BIAGIO DE FILPO
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
26.11.2026 09:41:46 UTC

NICOLA DELL'ACQUA
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
27.11.2026 08:35:55 UTC

DELIBERAZIONE 24 NOVEMBRE 2026
441/2026/R/EEL

ESTENSIONE DEL PERIODO SPERIMENTALE PER L'APPROVVIGIONAMENTO A MERCATO DELLA *FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE*

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1409ª riunione del 24 novembre 2026

VISTI:

- la Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 944/2019), come emendata dalla Direttiva 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 1711/2024);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento (UE) del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 2024/1747 (di seguito: Regolamento 1747/2024);
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM), come emendato dal Regolamento di esecuzione (EU) 2021/280 della Commissione del 22 febbraio 2021 (di seguito: Regolamento 2021/280);
- il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione del 14 aprile 2016 (di seguito: Regolamento RfG);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SO GL), come emendato dal Regolamento 2021/280;
- il Regolamento (UE) 2195/2017 della Commissione del 23 novembre 2017 (di seguito: Regolamento *Balancing*), come emendato dal Regolamento 2021/280;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239/03, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290/03;
- il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);

- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 maggio 2013, 231/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 231/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 247/2023/R/eel);
- il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: TIDE), nella versione 4 approvata con la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 227/2025/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 15 aprile 2025, 166/2025/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 10 giugno 2025, 242/2025/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2025, 364/2025/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2025, 466/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 466/2025/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2025, 566/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 566/2025/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2026, 51/2026/R/eel (di seguito: deliberazione 51/2026/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 2026, 190/2026/R/eel (di seguito: deliberazione 51/2026/R/eel);
- il "Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete", di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- la comunicazione della Società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 27 gennaio 2026, protocollo Autorità 6056 del 27 gennaio 2026 (di seguito: comunicazione 27 gennaio 2026).

CONSIDERATO CHE:

- in esito al terzo pacchetto energia, la Commissione Europea ha adottato una serie di regolamenti specifici relativi a regole armonizzate per la gestione del sistema elettrico e il funzionamento del mercato interno dell'energia; nel dettaglio, per quanto attiene al presente provvedimento, il Regolamento SOGL ha ridefinito i servizi ancillari, con particolare attenzione ai servizi per il bilanciamento, armonizzando i criteri per la gestione del sistema nelle normali condizioni di esercizio e identificando, nello specifico, i servizi di:
  - *Frequency Containment Reserve* (di seguito: FCR), coincidente con la riserva primaria di frequenza come storicamente identificata a livello nazionale;
  - *automatic Frequency Restoration Reserve* (di seguito: aFRR) coincidente con la riserva secondaria di frequenza come storicamente identificata a livello nazionale;
  - *manual Frequency Restoration Reserve* (di seguito: mFRR) e *Replacement Reserve* (di seguito: RR), coincidenti, nel complesso, con la riserva terziaria di frequenza come storicamente identificata a livello nazionale;

- i contenuti dei Regolamenti emanati dalla Commissione Europea sono stati confermati nell'ambito del *Clean Energy Package* (di cui fanno parte la Direttiva 944/2019 e il Regolamento 943/2019) che ha abrogato, sostituendolo, il terzo pacchetto energia;
- il combinato disposto del Regolamento 943/2019 e del Regolamento *Balancing* definisce i ruoli del *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP) e del *Balancing Service Provider* (di seguito: BSP); segnatamente:
  - il BRP è il soggetto responsabile della programmazione e della regolazione degli sbilanciamenti del portafoglio di unità di produzione o di consumo di cui è responsabile;
  - il BSP è il soggetto che eroga i servizi ancillari per il bilanciamento del sistema;
- con riferimento alla FCR, il Regolamento SO GL prevede all'articolo 154(7) che:
  - la banda di FCR sia attivata interamente entro 30 secondi per una deviazione di frequenza pari o superiore a 200 mHz (con almeno il 50% entro 15 secondi e incremento almeno lineare fino a piena attivazione);
  - in caso di deviazione di frequenza inferiore a 200 mHz, la banda di FCR sia attivata proporzionalmente all'effettiva variazione di frequenza.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- nel corso dell'ultimo decennio, anche per effetto degli obiettivi di decarbonizzazione introdotti dall'Unione Europea, il sistema elettrico è andato significativamente mutando, con una sempre maggiore presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di impianti di produzione distribuiti sul territorio, di piccole dimensioni e anch'essi per lo più alimentati da fonti aleatorie, in sostituzione degli impianti di grande taglia, alimentati da fonti tradizionali programmabili;
- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e alla redazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE); il procedimento intende, in particolare, raccordare in una disciplina organica la regolazione del dispacciamento, assicurando la compatibilità tra il disegno di riforma del dispacciamento elettrico nazionale e i regolamenti europei, promuovendo l'integrazione nel mercato delle risorse distribuite sia singolarmente sia aggregate e garantendo la stabilità nel tempo del nuovo quadro regolatorio;
- nell'ambito del richiamato procedimento, con la deliberazione 345/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato il TIDE recante il nuovo quadro regolatorio delle disposizioni in materia di articolazione dei mercati, classificazione e approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali, partecipazione delle risorse al servizio di dispacciamento singolarmente e tramite aggregato, separazione dei ruoli di BSP e BRP e *settlement* del servizio di dispacciamento;
- il TIDE è entrato in vigore il 1° gennaio 2025, secondo un'implementazione per fasi, articolata come segue:

