

**DELIBERAZIONE 15 APRILE 2025**

**166/2025/R/EEL**

**VERIFICA DI CONFORMITÀ DELLE PROPOSTE DI MODIFICA AGLI ALLEGATI A.7 E A.73  
DEL CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE  
IN MATERIA DI REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA FORNITA A TITOLO DI  
FREQUENCY CONTAINMENT RESERVE**

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

Nella 1336<sup>a</sup> riunione del 15 aprile 2025

### **VISTI:**

- la direttiva 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 944/2019), come emendata dalla Direttiva 2024/1711/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 1711/2024);
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento 2024/1747;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SOGL);
- il Regolamento (UE) 2195/2017 della Commissione del 23 novembre 2017 (di seguito: Regolamento Balancing);
- 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 modificato dalla legge di conversione 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 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) 9 giugno 2006, n. 111/06 e in particolare l'Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2013, 231/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 231/2013/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 31 ottobre 2013, 483/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2013/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 febbraio 2021, 54/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 54/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 345/2023/R/eel) e in particolare l’Allegato A (di seguito: Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE), nella versione approvata con la deliberazione 10 dicembre 2024, 539/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 26 novembre 2024, 499/2024/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 13 marzo 2025, protocollo Autorità 17858 del 13 marzo 2025 (di seguito: comunicazione del 13 marzo 2025).

#### **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 CACM ha introdotto il *Single Day Ahead Coupling* (di seguito: SDAC) e il *Single Intraday Coupling* (di seguito: SIDC) ai quali l’Italia si è unita rispettivamente nel febbraio 2015 (fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2020) e nel settembre 2021 (sempre fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2022);
  - 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;
  - il Regolamento *Balancing* ha introdotto specifiche piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento secondo un modello TSO-TSO e ha definito criteri per la remunerazione delle risorse di bilanciamento e per la regolazione economica degli sbilanciamenti;
- 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;
- ulteriori modifiche ai Regolamenti 943/2019 e alla Direttiva 944/2019 sono state approvate dal Parlamento e dal Consiglio dell’Unione Europea a giugno 2024, rispettivamente con il Regolamento 1747/2024 e la Direttiva 1711/2024;

- 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
- il Regolamento SO GL definisce 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*;
  - *Replacement Reserve*.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 111/06, l’Autorità ha disciplinato le condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 79/99 da applicarsi a partire dall’1 maggio 2007;
- nell’ambito del quadro regolatorio definito dalla deliberazione 111/06 il servizio di FCR è obbligatoriamente fornito da tutti i gruppi di generazione programmabili di taglia non inferiore a 10 MW che soddisfano i requisiti definiti nel Codice di Rete tramite la messa a disposizione di una banda minima di regolazione; l’energia erogata per il servizio di FCR è contabilizzata nell’ambito dello sbilanciamento di ciascuna Unità di Produzione (di seguito: UP) e non è esplicitamente remunerata;
- con la deliberazione 231/2013/R/eel, l’Autorità ha introdotto un meccanismo, su base volontaria, finalizzato alla valorizzazione esplicita dell’energia erogata per il servizio di FCR e alla contestuale esclusione di tale energia dallo sbilanciamento delle UP;
- più nel dettaglio, la deliberazione 231/2013/R/eel prevede che, a decorrere dall’1 luglio 2014, le UP possano richiedere di accedere al meccanismo di misura e valorizzazione dell’energia erogata per il servizio FCR, sostenendo gli oneri relativi all’installazione di una apposita apparecchiatura finalizzata alla contabilizzazione di tale energia; in tal caso, l’energia erogata per il servizio FCR è valorizzata a un prezzo pari:
  - per contributi a salire, al prezzo zonale registrato sul Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell’anno precedente fra il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per aFRR a salire sul Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR, già Mercato per il Servizio di Dispacciamento, di seguito: MSD) a livello nazionale, e la media a livello

- nazionale dei prezzi zionali registrati sul MGP ponderata per le quantità accettata per aFRR a salire nelle relative zone di offerta;
- per contributi a scendere, al prezzo zonale registrato sul MGP ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra la media a livello nazionale dei prezzi zionali registrati sul MGP ponderata per le quantità accettata per aFRR a scendere nelle relative zone di offerta, e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per aFRR a scendere sul MBR (già MSD) a livello nazionale;
  - dando seguito a quanto previsto dalla deliberazione 231/2013/R/eel, Terna ha predisposto l'Allegato A.73 "Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza" al Codice di Rete, recante le soluzioni tecniche per l'apparecchiatura per la verifica della prestazione ed il calcolo della quantità di energia fornita quale contributo al servizio di FCR (denominata UVRP) da installare presso gli impianti di produzione sincroni (in quanto solo tali tipologie di impianti erano abilitate alla fornitura di FCR quando è stato predisposto l'Allegato A.73); l'Allegato A.73 è stato positivamente verificato dall'Autorità con la deliberazione 483/2013/R/eel;
  - in coerenza con quanto previsto dal Regolamento SO GL, i TSO dell'area sincrona Europa Continentale hanno proposto delle proprietà aggiuntive per il servizio di FCR che sono state approvate con modifiche dalle competenti autorità di regolazione; l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 54/2021/R/eel;
  - tali proprietà aggiuntive prevedono, in particolare, che l'attivazione del servizio da parte delle UP in aggregato possa avvenire sia tramite regolazione decentralizzata in funzione del segnale di frequenza rilevato da ciascuna UP sia tramite regolazione centralizzata con attivazione delle singole UP a cura del BSP.

**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 suddetto 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 fra BSP e BRP e *settlement* del servizio di dispacciamento, in sostituzione del quadro regolatorio di cui alla deliberazione 111/06;
- il TIDE è entrato in vigore dall'1 gennaio 2025, secondo un'implementazione per fasi, articolata come segue:
  - fase transitoria (di cui alla Sezione 3-29.3 “Fase transitoria di implementazione del TIDE”) dall'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 fino al 31 dicembre 2024 dalla deliberazione 111/06;
  - fase di consolidamento (di cui alla Sezione 3-29.4 “Fase di implementazione del TIDE di consolidamento”) dall'1 febbraio 2026 con: implementazione quasi completa del TIDE ad eccezione dell'approvvigionamento esclusivamente a mercato della FCR e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali;
  - fase di regime (di cui alla Sezione “3-29.5 “Fase di implementazione del TIDE di regime”) da una data che verrà individuata da Terna in un successivo momento: completa implementazione del TIDE;
- in relazione al servizio di FCR, la Sezione 3-15.2 “Approvvigionamento della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza” del TIDE prevede che:
  - Terna si approvvigiona delle bande di potenza (in MW) per l'erogazione di FCR tramite procedure di mercato basate su aste del tipo *system marginal price* sulle quali i BSP presentano offerte in €/MW;
  - nelle procedure concorsuali i BSP possano presentare offerte riferite a Unità Abilitate Singolarmente (di seguito UAS) e a Unità Virtuali Abilitate (di seguito: UVA) che si sono abilitate alla fornitura di tali servizi (tali unità sono identificate con l'acronimo UFCR); Terna possa comunque prevedere un obbligo di offerta per una banda minima di potenza per ciascuna UFCR;
  - il BSP abbia la facoltà di installare appositi dispositivi per la misura dell'energia elettrica erogata in tempo reale per l'erogazione di FCR; in tal caso, l'energia erogata a titolo di FCR sia oggetto di remunerazione (in €/MWh), tramite il meccanismo definito dalla deliberazione 231/2013/R/eel, e dia luogo ad un aggiustamento dello sbilanciamento e alla relativa compensazione finalizzata a sterilizzare il BRP rispetto all'energia erogata per il servizio FCR;
- le disposizioni di cui al precedente punto troveranno applicazione dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE; per tutta la fase transitoria, come chiarito nella Sezione 3-29.3.9 “Ulteriori disposizioni per i servizi ancillari nazionali globali” del TIDE, permane per tutti i gruppi di generazione programmabili di taglia non inferiore a 10 MW l'obbligo di messa a disposizione di una banda minima di potenza identica a quella prevista nella versione del Codice di Rete antecedente all'entrata in vigore del TIDE; più nel dettaglio, tale banda minima è pari a:

- 1,5% della potenza massima per le UP programmabili, inclusi i dispositivi di accumulo, di taglia maggiore o uguale a 10 MW localizzate in Continente e Sicilia (in assetto connesso al Continente);
- 10% della potenza massima per le UP programmabili, inclusi i dispositivi di accumulo, di taglia maggiore o uguale a 10 MW per le risorse localizzate in Sardegna e Sicilia (in assetto isolato).

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- per effetto del TIDE potranno essere abilitate alla fornitura di FCR tutte le tipologie di impianti e non solo i gruppi di generazione programmabili di taglia non inferiore a 10 MW per i quali vige l’obbligo di messa a disposizione della banda minima ai sensi della versione del Codice di Rete attualmente vigente; l’aggregazione riguarderà sia risorse singole (in UAS) sia risorse in aggregato (in UVA);
- per tenere conto di quanto sopra, Terna, in data 20 dicembre 2024, ha posto in consultazione una proposta di aggiornamento dell’Allegato A.73 al fine di definire i criteri e le modalità specifiche per la contabilizzazione dell’energia erogata per il servizio di FCR da parte degli impianti *inverter-based* (fotovoltaici, eolici e sistemi di accumulo elettrochimici) in coerenza con il meccanismo di cui alla deliberazione 231/2013/R/eel;
- con la comunicazione 13 marzo 2025, Terna ha trasmesso all’Autorità:
  - una proposta di aggiornamento dell’Allegato A.73 e al Codice di Rete che tiene conto delle osservazioni degli operatori pervenute nella consultazione;
  - le osservazioni puntuali inviate dagli operatori nel corso della consultazione e una presentazione di sintesi delle stesse;
- in sintesi, Terna ha proposto di:
  - aggiornare il modello di determinazione dell’energia erogata per il servizio di FCR per tenere conto delle specificità degli impianti *inverter-based*;
  - per gli impianti di tipo *inverter based* valorizzare esclusivamente i contributi forniti in modalità *Frequency Sensitive Mode* (di seguito: FSM), cioè in condizioni di stato normale del sistema; per gli impianti sincroni, invece, continuano altresì ad essere valorizzati i contributi erogati nella modalità *Limited FSM* (di seguito: LFSM, cioè in condizioni di emergenza del sistema elettrico);
  - introdurre dei requisiti di remotizzazione delle registrazioni, di monitoraggio continuo e di monitoraggio rapido in tempo reale;
  - prevedere l’applicazione della nuova versione dell’Allegato A.73 sia alle UVRP nuove sia alle UVRP già installate e certificate alla data di entrata in vigore di tale nuova versione (senza attendere l’avvio della fase di consolidamento del TIDE in modo da implementare fin da subito le nuove funzionalità in materia di remotizzazione delle registrazioni, di monitoraggio continuo e di monitoraggio rapido in tempo reale), tenendo conto di quanto sotto specificato:
    - per le UVRP installate e certificate presso UP costituite da gruppi sincroni, non prevedere l’applicazione dei requisiti di remotizzazione delle registrazioni dei test di funzionamento effettuati da remoto; per tali UP, prevedere, invece,

- l'invio manuale delle registrazioni, entro tre giorni lavorativi, in caso di test negativo;
- per le UVRP installate e certificate presso UP costituite da gruppi sincroni di taglia inferiore a 100 MVA, non prevedere l'applicazione dei requisiti di monitoraggio continuo;
  - per le UVRP installate e certificate successivamente alla data di entrata in vigore della versione 01 dell'Allegato A.7 (cioè, il 19 febbraio 2020), prevedere l'applicazione dei requisiti di monitoraggio rapido in tempo reale in quanto tale allegato già prevedeva l'implementazione di un flusso dati in tempo reale con Terna;
  - l'installazione di una UVRP coerente con i requisiti di cui all'Allegato A.73 è obbligatoria presso:
    - le UP abilitate in qualità di UAS alla fornitura di FCR e che accedono al meccanismo di valorizzazione del contributo di FCR;
    - le singole UP facenti parte di UVA abilitate al servizio di FCR che adottano la modalità di regolazione decentralizzata in conformità all'Allegato A.81 del Codice di Rete e un modello di valorizzazione dei contributi di FCR per singola UP;
  - per le UP facenti parte di UAS costituite sia da sistemi di accumulo elettrochimici che da altri gruppi di generazione di diversa tecnologia, per le UVA che adottano come predefinita la modalità di regolazione centralizzata in conformità all'Allegato A.81 del Codice di Rete e per le UVA che adottano la sola modalità di regolazione decentralizzata e che implementano un modello per una valorizzazione dei contributi di regolazione primaria a livello di concentratore non è prevista l'installazione di una UVRP coerente con i requisiti di cui all'Allegato A.73; tali UAS e UVA possono comunque richiedere l'applicazione della valorizzazione dell'energia erogata per il servizio di FCR previo invio a Terna di una proposta tecnica contenente il dettaglio dell'algoritmo e la soluzione architettonica adottati, i quali devono garantire le medesime funzionalità e lo stesso grado di robustezza, precisione ed affidabilità richieste per le UVRP installate presso le altre UAS di immissione (cosiddetta applicazione funzionale dell'Allegato A.73);
  - in ottica di razionalizzazione delle disposizioni contenute nel Codice di Rete, con la comunicazione 13 marzo 2025 Terna ha altresì proposto di abrogare il paragrafo 7 dell'Allegato A.7 “Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensioni uguali o superiori a 50 kV” contenente alcune previsioni in materia di monitoraggio in tempo reale in quanto gli obblighi informativi afferenti a tale monitoraggio sono stati riportati nella nuova versione dell'Allegato A.73;
  - Terna, con la comunicazione del 13 marzo 2025, ha infine evidenziato di non aver accolto le richieste degli operatori di estendere anche agli impianti *inverter based* la valorizzazione dei contributi alla FCR forniti nella modalità LFSM (in quanto tale valorizzazione renderebbe molto più complesso il modello, dato che tali contributi sono erogati con statismo variabile).

**RITENUTO CHE:**

- le proposte di modifica al Codice di Rete elaborate da Terna permettano l'estensione a tutte le tipologie di unità del meccanismo di contabilizzazione e valorizzazione dell'energia erogata per il servizio di FCR previsto dalla deliberazione 231/2013/R/eel, in coerenza con quanto previsto dal TIDE in tema di approvvigionamento di FCR;
- sia pertanto opportuno verificare positivamente le proposte di modifica degli Allegati A.7 e A.73 al Codice di Rete trasmesse da Terna con la comunicazione 13 marzo 2025

**DELIBERA**

1. di verificare positivamente le proposte di modifica degli Allegati A.7 e A.73 al Codice di Rete trasmesse da Terna con la comunicazione 13 marzo 2025;
2. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A. e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

15 aprile 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*