporterà una violazione delle disposizioni regolatorie previste, oltre che una violazione del rispetto delle condizioni di esercizio della connessione e delle clausole inserite nei contratti di dispacciamento; pertanto, tali eventuali violazioni costituiscono, in primo luogo, condizione sufficiente per adottare le azioni di *enforcement* di competenza dell'Autorità; in secondo luogo, esse, costituendo inadempimento alle obbligazioni contrattuali assunte nei confronti del gestore di rete legittimano quest'ultimo a valutare, sulla base del regolamento di esercizio e ove ne ricorrono i presupposti, la disconnessione dei medesimi impianti di produzione e legittimano il GSE, sulla base dei contratti siglati e ove ne ricorrono i presupposti, a valutare la sospensione e/o la risoluzione delle convenzioni di scambio sul posto e ritiro dedicato.

**RITENUTO CHE:**

- le proposte di modifica dell'Allegato A.72 al Codice di rete, trasmesse da Terna con la lettera del 30 luglio 2025, siano rispondenti agli indirizzi generali previsti dalla regolazione vigente e agli obiettivi di rendere più affidabile la modalità di attuazione della procedura RIGEDI ai fini di garantire la sicurezza del SEN;
- sia, pertanto, opportuno verificare positivamente le proposte di modifica dell'Allegato A.72 al Codice di rete, come trasmesse da Terna con la lettera del 30 luglio 2025 e integrate ai fini di tenere conto delle tempistiche per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti come definite dal presente provvedimento;
- sia contestualmente necessario dare mandato al CEI affinché:
  - specifichi tempestivamente, 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 al Codice di rete nella versione risultante dalle modifiche verificate con il presente provvedimento, con particolare riferimento agli impianti di produzione con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW e minore di 500 kW al fine di tenere conto delle semplificazioni ritenute accettabili dal medesimo Allegato A.72;

- valuti le modalità implementative, nella Norma CEI 0-16, per il teledistacco come richiesto da Terna nella propria lettera del 30 luglio 2025;
- sia necessario prevedere che, come richiesto da Terna, le modifiche dell'Allegato A.72 trovino applicazione non solo per gli impianti di produzione fotovoltaici ed eolici di potenza uguale o superiore a 100 kW connessi alle reti di media tensione entrati in esercizio successivamente all'entrata in vigore del presente provvedimento, ma anche per tutti gli impianti di produzione della medesima tipologia già in esercizio;
- sia, altresì, opportuno avviare 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; sia pertanto opportuno definire le tempistiche di adeguamento tenendo conto sia dell'esigenze di sicurezza del SEN sia della numerosità degli impianti di produzione interessati dagli interventi di adeguamento;
- sia, a tale scopo, opportuno, ai fini del presente provvedimento, definire:
  - a) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW:
    - “impianti di produzione esistenti”: 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 del presente provvedimento ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2026;
    - “impianti di produzione nuovi”: gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
  - b) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minori di 1 MW:
    - “impianti di produzione esistenti”: 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 del presente provvedimento ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2027;
    - “impianti di produzione nuovi”: gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
  - c) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minori di 500 kW:
    - “impianti di produzione esistenti”: 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 (cioè la data entro cui il CEI specifica le modalità semplificate per l'installazione del CCI) ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2027;