  - fase transitoria (di cui alla Sezione 4-30.3 “Fase transitoria di implementazione del TIDE”) dal 1° gennaio 2025 fino al 31 gennaio 2026 con implementazione del TIDE in modo semplificato al fine di assicurare una transizione graduale rispetto a quanto previsto dal quadro regolatorio in essere fino al 31 dicembre 2024;
  - fase di consolidamento (di cui alla Sezione 4-30.4 “Fase di implementazione del TIDE di consolidamento”) dal 1° febbraio 2026 con implementazione quasi completa del TIDE con alcune eccezioni relativamente alle modalità di approvvigionamento della FCR e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali;
  - fase di regime (di cui alla Sezione “4-30.5 “Fase di implementazione del TIDE di regime”) da una data che verrà individuata da Terna in un successivo momento;
- per quanto attiene al presente provvedimento, il TIDE:
  - ha introdotto un approvvigionamento della FCR tramite procedure di mercato, superando l’asservimento a titolo gratuito delle bande minime previste dal Codice di Rete per gli impianti programmabili di taglia pari o superiore a 10 MW (di seguito: bande obbligatorie FCR);
  - consente a Terna di prevedere, per ciascuna unità abilitata all’erogazione di FCR, un obbligo di offerta per una banda minima;
  - prevede che l’approvvigionamento a mercato della FCR avvenga attraverso procedure a pronti (di cui almeno una eseguita nel giorno antecedente a quello di consegna) e procedure a termine; l’articolazione delle procedure è definita da Terna nel Codice di Rete previa verifica di conformità regolatoria da parte dell’Autorità;
  - prevede che i BSP possano scegliere se installare presso le unità abilitate alla FCR nella loro responsabilità dei dispositivi per la misura dell’energia erogata a titolo di FCR (di seguito: dispositivi UVRP); in tale caso, l’energia erogata dà luogo alla remunerazione in €/MWh secondo i criteri di cui alla deliberazione 231/2013/R/eel e all’aggiustamento dello sbilanciamento ai sensi di quanto previsto dal TIDE stesso;
  - nel solo caso di mancata copertura dell’intero fabbisogno di FCR tramite le procedure di mercato, prevede che Terna possa ricorrere al ridispacciamento sull’*Integrated Scheduling Process*;
- il TIDE prevede un passaggio graduale dall’asservimento a titolo gratuito delle bande obbligatorie alle procedure di mercato, a partire dall’1 febbraio 2026 (data di inizio della fase di consolidamento del TIDE); al riguardo, la prima fase consiste in una sperimentazione per almeno 6 mesi delle procedure concorsuali per l’approvvigionamento a mercato della FCR per un fabbisogno addizionale minimo del 10% rispetto al fabbisogno di FCR calcolato secondo quanto previsto dal Regolamento SO GL (si tratta, quindi, di un fabbisogno addizionale rispetto a quello che continua a essere soddisfatto tramite la messa a disposizione delle bande obbligatorie FCR).

