

**DELIBERAZIONE 25 LUGLIO 2023**

**345/2023/R/EEL**

**APPROVAZIONE DEL TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE)**

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

Nella 1260<sup>a</sup> riunione del 25 luglio 2023

**VISTI:**

- la direttiva 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 2019/944/CE);
- il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011 (di seguito: regolamento REMIT);
- il regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019);
- 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 (di seguito: d.lgs. 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto/ 2003, n. 239/03, come modificato dalla legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290/03 (di seguito: decreto-legge 239/03);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: d.lgs. 102/14);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: d.lgs. 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) 9 giugno 2006, 111/06 e in particolare l'Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008 e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive – TICA)
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (di seguito: Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all'ingrosso – TIMM);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2009 ARG/elt 107/09 e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement – TIS)

- la deliberazione 12 dicembre 2013 578/2013/R/eel e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC)
- 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 7 maggio 2019, 174/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 174/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2019, 210/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 210/2019/R/eel);
- la deliberazione 30 luglio 2019 350/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 350/2019/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019 568/2019/R/eel e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – TIT) e Allegato C (di seguito: Testo integrato delle Connessioni – TIC);
- la deliberazione dell'Autorità 5 maggio 2020 153/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 153/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 474/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2021 218/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 218/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2021 352/2021/R/eel recante (di seguito: deliberazione 352/2021/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 dicembre 2021 597/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 597/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2023 247/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 247/2023/R/eel);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel (di seguito documento per la consultazione 322/2019/R/eel);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 685/2022/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 685/2022/R/eel);
- il “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” 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).

**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 d.lgs. 79/99;
- con la deliberazione ARG/elt 107/09, l’Autorità ha approvato il TIS recante la definizione delle regole di dettaglio per il *settlement* del servizio di dispacciamento in coerenza con la deliberazione 111/06;
- 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 di produzione distribuiti sul territorio, di piccole dimensioni e alimentati da fonti aleatorie, in sostituzione degli impianti di grande taglia alimentati da fonti tradizionali, concentrate e programmabili; di conseguenza, è aumentata notevolmente l’esigenza di regolazione della rete in termini quantitativi (serve maggiore energia regolante);
- 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, mentre 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 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 2019/943 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;
- a livello nazionale, il d.lgs. 102/2014 ha dato mandato all’Autorità di rivedere le condizioni per l’erogazione del servizio di dispacciamento al fine di promuovere la partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della

cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e dei servizi;

- il d.lgs. 210/21, nell'attuare la direttiva 944/2019, ha dato mandato, fra l'altro, all'Autorità di definire le regole per la partecipazione degli aggregati di risorse ai mercati dell'energia e del bilanciamento, di definire i criteri per la cooperazione fra Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e i DSO e l'approvvigionamento di servizi ancillari locali sulle reti di distribuzione e di definire le regole di dettaglio per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- 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 nuovo 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 in aggregato e garantendo la stabilità nel tempo del nuovo quadro regolatorio; in tale procedimento sono confluiti anche tutte le attività e i provvedimenti finalizzati all'attuazione delle disposizioni del d.lgs. 102/14, per la parte relativa al dispacciamento elettrico, nonché l'implementazione delle disposizioni di cui al d.lgs. 210/21 inerenti alla partecipazione delle diverse unità al mercato all'ingrosso dell'energia e al dispacciamento elettrico;
- 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;
- i progetti pilota definiti ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel hanno principalmente coinvolto nuove risorse di flessibilità rispetto a quelle storicamente abilitate a MSD, quali unità di produzione (di seguito: UP) non già abilitate (rilevanti e non rilevanti), inclusi i sistemi di accumulo, e unità di consumo (di seguito: UC) non rientranti nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico. I progetti pilota sono finalizzati anche a sperimentare opportune modalità di aggregazione, costituendo le cosiddette Unità Virtuali Abilitate (UVA), nonché le modalità per un efficace coordinamento tra Terna e i DSO;
- con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, l'Autorità ha sottoposto a consultazione le principali linee di intervento da includere nel TIDE; esse erano volte a rendere la regolazione dell'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti

programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. In particolare, erano anche state proposte nuove modalità di approvvigionamento e remunerazione delle risorse per garantire l'equilibrio e la sicurezza della rete, al fine di favorire l'utilizzo di tutte le risorse disponibili, incluse quelle distribuite, secondo un ordine di merito economico;

- nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel l'Autorità ha altresì illustrato i propri orientamenti in materia di armonizzazione del quadro regolatorio nazionale, proponendo:
  - la ridefinizione dei servizi ancillari e delle relative modalità di approvvigionamento in coerenza con il Regolamento SO GL e il Regolamento *Balancing*;
  - le modalità di coordinamento fra il mercato infragiornaliero e il MSD (in quanto con l'attuazione del *Single Intraday Coupling* i due mercati sarebbero risultati temporalmente sovrapposti);
  - una sperimentazione per l'approvvigionamento dei c.d. “servizi ancillari locali” ossia necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione.

#### **CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- l'Italia ha optato per l'implementazione di un mercato infragiornaliero ibrido con contrattazione continua nell'ambito di XBID affiancata da aste implicite complementari;
- tale modello è stato confermato dall'Autorità con le deliberazioni 174/2019/R/eel e 210/2019/R/eel con le quali è stato approvato il disegno delle aste implicite infragiornaliere regionali (CRIDA) finalizzate a valorizzare la capacità di trasporto nel medesimo mercato;
- con la deliberazione 350/2019/R/eel, nelle more della definizione delle regole di regime per il coordinamento fra il mercato infragiornaliero e il MSD prefigurate con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, l'Autorità ha dato istruzioni a Terna e GME in merito alle misure temporanee necessarie per consentire l'adesione dell'Italia al *Single Intraday Coupling* a partire da settembre 2021; l'introduzione di una piattaforma di nomina delle transazioni su XBID operata dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) e le necessarie modifiche al Codice di Rete sono state positivamente verificate con la deliberazione 218/2021/R/eel;
- sono in corso a livello europeo riflessioni in merito all'introduzione di prodotti quattorari sul *Single Day Ahead Coupling* e sul *Single Intraday Coupling*; tali prodotti dovrebbero essere implementati a partire dall'1 gennaio 2025;
- il regolamento *Balancing* prevede che entro tre anni dalla sua entrata in vigore (ossia entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO adottino un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti; Il TSO può chiedere alla propria autorità di regolazione una deroga da questa disposizione fino all'1 gennaio 2025;
- con la deliberazione 474/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga dall'applicazione di un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti

presentata da Terna, fissando la decorrenza di tale periodo di *settlement* dall'1 gennaio 2025;

- 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 *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 l'identificazione dinamica delle macrozone di sbilanciamento come aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento libere da congestioni di rete previe apposite valutazioni di Terna e la redazione di una metodologia *ad hoc*.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- con la deliberazione 352/2021/R/eel, l'Autorità, facendo seguito a quanto espresso nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali anche in ottica prospettica, tenendo conto degli obiettivi europei in materia di decarbonizzazione e per la relativa remunerazione;
- la sperimentazione di cui al precedente punto viene effettuata per il tramite di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali predisposti dalle imprese distributrici (DSO), secondo uno schema concettualmente simile a quello adottato per i servizi ancillari globali nell'ambito della deliberazione 300/2017/R/eel, prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nell'ottica della neutralità tecnologica;
- con la deliberazione 247/2023/R/eel l'Autorità ha definito criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del d.lgs. 210/21.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- con il documento per la consultazione 685/2022/R/eel l'Autorità, tenuto conto delle risposte pervenute in merito alle linee di intervento sulla riforma del dispacciamento elettrico contenute nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, ha posto in consultazione lo schema di articolato del "Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)" con l'obiettivo di definire tutti gli aspetti di dettaglio, ivi inclusi quelli non già coperti dalla precedente consultazione;
- lo schema di articolato del TIDE posto in consultazione (nel seguito del presente punto indicato, per brevità, con l'acronimo TIDE) presenta le seguenti caratteristiche principali:
  - il TIDE costituisce un raccordo organico tra la normativa del dispacciamento nazionale e quella definita dal quadro regolatorio europeo; in particolare il TIDE

- richiama tutte le disposizioni europee di immediata applicazione e specifica i dettagli implementativi nazionali dove necessario;
- nel TIDE confluisce la normativa preesistente relativa al dispacciamento, aggiornata per tenere conto delle disposizioni dei Regolamenti CACM, SOGL e *Balancing*; in particolare:
    - per ciò che attiene all’organizzazione dei mercati è confermato l’assetto risultante in esito all’adesione dell’Italia al *Single Day Ahead Coupling* e al *Single Intraday Coupling*;
    - è integrata, senza modifiche, la disciplina degli sbilanciamenti di cui alla deliberazione 523/2021/R/eel;
    - è riportata la lista esaustiva delle partite economiche conseguenti al servizio di dispacciamento, ivi inclusi i corrispettivi di dispacciamento applicati all’energia prelevata oggi disciplinati dal TIS, fermo restando che continua ad attenere alla disciplina del *settlement* (di cui al TIS) la determinazione delle quantità oggetto di conguaglio economico;
    - sono ridefiniti i servizi ancillari in coerenza con la nomenclatura adottata dal Regolamento SO GL e dal Regolamento 943/2019;
  - nel TIDE confluisce l’esperienza dei “progetti pilota” di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel; tra questi particolarmente rilevante è il c.d progetto UVAM (il cui più recente regolamento è stato approvato con la deliberazione 153/2020/R/eel), che ha consentito l’abilitazione per la fornitura di servizi ancillari anche a risorse distribuite, sia di immissione che di prelievo, non precedentemente abilitate, su base aggregata;
  - il TIDE ridefinisce i perimetri delle aggregazioni sperimentati con la deliberazione 300/2017/R/eel al fine di disegnare un quadro organico che traguarda orizzonti temporali di più lungo termine, in base all’evoluzione attesa della struttura delle reti e del parco di generazione e consumo; è inoltre superata la soglia di rilevanza (fissata a 10 MVA), con mandato a Terna sia di definire nuovi criteri per l’abilitazione obbligatoria, ivi inclusa una eventuale soglia di potenza più bassa di quella attuale, sia di identificare le unità non abilitate per le quali è necessaria la definizione di un programma a cura del BRP; è riconosciuto in modo esplicito il duplice ruolo delle unità di produzione e di consumo di produrre o consumare energia e fornire servizi ancillari alla rete; il secondo ruolo (sia esso su base obbligatoria o volontaria, in modalità singola o aggregata) può essere assunto da tutte le utenze, attive e passive, senza distinzione di taglia o di tecnologia; sono di conseguenza distinti gli aggregati costituiti ai fini della fornitura dei servizi ancillari da quelli definiti ai fini dell’attribuzione del diritto a immettere e a prelevare e ai fini della partecipazione ai mercati dell’energia elettrica;
  - il TIDE contiene una sezione dedicata all’approvvigionamento dei servizi ancillari locali; tale sezione è al momento priva di contenuto, in attesa degli esiti della sperimentazione dei progetti pilota per i servizi ancillari locali di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel;
  - come conseguenza della nuova impostazione e in coerenza con il quadro regolatorio europeo è istituita la figura del *Balancing Service Provider* (BSP) che

assume le funzioni di aggregatore, intermediario commerciale e supporto tecnico, raccoglie le risorse da offrire sui mercati del dispacciamento; il ruolo del BSP è distinto da quello del *Balancing Responsible Party* (BRP) che ha la funzione di aggregare le unità per acquistare e vendere l'energia sui mercati dell'energia; ciascuno dei due soggetti è responsabile della quota di immissioni e prelievi che competono il loro specifico ruolo, ivi compresa, per il BRP, la regolazione economica degli sbilanciamenti e, per il BSP, il pagamento dei corrispettivi di "mancata movimentazione";

- il TIDE ridefinisce lo scopo del MSD come mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento in coerenza con quanto riportato nel Regolamento 2019/943; tale mercato racchiude l'*Integrated Scheduling Process* e le piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento;
- viene rivisto lo scopo della piattaforma di nomina sviluppata da GME per l'avvio del mercato infragiornaliero in contrattazione continua; con il TIDE la piattaforma diventa il luogo per la programmazione delle immissioni e prelievi, attuata in modo indipendente dagli esiti dei mercati dell'energia; l'unico vincolo nella programmazione è rappresentato dal rispetto della c.d. "posizione commerciale netta" di ciascun BRP in ciascuna zona di offerta, congiunta fra immissioni e prelievi; eventuali scostamenti sono attribuiti alle unità virtuali zonali che svolgono un ruolo di saldo; in questo modo i mercati dell'energia rappresentano un primo dispacciamento zonale che attribuisce i diritti di transito tra le zone di offerta; i programmi "base" di immissione e prelievo sono specificati tramite la nomina sulla piattaforma all'interno di ciascuna zona; infine, limitatamente alle unità abilitate (singole o aggregate), viene definito il programma "di movimentazione" sulla base delle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento;
- viene introdotto un sistema di aggiustamento dello sbilanciamento per rendere gli sbilanciamenti di competenza dei BRP neutrali dal punto di vista energetico rispetto alle movimentazioni delle unità in esito alle offerte presentate dai BSP; tali aggiustamenti, redatti in coerenza con l'Articolo 49 del Regolamento *Balancing*, garantiscono che siano minimizzati i rischi non controllabili dal BRP derivanti dall'attività del BSP, rendendo effettiva la separazione di ruoli dei due soggetti; a ulteriore completamento, il TIDE introduce anche delle specifiche compensazioni economiche tra BRP e BSP analoghe a quelle previste nei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel;
- il TIDE ha ipotizzato il passaggio sui mercati a pronti da offerte di tipo *unit bidding* ad offerte di tipo *portfolio bidding* aggregate per tecnologia;
- il TIDE riguarda una potenziale revisione dei modelli e algoritmi utilizzati da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) nell'ambito dell'*Integrated Scheduling Process* (che di fatto sostituisce l'attuale MSD) al fine di giungere a soluzioni per il dispacciamento degli impianti che siano ottime (e non sub-ottime), prevedendo la pubblicazione di una serie di informazioni sullo stato di funzionamento della rete, prima del termine di presentazione delle offerte a cura degli operatori;



- il TIDE ha una struttura modulare ne garantisce la stabilità e la facilità di aggiornamento nel tempo;
- infine, il TIDE include nel testo numerose “box” di ausilio alla comprensione del testo che documentano le motivazioni alla base delle scelte effettuate; si tratta di una modalità che racchiude in unico documento sia le disposizioni aventi valore legale sia note con valenza esplicativa;
- le risposte al documento per la consultazione 685/2022/R/eel hanno evidenziato un generale apprezzamento dello schema di articolato del TIDE, salvo alcune criticità, come evidenziato nell'*Allegato I*, in particolare:
  1. il passaggio ad offerte di tipo *portfolio bidding* aggregate per tecnologia è ritenuto dalla maggioranza degli operatori non adeguatamente flessibile ed eccessivamente complesso; in assenza di condizioni per il passaggio a un sistema di offerte “per portafoglio” indipendente dalla tecnologia, gli operatori hanno espresso una preferenza per il mantenimento dell’attuale sistema di *unit bidding*;
  2. diversi operatori non ritengono le compensazioni economiche da BSP a BRP adeguate ad annullare i rischi del BRP per effetto delle azioni del BSP, in quanto non dette compensazioni economiche non tengono conto che la posizione commerciale del BRP si forma non solo sul mercato del giorno prima (cui è riferito il prezzo di compensazione proposto nella bozza di articolato del TIDE), ma anche sul mercato infragiornaliero;
  3. Terna ha evidenziato la necessità di conoscere il programma di immissione per alcuni impianti di elevata taglia alimentati da fonti non programmabili, in particolare nei casi in cui il programma potrebbe dipendere non solo dalla disponibilità della fonte rinnovabile, ma anche da elementi discrezionali del produttore circa le condizioni di esercizio dell’impianto;
  4. GME ha evidenziato che l’utilizzo, ai fini della programmazione, del solo vincolo legato alla posizione netta del BRP in ciascuna zona può avere impatto negativo sulla liquidità dei mercati dell’energia, con potenziali conseguenze sulla significatività del Prezzo Unico Nazionale e del prezzo di riferimento dell’energia elettrica scambiata sul mercato all’ingrosso che sarà calcolato da GME a valle del superamento del Prezzo Unico Nazionale stesso, in coerenza con il d.lgs. 210/21;
- nell’ambito della consultazione è infine pervenuta all’Autorità una proposta di metodologia per la gestione della flessibilità del carico industriale ai fini della sua piena integrazione nel servizio di dispacciamento.

**RITENUTO CHE:**

- sia necessario adottare la riforma delle condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento al fine di riflettere le evoluzioni del mix produttivo e della diffusione delle risorse distribuite nel sistema elettrico, nonché le disposizioni introdotte a livello europeo dai Regolamenti adottati in esito al terzo pacchetto energia;

- lo schema di articolato del TIDE posto in consultazione con il documento per la consultazione 685/2022/R/eel sia coerente con quanto riportato al precedente alinea;
- sia tuttavia opportuno tenere conto delle criticità emerse in consultazione, come specificate nell'Allegato 1, modificando il testo proposto in particolare per quanto riguarda i seguenti aspetti:
  - in merito alla partecipazione ai mercati dell'energia per portafogli di unità, sia opportuno mantenere l'attuale modalità di tipo *unit bidding* per le unità singolarmente abilitate, confermando portafogli distinti per tipologia per le altre unità;
  - in merito alla disponibilità delle nomine, sia opportuno prevedere che Terna possa classificare come UnAP (unità non abilitate da programmare, per le quali viene richiesto il programma di immissione) le unità di grandi dimensioni alimentate da fonti rinnovabili non programmabili in modo tale da poter richiedere alle stesse un programma qualora per la definizione di quest'ultimo non siano sufficienti le previsioni della disponibilità della fonte;
- qualunque forma di compensazione fra BSP e BRP definita a priori sia per sua natura imperfetta e pertanto soggetta ai rilievi da parte degli operatori sui rischi residui che essa inevitabilmente comporta; la soluzione prospettata nello schema di articolato del TIDE sia idonea a neutralizzare il rischio volume, limitando il rischio residuo al solo aspetto dei prezzi cui sono remunerate l'energia e le movimentazioni; tale rischio residuo sia comunque gestibile dal BRP mediante le proprie strategie commerciali; sia quindi opportuno mantenere la soluzione prospettata nello schema di articolato del TIDE che presenta il vantaggio della semplicità e trasparenza;
- le informazioni sullo stato di funzionamento della rete possano dare adito, in alcune circostanze, a *gaming* da parte degli operatori sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento; sia quindi opportuno posticipare la messa a disposizione di tali informazioni in sede di *settlement* di tale mercato; la decisione potrà essere rivista in esito ad un accurato monitoraggio sul livello di concorrenzialità del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, anche tenuto conto delle nuove risorse abilitate allo stesso nell'ambito del TIDE;
- le criticità segnalate da GME siano meritevoli di ulteriori approfondimenti, da svolgere tenendo conto delle modalità che saranno adottate per il superamento del Prezzo Unico Nazionale e per il calcolo del prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso: esse saranno disciplinate con apposito decreto del Ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica in attuazione del d.lgs. 210/2021;
- nelle more della emanazione del decreto di cui al punto precedente e dei necessari approfondimenti, sia opportuno modificare lo schema di articolato del TIDE prevedendo ai fini della programmazione un vincolo sulla posizione netta in immissione e un vincolo sulla posizione netta in prelievo del BRP in ciascuna zona, invece del vincolo sulla posizione netta congiunta fra immissioni e prelievi;
- al fine di prevenire potenziali comportamenti opportunistici dei BSP in sede di nomina per le unità abilitate, sia opportuno dare mandato a Terna di valutare l'introduzione nel Codice di rete di specifici corrispettivi atti a disincentivare tali

comportamenti, fermi restando i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza nella programmazione;

- sia infine necessario tenere conto, nel TIDE, di quanto disposto dall’Autorità con la deliberazione 247/2023/R/eel sulle modalità di partecipazione al mercato delle unità di stoccaggio, definendo apposite “unità commerciali di stoccaggio” dedicate a cui sono associati i prodotti di *time shifting*.

**RITENUTO, ALTRESÌ, CHE:**

- il TIDE rappresenti una riforma significativa dell’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento e, come tale, richieda adeguato tempo per essere implementata nel dettaglio con i relativi aggiornamenti del Codice di Rete, del TIDME e delle procedure in essere presso gli operatori;
- sia opportuno prevedere che il TIDE produca effetti dall’1 gennaio 2025, in coerenza con il passaggio al periodo di *settlement* di 15 minuti ai sensi della deliberazione 474/2020/R/eel e con l’introduzione di prodotti quattorari sui mercati dell’energia a livello europeo; in tal modo si allinea la riforma del dispacciamento a livello nazionale con i due cambiamenti più significativi attesi a livello europeo, garantendo a Terna, al GME e agli operatori, coinvolti il tempo necessario per adeguare i propri sistemi e le proprie procedure;
- la revisione dei modelli e dell’algoritmo di ottimizzazione sull’*Integrated Scheduling Process* debba essere preceduta da un congruo periodo di valutazione delle diverse possibili opzioni di implementazione, oltre che da una successiva fase di sperimentazione e di *parallel run*;
- sia pertanto, opportuno dare mandato a Terna di inviare all’Autorità entro il 28 febbraio 2024, contestualmente al cronoprogramma di cui all’articolo 3 della deliberazione 597/2021/R/eel, una relazione sullo stato dell’arte dei modelli e algoritmi di ottimizzazione, unitamente a valutazioni su quali siano già stati adottati a livello nazionale sull’*Integrated Scheduling Process* e quali siano oggetto di implementazione nel sopracitato cronoprogramma; sulla base dei contenuti della relazione, l’Autorità valuterà se le disposizioni del TIDE in materia di revisione dei modelli e algoritmi di ottimizzazione dell’*Integrated Scheduling Process* possono trovare applicazione dall’1 gennaio 2025 ovvero se si rendano necessari posticipi e/o modifiche;
- sia opportuno posticipare la validità delle disposizioni del TIDE in materia di macrozone di sbilanciamento dinamiche a valle dell’approvazione da parte dell’Autorità della relativa metodologia; l’identificazione dinamica delle macrozone di sbilanciamento come gli aggregati delle aree di prezzo di sbilanciamento libere da congestioni di rete deve infatti essere attuata in coerenza con i criteri della deliberazione 523/2021/R/eel e con le tempistiche necessarie allo scopo;
- il controllo del carico industriale di cui alla metodologia inviata all’Autorità nell’ambito della consultazione sulla bozza di articolato del TIDE sia una attività utile ai fini della messa a disposizione di risorse per l’erogazione dei servizi ancillari da parte della domanda; si tratta, tuttavia, di una attività di interesse dei BSP e non di

competenza diretta di Terna; l'applicazione di una tale metodologia esuli pertanto dagli scopi del TIDE e non entri nel merito della revisione dei modelli e algoritmi utilizzati da Terna che, invece, dovranno focalizzarsi sulla scelta ottimale delle varie risorse messe a disposizione dai BSP.

**RITENUTO, INFINE, CHE:**

- il TIDE, allegato al presente provvedimento (*Allegato A*), debba essere reso disponibile anche nella versione estesa corredata da note esplicative, al fine di facilitarne la lettura e la comprensione;
- sia opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Mercati (DIME) dell'Autorità per la pubblicazione delle note esplicative di cui al precedente punto e del relativo aggiornamento, anche al fine di dare seguito a eventuali richieste di chiarimento degli operatori;
- sia necessario:
  - abrogare, a decorrere dall'1 gennaio 2025, la deliberazione 111/06, ad eccezione delle parti attinenti alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
  - rinviare a successivi provvedimenti l'aggiornamento delle deliberazioni che richiamano o contengono riferimenti alla deliberazione 111/06 nella parte oggetto di abrogazione, affinché siano coordinati con il TIDE

**DELIBERA**

1. di approvare il TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, *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 (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 prevedere che il TIDE abbia effetti dall'1 gennaio 2025, ad eccezione delle parti attinenti alle macrozone di sbilanciamento dinamiche fino all'approvazione da parte dell'Autorità della relativa metodologia ai sensi della deliberazione 523/2021/R/eel;
5. di prevedere che Terna e il GME, nonché gli altri soggetti a vario titolo coinvolti, attuino quanto di rispettiva competenza affinché il TIDE possa avere effetti dall'1 gennaio 2025;

6. di abrogare, a decorrere dall'1 gennaio 2025, la deliberazione 111/06, ad eccezione delle parti attinenti alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

25 luglio 2023

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*