- “impianti di produzione nuovi”: gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
- in relazione agli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW (per i quali la deliberazione 540/2021/R/eel aveva già previsto l’obbligo di installazione del CCI), siano condivisibili le tempistiche proposte da Terna ai fini dell’attivazione della funzionalità PF2, in quanto per tali impianti di produzione la deliberazione 540/2021/R/eel aveva già previsto l’obbligo di installazione del CCI; pertanto, sia opportuno prevedere che tale funzionalità:
  - nel caso di impianti di produzione nuovi, sia attivata ai fini della connessione;
  - nel caso di impianti di produzione esistenti, sia attivata entro il 28 febbraio 2026, affinché tali dispositivi siano utilizzabili ai fini della procedura RIGEDI già a partire dalla primavera del 2026;
- per le finalità di cui al precedente punto, non sia prevista l’erogazione di contributi economici, in quanto l’attivazione della funzionalità PF2 richiede solo interventi di tipo *software* assimilabili a quelli normalmente previsti durante il periodo di esercizio degli impianti di produzione; non sia prevista l’erogazione di contributi neanche nei casi in cui si dovesse rendere necessaria la contestuale sostituzione degli inverter in quanto tale necessità si manifesta solo in presenza di inverter non più adeguati alle recenti disposizioni della Norma CEI 0-16 e prossimi all’obsolescenza;
- in relazione agli impianti di produzione di potenza uguale o superiore a 100 kW e inferiore di 1 MW (per i quali la deliberazione 540/2021/R/eel non aveva già previsto l’obbligo di installazione del CCI) sia opportuno definire un percorso di adeguamento degli impianti di produzione esistenti simile a quello già previsto con le deliberazioni 84/2012/R/eel, 421/2014/R/eel e 540/2021/R/eel e che, allo scopo, siano sostanzialmente condivisibili le tempistiche proposte da Terna, ferma restando l’esigenza, nel caso degli impianti di produzione di più piccola taglia, di fare decorrere le tempistiche dalla data attesa per il completamento, da parte del CEI, delle specifiche di competenza ferme restando le esigenze di esercizio in sicurezza del SEN per la primavera 2027; più in dettaglio, sia opportuno prevedere che:
  - nel caso di impianti di produzione nuovi, il CCI sia installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 e la funzionalità PF2 sia attivata ai fini della connessione;
  - nel caso di impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minori di 1 MW, il CCI sia installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 e la funzionalità PF2 sia attivata entro il 28 febbraio 2027;
  - nel caso di impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minori di 500 kW, il CCI “semplificato” sia installato nel rispetto delle disposizioni di cui alla Norma CEI 0-16 come saranno meglio tempestivamente puntualizzate dal CEI e la funzionalità PF2 sia attivata entro il 31 marzo 2027 (al fine di tenere conto delle puntualizzazioni in corso da parte del CEI, pur nel rispetto delle esigenze segnalate da Terna),  
affinché tali dispositivi, laddove già adeguati, possano dare contributi ai fini della procedura RIGEDI a partire dalla primavera del 2027;

- per le finalità di cui al precedente punto, sia opportuno prevedere 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; sia in particolare 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 al Codice di rete;
- sia opportuno che il contributo forfetario “base” per l'adeguamento ai sensi del presente provvedimento sia inizialmente quantificato sulla base degli elementi al momento disponibili e che sia posto pari a:
  - 7.500 € nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW. Tale valore, in sede di prima applicazione, è convenzionalmente posto pari al 75% di quello di cui alla deliberazione 540/2021/R/eel in quanto il CCI richiesto in tali casi è semplificato per le funzionalità non espressamente richieste dall'Allegato A.72 al Codice di rete;
  - 10.000 € nel caso di impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minore di 1 MW, pari al valore di cui alla deliberazione 540/2021/R/eel a cui si rimanda;
- sia necessario prevedere, in virtù del carattere d'urgenza del presente provvedimento, che i valori dei contributi forfetari di cui al precedente punto siano da intendersi come valori minimi definiti in via provvisoria; e che sia opportuno, pertanto, rinviare a un successivo provvedimento la loro quantificazione definitiva previa analisi di ogni informazione e dato utile che i soggetti interessati possono trasmettere all'Autorità entro il 31 ottobre 2025 e ferma restando la possibilità di prevedere opportuni studi e approfondimenti in merito;
- sia necessario prevedere che le imprese distributrici effettuino verifiche, sia da remoto sia tramite sopralluoghi presso gli impianti di produzione oggetto di installazione del CCI ai sensi del presente provvedimento, del rispetto degli obblighi in capo ai produttori ai sensi del presente provvedimento; sia opportuno, visto anche il carattere di urgenza del presente provvedimento, che alle imprese distributrici sia riconosciuto un corrispettivo pari a 200 € per ciascuno dei sopralluoghi effettuati, in analogia con quanto previsto, da ultimo, con la deliberazione 540/2021/R/eel;
- sia opportuno prevedere che i contributi forfetari, nonché gli oneri riconosciuti, su base convenzionale, alle imprese distributrici per i sopralluoghi presso gli impianti di produzione siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI;
- sia necessario 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, sia opportuno che le imprese distributrici a cui è intestata tale responsabilità possano avvalersi di altre imprese distributrici secondo modalità pattuite tra le parti;

- sia necessario prevedere che le imprese distributrici comunichino tempestivamente a Terna e al GSE l’elenco degli impianti di produzione connessi alle proprie reti per i quali non sono rispettate le scadenze per l’adeguamento;
- sia opportuno prevedere che, decorse le scadenze previste per gli interventi di adeguamento, in relazione agli impianti di produzione che dovessero risultare non ancora adeguati e fino alla data di ricevimento, da parte di Terna e del GSE, della comunicazione di avvenuto adeguamento trasmessa dalle imprese distributrici, sia sospesa l’erogazione delle partite economiche erogate dal GSE (ivi inclusi eventuali incentivi), nonché la valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete;
- ai fini dell’attuazione di quanto previsto al precedente punto, in continuità con quanto previsto dalla deliberazione 340/2025/E/eel, sia opportuno prevedere che:
  - a) il GSE, in relazione agli impianti di produzione che risultino non adeguati alle disposizioni di cui al presente provvedimento e che rientrino in una convenzione attiva con il medesimo GSE (sia essa afferente all’erogazione di incentivi e/o all’accesso ai meccanismi di ritiro amministrato dell’energia elettrica gestiti dal medesimo GSE), sospenda l’erogazione delle partite economiche di competenza fino al ricevimento della comunicazione di avvenuto adeguamento da parte della competente impresa distributrice;
  - b) ogni *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP), diverso dal GSE, che abbia nel proprio contratto di dispacciamento impianti di produzione non adeguati alle disposizioni cui al presente provvedimento, sia tenuto a versare a Terna, nell’ambito del proprio contratto di dispacciamento e per ciascun mese in cui permanga il mancato rispetto dell’obbligo di adeguamento, un ulteriore corrispettivo (se positivo) pari al prodotto tra:
    - l’energia elettrica immessa da ciascuno dei medesimi impianti di produzione non adeguati presenti nel proprio contratto di dispacciamento calcolata in coerenza con quanto previsto dal TIS e
    - il prezzo unitario formatosi in MGP relativo alla zona di offerta in cui è ubicato ciascun impianto di produzione.

A seguito del corretto adempimento degli obblighi di adeguamento ai sensi del presente provvedimento, Terna rettifica il valore del corrispettivo di cui alla presente lettera b) ponendolo pari a zero nella prima sessione di conguaglio prevista dal TIS successiva alla comunicazione dell’adeguamento dell’impianto di produzione ai sensi del presente provvedimento con riferimento a tutti i mesi ai quali l’ulteriore corrispettivo di cui alla presente lettera b) sia stato applicato e procede al relativo conguaglio.

Quanto previsto per i BRP diversi dal GSE non rappresenta 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 configura come un trattenimento temporaneo da parte di Terna della valorizzazione forfettaria (a prezzo MGP) dell’energia elettrica immessa da parte degli impianti di produzione non adeguati alle disposizioni di cui al presente provvedimento; in altri termini, lo scopo della disposizione è indurre implicitamente i BRP a non corrispondere tale valorizzazione ai produttori,

al fine di stimolarli all’adeguamento dei propri impianti di produzione che risulta imprescindibile e urgente ai fini dell’esercizio in sicurezza del SEN;

- sia opportuno rimandare a un successivo provvedimento la definizione di obblighi di verifiche periodiche in capo alle imprese distributrici per verificare il permanere delle funzionalità dei CCI nel tempo ai fini dell’applicazione della procedura RIGEDI;
- sia, altresì, opportuno rimandare a un successivo provvedimento la definizione di penalità nel caso di mancata ottemperanza, da parte dei produttori interessati, a quanto previsto dal presente provvedimento e nel caso in cui le funzionalità dei CCI non venissero mantenute attive nel tempo, a seguito della loro installazione; tali penalità dovranno altresì essere correlate con la sospensione della valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete disposta dal presente provvedimento, eventualmente anche ridefinendone le modalità di applicazione;
- sia opportuno evidenziare 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, debba rimanere pienamente operativa fino all’effettiva attivazione delle nuove modalità di riduzione delle immissioni di energia elettrica di cui al presente provvedimento;
- sia, infine, necessario che Terna e le imprese distributrici, secondo modalità definite da Terna, eseguano periodicamente dei test funzionali a garantire la piena operatività delle nuove modalità di riduzione delle immissioni di energia elettrica di cui al presente provvedimento e delle modalità di distacco esistenti (queste ultime finché troveranno applicazione)

## DELIBERA

### Articolo 1

*Verifica delle proposte di modifica dell’Allegato A.72 al Codice di rete*

- 1.1 Le modifiche all’Allegato A.72 al Codice di rete, recante “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita (RiGeDi) per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale”, sono positivamente verificate come trasmesse da Terna con la lettera del 30 luglio 2025 e integrate ai fini di tenere conto delle tempistiche per l’adeguamento degli impianti di produzione esistenti come definite dalla presente deliberazione.

### Articolo 2

*Ambito di applicazione e definizioni*

- 2.1 La presente deliberazione ha l’obiettivo di disciplinare:
- le responsabilità per l’implementazione delle soluzioni tecnologiche necessarie per l’applicazione dell’Allegato A.72 al Codice di rete;

- b) le tempistiche di implementazione dell’Allegato A.72 al Codice di rete di cui al comma 1.1 e dei necessari adeguamenti da parte dei produttori;
- c) la relativa modalità di copertura parziale dei costi, nel caso di impianti di produzione eolici e fotovoltaici, esistenti e nuovi, di potenza uguale o maggiore di 100 kW connessi o da connettere alle reti di media tensione.
- 2.2 Ai fini dell’applicazione della presente deliberazione:
- a) “Allegato A.72” è l’Allegato A.72 al Codice di rete di Terna nella versione positivamente verificata dalla presente deliberazione;
  - b) “Controllore Centrale di Impianto (CCI)” è il dispositivo di pari nome definito dalla Norma CEI 0-16, ivi inclusi i relativi Allegati O e T;
  - c) “CSEA” è la Cassa per i servizi energetici e ambientali;
  - d) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW:
    - i. “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 presente deliberazione ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2026;
    - ii. “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
  - e) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minori di 1 MW:
    - i. “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 presente deliberazione ed entrati in esercizio entro il 28 febbraio 2027;
    - ii. “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
  - f) nel caso degli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minori di 500 kW:
    - i. “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;
    - ii. “impianti di produzione nuovi” sono gli impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea;
  - g) “potenza nominale” è:
    - i. nel caso di impianti fotovoltaici, pari al minimo tra il valore della potenza nominale dei pannelli fotovoltaici, misurata in condizioni standard, e il valore della potenza nominale degli inverter;
    - ii. nel caso di impianti eolici, pari al valore della potenza attiva del gruppo di generazione a cosφ nominale.

- 2.3 Ai fini dell'applicazione della presente deliberazione, la funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” prevista per il CCI di cui all'Allegato O alla Norma CEI 0-16 è una prestazione obbligatoria del medesimo CCI.

### **Articolo 3** *Responsabilità*

- 3.1 I produttori che gestiscono gli impianti di produzione di cui al comma 2.1 sono responsabili dell'installazione e manutenzione del CCI e del relativo sistema di comunicazione ai fini dell'applicazione dell'Allegato A.72 al Codice di rete, nonché dell'attivazione dalla funzionalità PF2 “Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO” di cui al comma 2.3, secondo le modalità disciplinate dagli Allegati O e T alla Norma CEI 0-16 e fermo restando quanto previsto dal comma 8.1.
- 3.2 Le imprese distributrici sono responsabili dell'implementazione di quanto necessario affinché possano ricevere i segnali da Terna secondo quanto disposto dall'Allegato A.72 al Codice di rete e possano inviare i segnali ai produttori ai fini dell'attuazione della procedura RIGEDI. Inoltre, in caso di attivazione della procedura RIGEDI, le imprese distributrici sono responsabili dell'invio ai produttori dei comandi di riduzione ricevuti da Terna secondo quanto previsto dall'Allegato A.72 al Codice di rete. Allo scopo, le imprese distributrici a cui è intestata tale responsabilità possono avvalersi di altre imprese distributrici secondo modalità pattuite tra le parti, in analogia e in continuità con quanto previsto dalla deliberazione 540/2021/R/eel, dandone comunicazione all'Autorità e a Terna entro il 31 ottobre 2025.
- 3.3 Per le finalità di cui alla presente deliberazione e fatto salvo ove diversamente indicato, le disposizioni in capo alle imprese distributrici trovano applicazione anche per i gestori di Sistemi di Distribuzione Chiusi.

### **Articolo 4** *Disposizioni nel caso di impianti di produzione nuovi*

- 4.1 Nel caso di impianti di produzione nuovi, i produttori installano i dispositivi di cui al comma 3.1 e attivano la funzionalità di cui al comma 2.3 entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti di produzione, dandone comunicazione all'impresa distributrice entro la data di attivazione della connessione ai sensi del TICA.
- 4.2 La mancata installazione dei dispositivi di cui al comma 3.1 e la mancata attivazione della funzionalità di cui al comma 2.3 è condizione sufficiente per sospendere l'attivazione della connessione ai sensi del TICA.

## Articolo 5

### *Disposizioni nel caso di impianti di produzione esistenti*

- 5.1 Nel caso di impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 1 MW, i produttori attivano la funzionalità di cui al comma 2.3, e comunicano l'avvenuto adeguamento all'impresa distributrice entro il 28 febbraio 2026, secondo le modalità previste dal presente articolo.
- 5.2 Nel caso di impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minore di 1 MW, i produttori adeguano gli impianti di produzione di cui sono responsabili, installando i dispositivi di cui al comma 3.1 e attivando la funzionalità di cui al comma 2.3, e comunicano l'avvenuto adeguamento all'impresa distributrice entro il 28 febbraio 2027, secondo le modalità previste dal presente articolo.
- 5.3 Nel caso di impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW, i produttori adeguano gli impianti di produzione di cui sono responsabili, installando i dispositivi di cui al comma 3.1 e attivando la funzionalità di cui al comma 2.3, e comunicano l'avvenuto adeguamento all'impresa distributrice entro il 31 marzo 2027, secondo le modalità previste dal presente articolo.
- 5.4 Ciascuna impresa distributrice provvede tempestivamente a dare informazione in merito a quanto previsto dalla presente deliberazione per il tramite del proprio sito internet e dei portali informatici finalizzati alla gestione della connessione ai sensi del TICA qualora disponibili, nonché a mettere a disposizione un format per la comunicazione di avvenuto adeguamento. Inoltre, ciascuna impresa distributrice è tenuta a informare, entro il 30 settembre 2025, tramite modalità che garantiscano il ricevimento della comunicazione, tutti i produttori responsabili della gestione di impianti di produzione esistenti e connessi alla propria rete in relazione a quanto previsto dalla presente deliberazione, dando priorità ai produttori che gestiscono impianti di produzione esistenti di potenza uguale o maggiore di 1 MW. Le imprese distributrici sono altresì tenute a inviare ai produttori il regolamento di esercizio aggiornato ai sensi della presente deliberazione.
- 5.5 Dopo avere terminato le attività di propria competenza, i produttori trasmettono all'impresa distributrice, entro le tempistiche di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3 la comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione esistenti alle prescrizioni di cui alla presente deliberazione nonché il nuovo regolamento di esercizio sottoscritto, allegando una dichiarazione redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, da un tecnico abilitato non dipendente del produttore stesso in cui si attesta che l'impianto di produzione è stato adeguato alle prescrizioni dell'Allegato A.72 e della Norma CEI 0-16 in materia.
- 5.6 I produttori che hanno adeguato gli impianti di produzione esistenti di cui al comma 5.2 di potenza uguale o maggiore di 500 kW e minore di 1 MW e adempiuto a quanto previsto al comma 5.2 hanno diritto, per ciascun impianto di produzione

- oggetto di adeguamento, al contributo forfetario per l’adeguamento, pari al prodotto tra un valore “base” pari a 10.000 € e un coefficiente pari a:
- a) 1, nel caso di invio entro il 28 febbraio 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - b) 0,75, nel caso di invio tra il 1 marzo 2026 e il 30 giugno 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - c) 0,50, nel caso di invio tra il 1 luglio 2026 e il 31 ottobre 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - d) 0,25, nel caso di invio tra il 1 novembre 2026 e il 28 febbraio 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento.
- 5.7 I produttori che hanno adeguato gli impianti di produzione esistenti di cui al comma 5.3 di potenza uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW e adempiuto a quanto previsto al comma 5.3 hanno diritto, per ciascun impianto di produzione oggetto di adeguamento, al contributo forfetario per l’adeguamento, pari al prodotto tra un valore “base” pari a 7.500 € e un coefficiente pari a:
- a) 1, nel caso di invio entro il 31 marzo 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - b) 0,75, nel caso di invio tra il 1 aprile 2026 e il 31 luglio 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - c) 0,50, nel caso di invio tra il 1 agosto 2026 e il 30 novembre 2026 della comunicazione di avvenuto adeguamento;
  - d) 0,25, nel caso di invio tra il 1 dicembre 2026 e il 31 marzo 2027 della comunicazione di avvenuto adeguamento.
- 5.8 Entro due mesi dalla data di ricevimento della comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione esistenti e del nuovo regolamento di esercizio sottoscritto dal produttore di cui al comma 5.5, l’impresa distributrice effettua verifiche da remoto, accompagnate ove necessario da sopralluoghi a campione presso gli impianti di produzione esistenti oggetto di adeguamento, al fine di verificare:
- a) nei casi di cui ai commi 5.2 e 5.3, l’avvenuta e corretta installazione dei dispositivi previsti;
  - b) nei casi di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3, la piena operatività della funzionalità di riduzione della potenza di cui all’Allegato A.72 al Codice di rete, anche effettuando prove di comunicazione con le infrastrutture dell’impresa distributrice tramite i canali messi a disposizione dalla medesima impresa distributrice.
- 5.9 Nel caso in cui le verifiche di cui al comma 5.8 abbiano esito negativo per cause non imputabili all’impresa distributrice, la medesima ne dà evidenza al produttore, dando indicazioni in merito agli interventi correttivi necessari e prevedendo una scadenza di almeno due mesi per la loro effettuazione. Al termine di tali interventi correttivi, il produttore ne dà comunicazione all’impresa distributrice che programma una nuova verifica entro il mese successivo alla data di ricevimento della comunicazione. Qualora l’esito delle verifiche sia positivo, il contributo

forfetario per l'adeguamento è erogato dall'impresa distributrice entro il mese successivo alla data della verifica con esito positivo: ai fini della quantificazione dell'eventuale contributo forfetario, rileva la data di invio della nuova comunicazione di avvenuto adeguamento. Qualora l'esito delle verifiche continui a essere negativo per cause non imputabili all'impresa distributrice e qualora siano decorse le tempistiche di cui ai commi 5.1, 5.2 o 5.3, la medesima impresa distributrice inserisce il produttore, in relazione a tale impianto di produzione, tra gli inadempienti alla presente deliberazione ai fini della comunicazione di cui al comma 6.2. Il produttore perde il diritto al contributo forfetario in relazione a un dato impianto di produzione nei casi in cui, per tale impianto di produzione, sia inserito tra gli inadempienti.

- 5.10 Nel caso in cui le verifiche previste dal comma 5.8 abbiano esito positivo, il contributo forfetario per l'adeguamento è erogato dall'impresa distributrice entro il mese successivo alla data della verifica con esito positivo.
- 5.11 Per le finalità di cui al presente articolo:
  - a) la data di invio di una comunicazione è definita dall'articolo 1, comma 1.1, lettera i), del TICA;
  - b) la data di ricevimento di una comunicazione è definita dall'articolo 1, comma 1.1, lettera k), del TICA.
- 5.12 Per ciascun sopralluogo di cui al comma 5.8, il cui esito sia riportato in specifici verbali, è riconosciuto alle imprese distributrici un corrispettivo pari a 200 €.

## Articolo 6

### *Disposizioni per le imprese distributrici e per Terna*

- 6.1 Le imprese distributrici realizzano e rendono operative, entro il 28 febbraio 2026, le infrastrutture di comunicazione e i relativi canali di comunicazione di cui al comma 3.2, necessari per dare piena attuazione all'attività di invio dei segnali di riduzione e/o distacco della potenza di cui all'Allegato A.72 e di cui alla presente deliberazione.
- 6.2 Le imprese distributrici, entro la fine di ogni trimestre solare a decorrere dal 31 marzo 2026, trasmettono a Terna, secondo modalità definite dalla medesima Terna e distinguendo tra impianti di produzione di cui al comma 5.1, impianti di produzione di cui al comma 5.2 e impianti di produzione di cui al comma 5.3:
  - a) l'elenco degli impianti di produzione esistenti adeguati per i quali l'esito finale delle verifiche effettuate da remoto e dell'eventuale sopralluogo è positivo;
  - b) l'elenco degli impianti di produzione esistenti per i quali il produttore ha già comunicato la fine degli interventi di adeguamento ma per i quali l'esito finale delle verifiche effettuate da remoto e dell'eventuale sopralluogo è negativo e sono in corso i conseguenti interventi correttivi necessari;
  - c) l'elenco degli impianti di produzione esistenti non adeguati,

indicando almeno la data di comunicazione dell'avvenuto adeguamento (ove effettuato), il codice CENSIMP e il codice POD dell'impianto di produzione, la provincia in cui è ubicato l'impianto di produzione esistente e la relativa potenza nominale.

- 6.3 Terna, a decorrere dal 31 maggio 2026 e con cadenza semestrale, trasmette all'Autorità una relazione relativa ai dati raccolti ai sensi del comma 6.2, dando evidenza all'Autorità dei produttori inadempienti in relazione alle scadenze di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3.
- 6.4 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, rimane pienamente operativa fino all'effettiva attivazione delle nuove modalità di riduzione delle immissioni di energia elettrica di cui alla presente deliberazione.
- 6.5 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 presente deliberazione e delle modalità di distacco esistenti finché troveranno applicazione.

## **Articolo 7**

### *Copertura dei costi*

- 7.1 I contributi forfetari per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti e i corrispettivi per i sopralluoghi effettuati dalle imprese distributrici sono posti a valere sul siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI. Al fine di ottenere l'erogazione, da parte di CSEA, di quanto spettante, le imprese distributrici sono tenute a dare evidenza alla medesima CSEA, secondo modalità definite dalla medesima CSEA:
  - a) dell'avvenuto versamento dei contributi forfetari per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti e della trasmissione a Terna dell'elenco dei singoli impianti di produzione esistenti adeguati, comprensivo delle informazioni di cui al comma 6.2;
  - b) dei sopralluoghi effettuati ai sensi del comma 5.8, il cui esito deve essere riportato in specifici verbali.
- 7.2 Gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici per le attività svolte ai sensi del comma 6.1 trovano copertura tramite gli strumenti tariffari utilizzati per la remunerazione dell'attività di distribuzione di energia elettrica. Nel caso di gestori di Sistemi di Distribuzione Chiusi, gli oneri sostenuti per le attività svolte ai sensi del comma 6.1 trovano copertura tramite le tariffe autonomamente definite dai medesimi gestori.

## **Articolo 8**

### *Disposizioni finali*

- 8.1 Il Comitato Elettrotecnico Italiano:
  - a) specifica, 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 al Codice di rete nella versione risultante dalle modifiche verificate con la presente deliberazione, con particolare riferimento agli impianti di produzione con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW e minore di 500 kW al fine di tenere conto delle semplificazioni ritenute accettabili dal medesimo Allegato A.72;
  - b) valuta le modalità implementative, nella Norma CEI 0-16, per il teledistacco.
- 8.2 I valori “base” del contributo forfetario per l’adeguamento di cui ai commi 5.6 e 5.7 sono da intendersi come valori minimi riconosciuti. Al fine della quantificazione definitiva dei valori “base”, da adottarsi con successivo provvedimento, i soggetti interessati possono trasmettere all’Autorità, entro il 31 ottobre 2025, ogni informazione e dato utile, opportunamente motivati e giustificati.
- 8.3 Le imprese distributrici comunicano tempestivamente a Terna e al GSE l’elenco degli impianti di produzione connessi alle proprie reti per i quali non sono rispettate le scadenze di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3, ai fini dell’attuazione di quanto disposto ai commi 8.4 e 8.5.
- 8.4 Nel periodo di competenza che decorre dalle date di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3 e fino alla data di ricevimento, da parte di Terna e del GSE, della comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione dalle imprese distributrici, in relazione agli impianti di produzione non ancora adeguati è sospesa l’erogazione delle partite economiche erogate dal GSE (ivi inclusi eventuali incentivi), nonché la valorizzazione dell’energia elettrica immessa in rete secondo le modalità di cui al comma 8.5.
- 8.5 A decorrere dalle date di cui ai commi 5.1, 5.2 e 5.3 entro cui è previsto l’obbligo di adeguamento ai sensi della presente deliberazione:
  - a) il GSE, in relazione agli impianti di produzione che risultino non adeguati alle disposizioni di cui alla presente deliberazione e che rientrino in una convenzione attiva con il medesimo GSE (sia essa afferente all’erogazione di incentivi e/o all’accesso ai meccanismi di ritiro amministrato dell’energia elettrica gestiti dal medesimo GSE), sospende l’erogazione delle partite economiche di competenza fino al ricevimento della comunicazione di avvenuto adeguamento da parte della competente impresa distributrice;
  - b) ogni BRP, diverso dal GSE, che abbia nel proprio contratto di dispacciamento impianti di produzione non adeguati alle disposizioni cui alla presente deliberazione, è tenuto a versare a Terna, nell’ambito del proprio contratto di dispacciamento e per ciascun mese in cui permanga il mancato rispetto dell’obbligo di adeguamento, un ulteriore corrispettivo (se positivo) pari al prodotto tra:

- l'energia elettrica immessa da ciascuno dei medesimi impianti di produzione non adeguati presenti nel proprio contratto di dispacciamento calcolata in coerenza con quanto previsto dal TIS e
- il prezzo unitario formatosi in MGP relativo alla zona di offerta in cui è ubicato ciascun impianto di produzione.

A seguito del corretto adempimento degli obblighi di adeguamento ai sensi della presente deliberazione, Terna rettifica il valore del corrispettivo di cui alla presente lettera b) ponendolo pari a zero nella prima sessione di conguaglio prevista dal TIS successiva alla comunicazione dell'adeguamento dell'impianto di produzione ai sensi della presente deliberazione con riferimento a tutti i mesi ai quali l'ulteriore corrispettivo di cui alla presente lettera b) sia stato applicato e procede al relativo conguaglio.

- 8.6 La presente deliberazione è trasmessa a Terna S.p.A., a Cassa per i servizi energetici e ambientali, al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. e al Comitato Elettrotecnico Italiano.
- 8.7 La presente deliberazione è pubblicata nel sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

5 agosto 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*