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALL'EROGAZIONE DELLA FCR:

- il combinato disposto del Capitolo 1 "Accesso alla rete di trasmissione nazionale" e del Capitolo 4 "Regole per il dispacciamento" (di seguito: Capitolo 4) del Codice di Rete prevede:
  - coefficienti di statismo specifici per ciascuna tecnologia (4% per impianti idroelettrici e 5% per impianti termoelettrici), al fine di legare proporzionalmente l'erogazione della FCR e la deviazione di frequenza; in particolare, in virtù di tali coefficienti, per gli impianti termoelettrici una deviazione di frequenza di 200 mHz (come prevista dal Regolamento SO GL per la piena attivazione della FCR) corrisponde ad una attivazione di FCR pari all'8% della potenza efficiente dell'impianto, mentre per gli impianti idroelettrici ad una attivazione di FCR pari al 10% della potenza efficiente dell'impianto;
  - l'obbligo per tutte le UP obbligatoriamente abilitate all'erogazione della FCR (ossia le UP programmabili di taglia pari o superiore a 10 MW che soddisfano i requisiti tecnici previsti dal Codice di Rete per l'erogazione di questo servizio) di riservare per l'erogazione di questo servizio delle bande obbligatorie FCR pari:
    - all'1,5% della potenza efficiente per le risorse localizzate in Italia Continentale e in Sicilia (qualora esercita in modo sincrono con l'Italia Continentale); tale banda minima risulta pienamente attivata per deviazioni di frequenza pari a 30 mHz per gli impianti idroelettrici e pari a 37,5 mHz per gli impianti termoelettrici; in caso di disponibilità di margini ulteriori rispetto alla banda minima, la risorsa è comunque tenuta ad erogare la FCR fino ad una deviazione di frequenza di 200 mHz nel rispetto del proprio statismo;
    - al 10% della potenza efficiente per le risorse localizzate in Sicilia (qualora non esercita in modo sincrono con l'Italia Continentale) e in Sardegna; tale banda minima per gli impianti idroelettrici risulta coerente con il valore di piena attivazione per deviazioni di frequenza pari a 200 mHz previsto dal Regolamento SO GL, mentre per gli impianti termoelettrici risulta superiore alla piena attivazione prevista dal Regolamento SO GL;
- con la deliberazione 466/2025/R/eel, l'Autorità ha verificato la conformità regolatoria al TIDE dell'Allegato A.83 "Meccanismo di approvvigionamento della FCR" al Codice di Rete (di seguito: Allegato A.83); tale allegato riporta le modalità con cui sono eseguite le procedure di mercato per l'approvvigionamento della FCR, prevedendo, in particolare e per quanto qui rileva:
  - la partecipazione alle procedure di mercato da parte dei BSP titolari di unità obbligatoriamente o facoltativamente abilitate al servizio di FCR ai sensi del Codice di Rete;
  - una sola procedura di mercato a pronti su base giornaliera da svolgersi il giorno antecedente al periodo di consegna (coerentemente con quanto previsto dal TIDE) e collocata successivamente alla prima asta del Mercato Infragiornaliero (di seguito: MI) ed entro il termine di presentazione delle offerte per la prima

sottofase MSD dell'*Integrated Scheduling Process*, con pubblicazione degli esiti alle ore 16:30;
- un fabbisogno di FCR differenziato:
  - su base geografica per Italia Continentale (e Sicilia qualora esercita in modo sincrono con l'Italia Continentale), Sicilia (qualora esercita non in modo sincrono con l'Italia Continentale) e Sardegna;
  - su base temporale per ciascun ISP;
  - su base merceologica, distinguendo fra servizio a salire e servizio a scendere;
- un premio di riserva oltre il quale le offerte non vengono accettate, da determinare con una apposita metodologia; tale metodologia, la cui conformità regolatoria al TIDE è stata positivamente verificata dall'Autorità con la deliberazione 566/2025/R/eel, prevede la distinzione del premio di riserva fra FCR a salire (allineato al prezzo di esercizio del mercato della capacità) e FCR a scendere (posto pari a zero);
- un obbligo di offerta per il BSP titolare di unità obbligatoriamente abilitate al servizio di FCR ai sensi del Codice di Rete per almeno una quantità pari al minimo tra:
  - il margine disponibile dell'unità sulla base della nomina effettuata dal BSP fino alle 15:30 del giorno antecedente al giorno di consegna;
  - la banda massima di attivazione, coincidente con il contributo di potenza in risposta a variazioni di frequenza pari a 200 mHz (di seguito: banda di piena attivazione FCR) come decurtata dalle eventuali bande obbligatorie FCR previste per l'unità; la banda di piena attivazione FCR è differenziata per tecnologia per tenere conto dello specifico statismo e, in particolare, è stata posta pari all'8% della potenza efficiente per gli impianti termoelettrici, al 10% della potenza efficiente per gli impianti idroelettrici, eolici, fotovoltaici e per i sistemi di accumulo a pompaggio e al 100% della potenza efficiente per i sistemi di accumulo a batteria elettrochimica; per le UAS, qualora la banda di piena attivazione FCR, come sopra identificata, non sia erogabile entro 30 secondi, si applica una riduzione del 50%;
- la copertura del fabbisogno di FCR eventualmente non coperto dai contributi delle risorse approvvigionate tramite le procedure di mercato tramite azioni di ridispacciamento sull'*Integrated Scheduling Process*;

- con la deliberazione 466/2025/R/eel l'Autorità ha previsto che l'Allegato A.83 termini i propri effetti al più tardi al 31 dicembre 2027, in quanto dall'1 gennaio 2028 occorre comunque rivedere le regole e l'articolazione delle procedure di mercato per la FCR per integrare nel meccanismo i dispositivi di accumulo contrattualizzati nell'ambito del meccanismo di approvazione della capacità di stoccaggio elettrico (di seguito: MACSE) di cui alla deliberazione 247/2023/R/eel; sono comunque fatte salve eventuali revisioni anticipate finalizzate a rivedere la collocazione delle procedure a pronti per gestire l'incremento della quota di fabbisogno di FCR da approvvigionare a mercato, derivante dalla progressiva riduzione delle bande obbligatorie FCR;

- con la deliberazione 566/2025/R/eel, l'Autorità, oltre a verificare positivamente la conformità regolatoria della metodologia per il premio di riserva per la FCR, ha preso atto della necessità di Terna di aggiornare alcuni documenti del Codice di Rete per recepire in modo automatico una serie di modifiche funzionali all'avvio del nuovo meccanismo di approvvigionamento della FCR, nonché per integrare alcune richieste di chiarimento sul tema presentate dagli operatori;
- con la comunicazione 27 gennaio 2026, Terna ha segnalato all'Autorità che il processo di sviluppo e adeguamento degli strumenti informatici per l'avvio dell'approvvigionamento a mercato della FCR stava richiedendo più tempo del previsto e che, di conseguenza, l'approvvigionamento a mercato della FCR, inizialmente previsto dal 1° febbraio 2026 contestualmente all'avvio della fase di consolidamento del TIDE, non avrebbe potuto essere avviato prima del 1° marzo 2026;
- con la deliberazione 51/2026/R/eel l'Autorità ha verificato la conformità regolatoria delle nuove versioni dei seguenti documenti del Codice di Rete:
  - Capitolo 4;
  - Allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza" (di seguito: Allegato A.15);
  - Allegato A.22 "Procedura di selezione delle risorse sul MSD" (di seguito: Allegato A.22);
  - Allegato A.23 "Procedura per la selezione delle risorse per MB e per la conversione delle offerte ai fini della partecipazione del Gestore della rete alle Piattaforme di bilanciamento" (di seguito: Allegato A.23);
  - Allegato A.60 "Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del mercato elettrico" (di seguito: Allegato A.60);
  - Allegato A.83;
- in estrema sintesi, le versioni dei documenti di cui al precedente punto hanno:
  - introdotto, nei dati tecnici, le informazioni necessarie per lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento della FCR;
  - specificato che l'erogazione della FCR da parte delle unità obbligatoriamente o volontariamente abilitate a tale servizio riguarda, oltre alle bande messe a disposizione a titolo gratuito, anche la banda selezionata nell'ambito della procedura di mercato per la FCR;
  - nel caso in cui il fabbisogno Italia SO GL non sia interamente coperto in esito alle procedure di mercato, previsto la facoltà per Terna di riservare sulla fase MSD dell'*Integrated Scheduling Process* una banda per l'erogazione della FCR non superiore alla banda di piena attivazione FCR decurtata delle eventuali bande obbligatorie FCR e delle bande selezionate sulle procedure di mercato;
- con la deliberazione 51/2026/R/eel l'Autorità ha anche:
  - posticipato al 3 giugno 2026 l'avvio della sperimentazione delle procedure di mercato per l'approvvigionamento della FCR (inizialmente prevista dall'1 febbraio 2026 e poi rinviata da Terna all'1 marzo 2026), con decorrenza dei relativi obblighi di offerta da tale data; l'approvvigionamento sperimentale è

relativo al solo fabbisogno addizionale (circa 30 MW corrispondente al 10% del fabbisogno Italia SO GL) e prosegue fino al 30 novembre 2026 in modo da preservare gli originari 6 mesi previsti dal TIDE per questa fase;
  - previsto che l'evoluzione delle fasi e delle modalità di approvvigionamento a mercato della FCR, anche in termini di progressione temporale e di collocazione delle sessioni di mercato, fosse valutata, previa consultazione, con successivo provvedimento tenendo conto dei primi esiti disponibili della fase di sperimentazione;
- con la deliberazione 190/2026/R/eel l'Autorità:
  - ha verificato la conformità regolatoria della nuova versione dell'Allegato A.83 al Codice di Rete, modificato da Terna al fine di prevedere, in particolare e per quanto qui rileva, la riduzione temporanea dell'obbligo di offerta per i sistemi di accumulo a batteria elettrochimica al 10% della potenza efficiente;
  - ha confermato l'avvio della prima fase dell'approvvigionamento a mercato della FCR al 3 giugno 2026, posticipando, tuttavia, al 1° settembre 2026 la decorrenza dell'obbligo di offerta per i BSP al fine di lasciare loro un congruo tempo per recepire tale obbligo nei loro sistemi;
- dopo un primo periodo in cui i prezzi di approvvigionamento della FCR sono risultati quasi sempre allineati al premio di riserva sia per il servizio a salire sia per il servizio a scendere, dal mese di settembre 2026, contestualmente all'avvio dell'obbligo di offerta per i BSP, le procedure concorsuali hanno visto una maggiore concorrenza con approvvigionamento della FCR: il servizio a salire è stato aggiudicato a prezzi significativamente inferiori al premio di riserva, mentre per il servizio a scendere, pur rimanendo il prezzo di aggiudicazione allineato al premio di riserva (posto pari a zero), si è comunque visto un incremento dei volumi offerti dagli operatori.

RITENUTO CHE:

- la definizione delle successive fasi per l'approvvigionamento a mercato della FCR non possa prescindere da attente valutazioni sugli esiti della prima fase;
- al riguardo, le informazioni più utili possano essere ricavate dagli esiti delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento della FCR dal 1° settembre 2026, cioè a partire dall'introduzione di uno specifico obbligo di offerta in capo ai BSP che ha comportato l'aumento dei partecipanti e dei volumi offerti;
- il periodo di osservazione sia ancora piuttosto limitato e focalizzato su un contesto tardo estivo con una buona produzione da fonti rinnovabili non programmabili (soprattutto nel mese di settembre) e da un livello di domanda medio (più elevato in settembre per l'effetto del condizionamento legato alle temperature ancora estive, più contenuto in ottobre);
- sia pertanto opportuno prorogare la fase sperimentale di approvvigionamento della FCR fino al 31 maggio 2027 affinché essa duri un anno consentendo di verificare l'andamento delle relative procedure concorsuali anche in contesti invernali (con ridotta produzione da fonti rinnovabili non programmabili e elevata domanda) e primaverili (con elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e ridotta

domanda); fino a tale data continuino a valere le regole di approvvigionamento di cui alla versione dell'Allegato A.83 attualmente vigente;
- sia altresì opportuno ribadire, come già precisato nella deliberazione 51/2026/R/eel, che l'evoluzione delle modalità di approvvigionamento a mercato della FCR a seguito della fase di sperimentazione sarà definita con successivo provvedimento tenendo conto degli esiti della sperimentazione

DELIBERA

1. di prorogare la fase sperimentale dell'approvvigionamento a mercato della FCR al 31 maggio 2027, con applicazione delle regole di cui alla corrente versione dell'Allegato A.83 al Codice di Rete e mantenimento delle bande obbligatorie senza alcuna riduzione;
2. di ribadire che l'evoluzione delle modalità di approvvigionamento a mercato della FCR a seguito della fase di sperimentazione sarà definita con successivo provvedimento tenendo conto degli esiti della prima fase della sperimentazione;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A. e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
4. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

24 novembre 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua