

DELIBERAZIONE 10 DICEMBRE 2024

539/2024/R/EEL

MODIFICHE DI DETTAGLIO AL TIDE FUNZIONALI ALL'AVVIO DELLA RELATIVA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1320^a riunione del 10 dicembre 2024

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) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), come emendato dal Regolamento 2024/1106 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024 e dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 2024/1747);
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione Europea del 14 aprile 2016 (di seguito: Regolamento RfG);
- il Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione del 26 settembre 2016;
- 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 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239/03, come convertito con modificazioni dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290/03;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, come convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 (decreto-legge 181/23);

- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 18 aprile 2024 (di seguito: decreto ministeriale 18 aprile 2024);
- 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 6 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (di seguito: TIMM);
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09 e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 300/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 383/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2020, 200/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 200/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 474/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 109/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 luglio 2021, 321/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 321/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2021, 523/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 523/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 21 marzo 2023, 115/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 115/2023/R/eel);
- il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), inizialmente approvato con la deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 345/2023/R/eel), nella revisione 2 approvata con la deliberazione 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel;
- il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza, allegato A alla deliberazione 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 366/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 366/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 24 ottobre 2023, 484/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 484/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 60/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 maggio 2024, 174/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 174/2024/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 1 ottobre 2023, 388/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 388/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2024, 449/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 449/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 19 novembre 2024, 483/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2024/R/eel);
- il parere dell’Autorità 19 novembre 2024, 488/2024/R/eel (di seguito: parere 488/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 26 novembre 2024, 499/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 499/2024/R/eel);
- il “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- il Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, approvato con il decreto del Ministro delle Attività produttive, ora Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica, 19 dicembre 2003 (di seguito: TIDME);
- il Regolamento della Piattaforma Conti Energia predisposto ai sensi della Sezione 2-4.3 del TIDE (di seguito: Regolamento PCE);
- la comunicazione del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) del 2 ottobre 2024, prot. Autorità 69248 del 2 ottobre 2024 (di seguito: comunicazione 2 ottobre 2024).

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;
- 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;
- 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* e il *Single Intraday Coupling* 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;
- ai fini della regolazione degli sbilanciamenti, il Regolamento *Balancing* prevede che:
 - all’articolo 53(1), entro tre anni dall’entrata in vigore (cioè entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO debbano applicare un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti (*Imbalance Settlement Period*, di seguito: ISP) di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, oltre ad assicurare che gli estremi temporali dei periodi rilevanti ai fini dei mercati dell’energia coincidano con gli estremi del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti;
 - all’articolo 62(4), un TSO possa richiedere alla propria Autorità di regolazione una deroga al termine per l’applicazione dell’ISP a 15 minuti, di cui all’articolo 53(1); tale deroga, ai sensi dell’articolo 62(9), può essere concessa fino all’1 gennaio 2025;
- con la deliberazione 474/2020/R/eel, l’Autorità ha approvato la richiesta di deroga dall’applicazione dell’ISP a 15 minuti presentata da Terna ai sensi dell’articolo 62(4) del Regolamento *Balancing*, fissando la decorrenza di tale ISP dall’ultima data utile prevista dal Regolamento *Balancing*, ossia dall’1 gennaio 2025;
- l’articolo 13 del decreto legislativo 210/21, come modificato dall’articolo 19 del decreto-legge 181/23, ha stabilito che con decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito anche: Ministro), sentita l’Autorità, siano stabiliti le condizioni e i criteri per l’applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali sul mercato elettrico all’ingrosso e siano stabiliti indirizzi per la definizione da parte dell’Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione tra i clienti finali che tenga conto del contributo alla flessibilità e all’efficienza del sistema nonché delle esigenze di promozione della concorrenza nel mercato, a compensazione

- dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN);
- il Ministro ha attuato quanto previsto al precedente punto con il decreto ministeriale 18 aprile 2024 che prevede:
 - a decorrere dall'1 gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zionali delle offerte di acquisto di energia elettrica sul mercato del giorno prima;
 - ai fini della disciplina del mercato elettrico, il calcolo a cura del GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona (di seguito: PUN Index GME);
 - la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione tra i clienti finali a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento calcolato dal GME, unitamente alle relative modalità di copertura; tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
 - la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione di cui al precedente punto, eventualmente prevedendo tempistiche differenziate, anche in via transitoria su base opzionale, per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità ed all'efficienza del sistema nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza nel mercato; le modifiche sono efficaci non prima di 12 mesi dalla loro adozione;
 - la definizione a cura dell'Autorità delle modalità con cui il GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema Informativo Integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALL'ADOZIONE DEL TIDE E ALLA SUA IMPLEMENTAZIONE:

- 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 è finalizzato a 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 procedimento di cui al punto precedente, con la deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto una prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) alle unità precedentemente non ammesse; ciò è avvenuto tramite progetti pilota, al fine da un lato di rendere disponibili nuove risorse

- di dispacciamento e dall'altro di acquisire elementi utili per la definizione delle regole di regime da inserire nel TIDE;
- nell'ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, l'Autorità:
 - con la deliberazione 383/2018/R/eel, ha approvato il progetto pilota per la partecipazione al MSD delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria (di seguito: UPR);
 - con la deliberazione 200/2020/R/eel, ha approvato il progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza;
 - con la deliberazione 321/2021/R/eel, ha approvato il progetto pilota per l'adeguamento di impianti esistenti ai sensi del Regolamento RfG connessi alla rete di trasmissione nazionale affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione;
 - con la deliberazione 366/2023/R/eel, ha approvato l'aggiornamento del regolamento del progetto pilota per le Unità Virtuali Abilitate Miste (di seguito: UVAM);
 - con la deliberazione 484/2023/R/eel, ha approvato le modalità di coordinamento dinamico tra TSO e DSO per la gestione delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione;
 - con la deliberazione 523/2021/R/eel, l'Autorità ha riformato la disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo di cui al Regolamento *Balancing*; tra le principali innovazioni vi sono l'estensione, a partire dal 1 aprile 2022, del meccanismo *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti per tutte le unità, senza distinzioni in base alle loro caratteristiche, l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate e, previa apposite valutazioni di Terna e la redazione di una metodologia *ad hoc*, l'identificazione dinamica delle macrozone di sbilanciamento come aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento libere da congestioni di rete;
 - con la deliberazione 345/2023/R/eel, tenuto conto delle disposizioni di cui alla deliberazione 474/2020/R/eel in materia di ISP a 15 minuti e di cui alla deliberazione 523/2021/R/eel in materia di regolazione economica degli sbilanciamenti, nonché dell'esperienza maturata con i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/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, programmazione delle unità e *settlement* del servizio di dispacciamento in sostituzione del quadro regolatorio di cui alla deliberazione 111/06;
 - con la deliberazione 304/2024/R/eel, l'Autorità, tenuto conto di quanto disposto dal decreto ministeriale 18 aprile 2024, ha modificato il TIDE, introducendo la valorizzazione a prezzo zonale per le offerte di acquisto presentate sul mercato del giorno con riferimento ai portafogli zionali di prelievo con applicazione di una componente compensativa, pari alla differenza tra il PUN Index GME e il prezzo zonale;

- con la deliberazione 304/2024/R/eel, l’Autorità ha altresì previsto, tra l’altro e per quanto qui rileva, un’entrata in vigore del TIDE in modo graduale;
- più nel dettaglio, la Sezione 2-28.1 “Entrata in vigore del TIDE” del TIDE prevede che l’implementazione avvenga secondo le seguenti fasi:
 - fase transitoria (di cui alla Sezione 2-28.3 “Fase transitoria di implementazione del TIDE”) dall’1 gennaio 2025 fino al 31 gennaio 2026: 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, garantendo comunque l’entrata in vigore delle disposizioni finalizzate all’introduzione dell’ISP di 15 minuti e dei prodotti quattorari sui mercati dell’energia a livello europeo, nonché della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale delle singole unità;
 - fase di consolidamento (di cui alla Sezione 2-28.4 “Fase di implementazione del TIDE di consolidamento”) dall’1 febbraio 2026: implementazione quasi completa del TIDE ad eccezione dell’approvvigionamento a mercato della *Frequency Containment Reserve* (il quale è avviato a titolo sperimentale contestualmente all’avvio della fase di consolidamento con un transitorio fino ad agosto 2028) e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali per i quali il BRP assume la qualifica di BSP fino a fine 2026;
 - fase di regime (di cui alla Sezione “2-28.5 “Fase di implementazione del TIDE di regime”) da una data che verrà individuata da Terna in un successivo momento: completa implementazione del TIDE;
- ai fini dell’implementazione del TIDE, per la fase transitoria dall’1 gennaio 2025:
 - il GME ha aggiornato il TIDME inviandolo per approvazione al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica; l’Autorità ha rilasciato parere positivo in merito all’approvazione, con il parere 488/2024/R/eel;
 - la società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) ha aggiornato il Codice di Rete inviandolo per approvazione all’Autorità che ne ha verificato la conformità al TIDE con la deliberazione 499/2024/R/eel;
 - il GME ha aggiornato il Regolamento PCE, inviandolo per approvazione all’Autorità;
- il TIDE produce effetti dall’1 gennaio 2025 e, dalla medesima data, sostituirà la deliberazione 111/06 che continuerà, pertanto, a essere applicata limitatamente alle disposizioni relative agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, come già previsto con la deliberazione 345/2023/R/eel.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA PROGRAMMAZIONE DELLE UNITÀ:

- l’articolo 5, comma 2, del decreto legislativo 79/99 prevede che l’ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica sia determinato secondo il dispacciamento di merito economico;
- la deliberazione 111/06 prevede che i programmi di immissione e prelievo siano determinati con riferimento alle transazioni eseguite sui mercati relativamente a ciascun punto di dispacciamento (logica *unit bidding*); solamente per il mercato

infragiornaliero in contrattazione continua (di seguito: XBID) è possibile eseguire transazioni con riferimento a portafogli contenenti più punti di dispacciamento (logica *portfolio bidding*) con obbligo di ripartizione dei volumi acquistati e venduti fra i vari punti di dispacciamento nell'ambito della Piattaforma di Nomina gestita dal GME appositamente sviluppata allo scopo;

- il TIDE, tra l'altro e per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, prevede che:
 - la Piattaforma di Nomina diventi il luogo per la programmazione delle immissioni e dei prelievi e che quest'ultima sia attuata in modo indipendente dagli esiti dei mercati dell'energia;
 - a regime, la programmazione complessiva delle unità di ciascun BRP (ottenuta contabilizzando con segno positivo i programmi di immissione e con segno negativo i programmi di prelievo) in ciascuna zona d'offerta debba essere coerente con la “posizione commerciale netta” (ottenuta contabilizzando con segno positivo le vendite e con segno negativo gli acquisti sul mercato all'ingrosso) del medesimo BRP nella medesima zona; eventuali scostamenti sono attribuiti alle Unità Virtuali Zonali (di seguito: UVZ) con finalità di saldo (UVZ di immissione della tipologia fonti rinnovabili non programmabili, in caso in cui la programmazione complessiva sia inferiore alla posizione netta, e UVZ di prelievo della tipologia mercato libero, in caso in cui la programmazione complessiva sia superiore alla posizione netta); a tal fine, il GME effettua direttamente le nomine su tali unità;
 - in via transitoria, al fine di preservare la significatività del calcolo del PUN Index GME come prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso:
 - la programmazione delle immissioni sia confrontata con la “posizione commerciale netta in immissione” di ciascun BRP in ciascuna zona d'offerta;
 - la programmazione dei prelievi sia confrontata con la “posizione commerciale netta in prelievo” di ciascun BRP in ciascuna zona d'offerta;
 - il GME effettui le nomine sulle UVZ con finalità di saldo e, ove necessario, proceda a correggere le nomine registrate sulla Piattaforma di Nomina qualora eccedenti la posizione commerciale netta in immissione o in prelievo;
 - il GME trasmetta all'Autorità degli approfondimenti sull'impatto che la soluzione prospettata a regime possa avere sulla significatività del calcolo del PUN Index GME come prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso;
- con la comunicazione 2 ottobre 2024, il GME ha trasmesso all'Autorità la relazione contenente gli approfondimenti di cui al precedente alinea; secondo il GME, la soluzione prospettata in via transitoria, è da preferire, anche a regime in quanto un controllo sulla sola posizione commerciale netta di ciascun BRP (compensando immissioni e prelievi):
 - non sembra essere compatibile con il dispacciamento di merito economico previsto dall'articolo 5, comma 5.2, del decreto legislativo 79/99 in quanto i BRP potrebbero programmare le immissioni delle unità di produzione di energia

elettrica sulla Piattaforma di Nomina anche senza partecipare al mercato elettrico, bilanciando tale programmazione con la programmazione delle unità di consumo; la soluzione transitoria risulta, invece, compatibile in quanto prevede la coincidenza fra quanto complessivamente programmato sulla Piattaforma di Nomina (comprese le UVZ con finalità di saldo) e quanto risultante dalle transazioni in vendita effettuate sui mercati del giorno prima e infragiornaliero (rispettando, quindi, il merito economico), senza possibilità di programmare immissioni in eccesso;

- potrebbe ridurre, anche significativamente, le negoziazioni sul Mercato del Giorno Prima in quanto ciascun BRP avrebbe l’incentivo a negoziare sul Mercato del Giorno Prima e sul Mercato Infragiornaliero esclusivamente il volume netto tra acquisti e vendite per poi bilanciare le proprie immissioni e prelievi all’interno del proprio portafoglio;
- altererebbe la significatività del PUN Index GME che, essendo calcolato come media dei prezzi zionali ponderata sui volumi acquistati sul mercato del giorno prima con riferimento ai portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona d’offerta, risulta tanto più efficace come prezzo di riferimento dell’energia scambiata quanto più gli acquisti sul Mercato del Giorno Prima sono una *proxy* dei prelievi attesi;
- potrebbe costituire un incentivo a concentrare su un unico soggetto il ruolo di BRP, al fine di ampliare il portafoglio rispetto al quale effettuare programmazioni bilanciate fra immissioni e prelievi senza esigenza di negoziare sul mercato;
- potrebbe alterare il corretto funzionamento della priorità nel trattamento delle offerte presentate a parità di prezzo, in quanto le unità di produzione di energia elettrica, indipendentemente dalla tipologia, potrebbero essere nominate senza dover essere esplicitamente offerte sui mercati dell’energia e, quindi, senza dover rispettare la priorità di dispacciamento a parità di merito economico; ciò potrebbe indurre i BRP a registrare nomine in immissione e prelievo complessivamente bilanciate senza dover offrire esplicitamente sul mercato tali risorse, oppure a utilizzare il solo portafoglio zonale in immissione relativo alla tipologia con maggiore priorità per offrire il saldo netto sul mercato;
- potrebbe avere effetti negativi sul monitoraggio delle strategie di offerta delle unità di produzione in quanto sui mercati dell’energia potrebbero essere offerte sole le unità di produzione eccedenti rispetto alle unità di consumo in capo a ciascun BRP;
- riducendo potenzialmente la liquidità dei mercati dell’energia, potrebbe inficiare la qualità dei segnali di prezzo di mercato e, quindi, incrementare il rischio che i prezzi di equilibrio non rappresentino compiutamente i reali prezzi marginali, oltre che esporre il mercato agli effetti di comportamenti opportunistici o manipolatori.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE PARTECIPAZIONE DI TERNA ALLE PIATTAFORME DI BILANCIAMENTO:

- il 13 gennaio 2021 Terna ha avviato la partecipazione alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve* (di seguito: RR) di cui all'articolo 19 del Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma TERRE);
- l'introduzione, a partire dal 1° gennaio 2025, dei prodotti quartorari sul Mercato Infragiornaliero a negoziazione continua con conseguente presenza di 96 *gate closure* (una per ciascun quarto d'ora) risulta incompatibile con la frequenza oraria di esecuzione della piattaforma TERRE, in quanto gli operatori avrebbero la possibilità di modificare il programma degli ultimi tre quarti d'ora di ciascuna ora *h* anche successivamente all'esecuzione della piattaforma RR per l'ora *h* stessa;
- con la deliberazione 449/2024/R/eel, l'Autorità ha, pertanto, disposto la sospensione della partecipazione operativa di Terna alla piattaforma TERRE, dall'1 gennaio 2025, dando mandato a Terna di aggiornare il Codice di rete sopprimendo i relativi contenuti;
- la partecipazione di Terna alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da *automatic Frequency Restoration Reserve* (di seguito: aFRR) di cui all'articolo 21 Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma PICASSO) è sospesa dal 15 marzo 2024, in coerenza con le disposizioni di cui alla deliberazione 60/2024/R/eel con la quale l'Autorità ha concluso l'istruttoria conoscitiva sugli esiti della piattaforma stessa caratterizzati dalla presenza di picchi di prezzo sia a salire che a scendere; la riconnessione alla piattaforma sarà valutata non appena Terna sarà in grado di sfruttare i correttivi adottati dai TSO europei al funzionamento della piattaforma PICASSO, fra cui la possibilità di inserire un fabbisogno elastico;
- con la deliberazione 174/2024/R/eel l'Autorità ha approvato il piano di lavoro predisposto da Terna per la partecipazione alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da *manual Frequency Restoration Reserve* (di seguito: mFRR) di cui all'articolo 20 del Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma MARI), dando mandato a Terna di avviare tale partecipazione nel più breve tempo possibile nel rispetto delle attività propedeutiche tra cui, in particolare, la consultazione degli operatori per la definizione del modello di coordinamento tra il Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR) e la piattaforma MARI, nonché l'analisi quantitativa dei potenziali impatti negativi derivanti dalla piattaforma stessa.
- la versione del Codice di rete verificata positivamente con la deliberazione 499/2024/R/eel non contiene più alcun riferimento alla partecipazione di Terna alla piattaforma TERRE e al relativo processo di conversione delle offerte; essa conferma, invece, le modalità di partecipazione alla piattaforma PICASSO come approvate con la deliberazione 115/2023/R/eel, mentre le modalità di partecipazione alla piattaforma MARI saranno approvate con successivo provvedimento.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- la Sezione 2-29.1 “Raccordo con il TIMM” del TIDE prevede che Terna, coordinandosi con GME e con le imprese distributrici:
 - monitori sistematicamente a consuntivo la coerenza fra lo stato effettivo delle Unità di Produzione (di seguito: UP) e le comunicazioni inviate dai BRP in merito allo stato di disponibilità di ciascuna UP, fornendo il nuovo valore di capacità massima in immissione, inferiore al valore registrato su GAUDÌ;
 - effettui, in cooperazione con le imprese distributrici, verifiche a campione sulla coerenza fra i prelievi effettivi di ciascuna UP ai fini dell’alimentazione dei servizi ausiliari o ai fini dello stoccaggio di energia per la successiva reimmissione in rete e la perizia asseverata di cui al punto 6 della deliberazione 109/2021/R/eel;
 - effettui, in cooperazione con GME, verifiche a campione sulla coerenza delle offerte presentate sul mercato dell’energia elettrica con lo stato effettivo degli impianti, intimando, laddove necessario, la modifica delle offerte stesse;
 - segnali tempestivamente all’Autorità eventuali comportamenti anomali o situazioni di incongruenza, per l’adozione dei relativi provvedimenti di competenza;
- la deliberazione 111/06 prevede che in ciascuna zona d’offerta via sia un unico punto di dispacciamento per unità di consumo per ciascun utente del dispacciamento (ossia per ciascun contratto di dispacciamento);
- al fine di tenere distinti gli aggregati relativi ai clienti finali riforniti in salvaguardia dagli aggregati relativi agli altri clienti finali nella responsabilità del medesimo utente del dispacciamento, il comma 4.13 del TIV prevede che gli esercenti del servizio di salvaguardia stipolino un contratto di dispacciamento dedicato ai clienti finali riforniti in tale servizio, distinto da quello firmato con riferimento agli altri clienti finali nella loro responsabilità;
- il TIDE, alla sezione 2-3.1.2 “*Balance Responsible Party*”, prevede che, per ciascuna zona d’offerta, il BRP stipuli un unico contratto di dispacciamento in prelievo per tutte le Unità di Consumo (di seguito: UC) e le Unità Commerciali di Prelievo (UCP) di cui è responsabile;
- al fine di mantenere in aggregati separati i clienti riforniti in salvaguardia dai clienti del mercato libero, la Sezione 2-2.5.2 “Tipologie delle UC” del TIDE prevede la classificazione delle UC nella titolarità di clienti finali riforniti nel servizio di salvaguardia in una tipologia dedicata distinta dalle altre UC nella titolarità del medesimo BRP; in questo modo è possibile distinguere le UC all’interno dello stesso contratto di dispacciamento in prelievo;
- con la deliberazione 388/2024/R/eel, l’Autorità ha definito la disciplina delle procedure concorsuali per l’assegnazione del servizio di salvaguardia dell’energia elettrica per il biennio 2025-2026, mantenendo in essere il duplice contratto di dispacciamento (uno per i clienti del mercato libero e uno per i clienti riforniti in salvaguardia).

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- gli articoli 56 e 57 della deliberazione 111/06 disciplinano le modalità per il riconoscimento della priorità di dispacciamento relativa agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- l'articolo 58 della deliberazione 111/06 prevede che, a seguito di verifiche sui requisiti relativi alla cogenerazione ad alto rendimento con esito negativo, l'utente del dispacciamento sia tenuto a riconoscere a Terna uno specifico corrispettivo per neutralizzare i benefici derivanti dall'aver usufruito della priorità di dispacciamento in assenza di un titolo idoneo;
- le disposizioni di cui ai precedenti due punti non sono state, al momento, introitate nel TIDE;
- a partire dall'1 gennaio 2025 il TIDE sostituirà la deliberazione 111/06 che continuerà, pertanto, a produrre effetti limitatamente alle disposizioni relative agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, come già previsto con la deliberazione 345/2023/R/eel.

RITENUTO CHE:

- in relazione alla modalità di programmazione, le evidenze riportate dal GME nella comunicazione 2 ottobre 2024 siano condivisibili; la verifica di coerenza dei programmi distinta tra immissioni (i cui programmi devono essere coerenti con la posizione commerciale netta in immissione) e prelievi (i cui programmi devono essere coerenti con la posizione commerciale netta in prelievo) sia, infatti, idonea a garantire sia che il PUN Index GME rispetti la propria finalità di prezzo di riferimento dell'energia scambiata sia che l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica rispetti l'ordine di merito economico in coerenza con quanto previsto dall'articolo 5, comma 5.2, del decreto legislativo 79/99;
- sia pertanto opportuno prevedere, anche a regime, un vincolo tale da garantire, per ogni BRP e zona d'offerta, la coerenza tra programmazione e posizione commerciale distintamente tra immissioni e prelievi, anziché congiuntamente;
- non si debbano applicare, per il biennio 2025-2026, le tipologie di unità di consumo previste dalla Sezione 2-2.5.2 "Tipologie delle UC" del TIDE in quanto gli esercenti il servizio di salvaguardia continueranno a stipulare due distinti contratti di dispacciamento in coerenza con le previsioni della deliberazione 388/2024/R/eel e non è quindi necessario procedere alla distinzione delle UC all'interno del medesimo contratto;
- le disposizioni inerenti al riconoscimento della priorità di dispacciamento relativa agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di cui agli articoli 56, 57 e 58 della deliberazione 111/06 debbano essere incluse nel TIDE, in quanto, in caso contrario, esse perderebbero efficacia dall'1 gennaio 2025;
- sia necessario eliminare i riferimenti alla piattaforma TERRE, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 449/2024/R/eel e con la versione del Codice di rete di Terna verificata positivamente con la deliberazione 499/2024/R/eel;

- sia opportuno rivedere la Sezione 2-29.1 “Raccordo con il TIMM” al fine di esplicitare nel TIDE le sole verifiche a campione effettuate da Terna, in cooperazione con le imprese distributrici, sulla coerenza fra i prelievi effettivi di ciascuna UP ai fini dell’alimentazione dei servizi ausiliari o ai fini dello stoccaggio di energia per la successiva reimmissione in rete e la perizia asseverata di cui al punto 6 della deliberazione 109/2021/R/eel, rinviando al TIMM per tutte le altre disposizioni in materia di monitoraggio.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- modificare il TIDE al fine di introdurre alcuni elementi di dettaglio e, segnatamente:
 - calcolare le movimentazioni eseguite da ciascuna unità abilitata al netto dell’energia erogata a titolo di *Frequency Containment Reserve* (di seguito: FCR) e riserva ultra-rapida di frequenza in modo tale da enucleare le sole movimentazioni eseguite a seguito di attivazioni disposte da Terna sul MBR, in coerenza con la determinazione dei programmi di movimentazione; l’energia erogata a titolo di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza viene contabilizzata nell’aggiustamento dello sbilanciamento e, di conseguenza, nei corrispettivi di compensazione;
 - includere, nei progetti pilota avviati ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel che non cessano di produrre effetti dalla data di avvio della fase transitoria del TIDE, anche il progetto pilota per l’adeguamento di impianti esistenti connessi alla rete di trasmissione nazionale per l’erogazione del servizio di regolazione di tensione (di cui alla deliberazione 321/2021/R/eel), in quanto i contratti stipulati in esito allo stesso avranno validità anche successivamente all’avvio della fase transitoria del TIDE;
 - precisare la corrispondenza fra i corrispettivi di cui al TIDE e i corrispettivi di cui alla deliberazione 111/06 e chiarire che Terna, laddove necessario, determini i prezzi unitari relativi al corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 2-24 “Corrispettivo di dispacciamento” del TIDE facendo riferimento ai costi a consuntivo relativi agli analoghi corrispettivi unitari di cui alla deliberazione 111/06;
 - definire un raccordo generalizzato tra tutti i provvedimenti dell’Autorità che richiamano la deliberazione 111/06 e le analoghe disposizioni contenute nel TIDE;
- chiarire, nella deliberazione 111/06, che le disposizioni in essa contenute, ad eccezione di quelle relative alle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, rimangono vigenti fino al 31 dicembre 2024

DELIBERA

1. di sostituire il TIDE, Allegato A alla deliberazione 345/2023/R/eel, con l'Allegato A al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di rendere disponibile agli operatori anche una versione del TIDE corredata da note esplicative;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia (DIME) dell'Autorità per l'aggiornamento e l'ampliamento delle note esplicative di cui al punto precedente, qualora necessario, anche al fine di dare seguito a eventuali richieste di chiarimento degli operatori;
4. di modificare l'allegato A alla deliberazione 111/06 come segue:
 - dopo l'articolo 79 aggiungere il seguente articolo:

“Articolo 80

Attuazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

- 80.1 Dall'1 gennaio 2025, con l'avvio della produzione di effetti da parte del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico di cui alla deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel, le disposizioni del presente provvedimento sono applicate limitatamente a quanto necessario per la regolazione in materia di risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui agli articoli 63, 64, 65, 65bis, 76 e 77.”;
5. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A. e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

10 dicembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini