

Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con la deliberazione 325/2024/R/eel

**DELIBERAZIONE 25 LUGLIO 2023
336/2023/R/EEL**

AVVIO DI PROCEDIMENTO PER LA RIFORMA DELLA REGOLAZIONE IN MATERIA DI SETTLEMENT ELETTRICO E DI MODALITÀ DI DETERMINAZIONE E APPROVVIGIONAMENTO DELLE PERDITE DI RETE E DEL RELATIVO MECCANISMO DI PEREQUAZIONE

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

Nella 1260^a riunione del 25 luglio 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva 2018/2001);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 2019/944);
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito con modificazioni dalla legge 13 agosto 2010, n. 129 (di seguito: decreto-legge 105/10);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27 (di seguito: decreto-legge 1/12);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- la legge 4 agosto 2017, n. 124, ed in particolare l'articolo 1, comma 60 (di seguito: legge 124/17);

- il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152 convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto-legge 152/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di recepimento della direttiva 2018/2001 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, di recepimento della direttiva 2019/944 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- il decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n.6 (di seguito: decreto-legge 176/22);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica del 17 maggio 2023 (di seguito: decreto ministeriale del 17 maggio 2023);
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, recante “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio del 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 16 marzo 1999, n. 79;
- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento, allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009 dell’Autorità, ARG/elt 107/09 (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 17 dicembre 2015, 628/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, recante “Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102” (di seguito: deliberazione 87/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2016, 358/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 358/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 594/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 594/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 700/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel e i relativi allegati;
- il Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2022-2025 (di seguito: Quadro strategico 2022-2025), approvato con la deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A;
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 121/2022/R/eel;
- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza, allegato A alla deliberazione 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 4 ottobre 2022, 473/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 473/2022/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 698/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 698/2022/R/eel);
- il Testo integrato del dispacciamento elettrico, allegato A alla deliberazione 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: TIDE);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 202/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 13 dicembre 2022, 685/2022/R/eel e il relativo o schema di articolato del Testo integrato del dispacciamento elettrico;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 705/2022/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 705/2022/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 16 maggio 2023, 212/2023/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 212/2023/R/eel);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004.

CONSIDERATO CHE:

- ai sensi dell’articolo 3, comma 1, del decreto legislativo 79/99 Terna S.p.A. (di seguito: Terna) esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica; a tal fine il TIS disciplina le modalità di determinazione, da parte di Terna, delle partite fisiche ed economiche relative all’erogazione del servizio di dispacciamento;
- per ovviare alla carenza di misure orarie, il TIS prevede l’applicazione di una metodologia di profilazione convenzionale (*load profiling*) basata sull’attribuzione a tutti i clienti finali, non dotati di misuratore orario e situati in una determinata area, di un profilo di prelievo determinato sulla base della ripartizione tra i medesimi clienti finali del c.d. PRA (prelievo residuo d’area) ovvero della differenza fra l’energia elettrica complessivamente immessa in ciascuna ora nell’area, misurata o profilata oraria, e dei prelievi dei clienti finali dotati di misuratore orario situati nella medesima area; tale ripartizione avviene attraverso l’applicazione di specifici coefficienti di ripartizione del prelievo dei singoli punti di prelievo (CRPP) calcolati sulla base dei prelievi di ciascun cliente finale relativi all’anno precedente;
- la metodologia del *load profiling* comporta la necessità di individuare il soggetto a cui attribuire le partite residuali che risultano ricomprese nel PRA (cioè la differenza fra le perdite effettive e le perdite standard determinate tramite l’applicazione dei coefficienti di cui alla tabella 4 del TIS, la differenza di energia oraria tra il profilo effettivo dell’energia elettrica immessa tramite punti non dotati di misuratore orario e il profilo piatto per fasce convenzionalmente attribuito a tale energia ai sensi del TIS, nonché i disallineamenti dovuti ad errori nell’attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all’utilizzo di dati stimati per l’assenza di dati di misura effettivi); a tal fine il TIS prevede che esse siano attribuite ad un unico soggetto che ricopre il ruolo di operatore residuale;

- il TIS attribuisce alla società Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: Acquirente Unico o AU), il ruolo di operatore residuale di cui al precedente punto e che, pertanto, l'AU, oltre ad approvvigionare l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in maggior tutela, nonché l'energia elettrica prelevata per gli usi propri di trasmissione e distribuzione (per le imprese distributrici che non hanno scelto di accedere al libero mercato per l'acquisto della predetta energia), è tenuto ad approvvigionare anche l'energia elettrica associata alle su menzionate partite residuali.

CONSIDERATO CHE:

- il TIV definisce specifici e distinti meccanismi di perequazione che si applicano:
 - agli esercenti la maggior tutela, al fine di regolare la differenza tra i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela e i ricavi ottenuti dalla vendita della predetta energia ai medesimi clienti finali;
 - alle imprese distributrici con riferimento alla copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e alla regolazione del valore della differenza tra perdite di rete effettive e perdite di rete standard;
- con riferimento alle perdite di rete, la finalità del meccanismo di perequazione è premiare/penalizzare le imprese distributrici qualora abbiano perdite di rete minori/maggiori rispetto a quelle standard a loro riconosciute ai sensi delle tabelle 9, 9.1, 9.2, 9.3 e 10 del TIV;
- l'approccio seguito in materia di regolazione delle perdite di rete ha origine da un contesto caratterizzato da una forte eterogeneità a livello territoriale dei risultati di perequazione e dai limiti del sistema di misura; il modello adottato ha quindi consentito di evitare un trattamento delle perdite eccessivamente differenziato per ciascuna impresa distributtrice e al contempo di limitare il numero di informazioni relative alle misure di energia elettrica da acquisire.

CONSIDERATO CHE:

- la genesi della disciplina del *settlement* va collocata in un contesto in cui la quasi totalità dei punti di prelievo risultava dotata di misuratori non in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata su base oraria, con cadenze anche più lunghe rispetto a quella mensile, in molti casi anche solo annuale; il grado di diffusione dei sistemi di telegestione era ancora molto ridotto e sebbene con l'introduzione del sistema di *smart metering* di prima generazione si sia apportato un miglioramento sostanziale della qualità del servizio di misura, il dimensionamento e la tecnologia di tali sistemi non consentiva di disporre di misure orarie per tutti i punti di prelievo sul territorio nazionale;
- il contesto di riferimento è profondamente mutato rispetto agli anni in cui sono state introdotte e sviluppate le disposizioni contenute nel TIS e quelle conseguenti alla

gestione delle perdite di rete a seguito di diversificate innovazioni normative, regolatorie e tecnologiche;

- in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/14, con la deliberazione 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito i requisiti funzionali o specifiche abilitanti dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (di seguito: *smart meter 2G*); una delle principali novità introdotte con lo *smart meter 2G* consiste nella possibilità di disporre di letture quart'orarie per tutti i relativi punti di prelievo e di immissione; la sostituzione massiva dei sistemi *smart meter 2G* attualmente in corso consentirà pertanto l'estensione del trattamento orario ai fini del *settlement* a tutti i punti di prelievo e di immissione e il graduale superamento della necessità di ricorrere alla profilazione convenzionale in assenza di misure orarie;
- in conseguenza della ormai grande disponibilità di misure orarie, al fine di sfruttare appieno i miglioramenti ottenibili dalla diffusione dei sistemi *smart meter 2G*, con la deliberazione 698/2022/R/eel l'Autorità ha riformato, riducendole, le tempistiche per il passaggio al trattamento orario; in particolare, la citata deliberazione 698/2022/R/eel ha stabilito che, a partire dal mese di settembre 2023, il passaggio al trattamento orario decorra al massimo entro il terzo mese successivo alla messa a regime del misuratore e non più decorsi 12 mesi, come previsto inizialmente dalla deliberazione 700/2017/R/eel. In esito a tali disposizioni, a partire dal mese di gennaio 2024, saranno trattati orari circa l'80% dei punti di prelievo (anche in considerazione del passaggio massivo al trattamento orario nel mese di settembre 2023 relativo al *backlog* dei punti di prelievo messi in servizio prima di luglio 2023);
- un ulteriore significativo elemento di discontinuità rispetto al contesto iniziale in cui sono state introdotte e sviluppate le disposizioni contenute nel TIS è la realizzazione del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII), istituito con il decreto-legge 105/10 con l'obiettivo di consentire una gestione innovativa dei flussi informativi necessari per dar corso ai rapporti contrattuali del mercato liberalizzato, basata su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali; successivamente, il decreto-legge 1/12 con l'obiettivo di accrescere la trasparenza sui mercati dell'energia elettrica e del gas, ha introdotto tra le finalità del SII la gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas dei clienti finali, raccogliendo, oltre alle informazioni sui punti di prelievo ed ai dati identificativi dei clienti finali, anche i dati sulle relative misure dei consumi di energia elettrica e di gas;
- in particolare, con la deliberazione 358/2016/R/eel, a decorrere da gennaio 2017, l'Autorità ha disposto l'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, sia con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria, sia con riferimento ai punti di prelievo relativi a impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria;
- inoltre, con la deliberazione 594/2017/R/eel, è stato implementato il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del SII, allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati di misura, costituendo nel SII un'interfaccia unica per imprese distributrici e utenti

del dispacciamento e consolidando la definizione delle responsabilità reciproche tra i soggetti coinvolti;

- infine, con riferimento alle perdite di rete, dal 2016 l’Autorità ha attuato una serie di interventi volti a pervenire ad una situazione di effettiva convergenza delle perdite effettive tra i diversi territori; il documento per la consultazione 202/2015/R/eel, per quanto qui rileva, ha prospettato una riforma di tale disciplina introducendo un percorso di miglioramento e convergenza territoriale delle perdite di natura commerciale, tenendo conto del livello di partenza delle perdite marcatamente più elevato (e riconosciuto convenzionalmente nell’ambito della perequazione) delle regioni del Centro-Sud rispetto a quelle del Nord;
- con i provvedimenti successivi al richiamato documento per la consultazione 202/2015/R/eel, l’Autorità ha attuato tale percorso di miglioramento, mitigandone ove necessario gli effetti, e ottenuto negli anni una graduale riduzione delle perdite di rete convenzionali riconosciute a fini perequativi; quanto emerso nel corso delle analisi svolte periodicamente dall’Autorità per monitorare gli effetti di tale percorso di miglioramento, conferma una perdurante e progressiva riduzione delle perdite di rete verso gli obiettivi prefigurati ed evidenzia risultati della perequazione complessivamente e sensibilmente favorevoli per la maggior parte delle imprese distributrici.

CONSIDERATO CHE:

- i diversi atti normativi intervenuti successivamente al decreto legislativo 79/99, che hanno prima istituito e poi confermato il servizio di maggior tutela, hanno consentito di confermare negli anni il ruolo di utente del dispacciamento per il servizio di maggior tutela in capo all’Acquirente Unico rendendo, pertanto, possibile assegnare al medesimo anche il ruolo di operatore residuale nel meccanismo di profilazione convenzionale;
- la legge 124/17, come da ultimo modificata dal decreto-legge 176/22, ha, tuttavia, disposto il superamento graduale dei regimi di tutela di prezzo stabilendo le date a partire dalle quali tali regimi non saranno più disponibili. Per facilitare il passaggio al mercato libero dei clienti finali dopo la rimozione della tutela di prezzo, l’Autorità è intervenuta predisponendo un servizio di tutele graduali (di seguito: STG) cui attualmente possono accedere le piccole imprese, le microimprese e la generalità dei clienti non domestici in assenza di un venditore sul mercato libero;
- il decreto legislativo 210/21 ha inoltre previsto, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, un obbligo in capo ai fornitori di offrire, ai clienti vulnerabili, la fornitura di energia elettrica a un prezzo che rifletta il costo dell’energia nel mercato all’ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dall’ARERA con uno o più provvedimenti e periodicamente aggiornati (art. 11, comma 2);
- il decreto-legge 152/21, peraltro, ha disposto la cessazione del servizio di tutela di prezzo anche per i clienti domestici a partire dal mese di gennaio 2024 con il

conseguente venir meno della funzione di approvvigionamento di energia elettrica per tali clienti affidata all'Acquirente Unico; il medesimo decreto-legge 152/21 proroga transitoriamente il servizio di maggior tutela per i clienti vulnerabili (art. 16-ter, comma 3) nelle more dell'adozione delle richiamate misure a favore dei medesimi clienti di cui al decreto legislativo 210/21;

- per ultimo, il recente decreto ministeriale del 17 maggio 2023, recante le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, ha disposto “*al fine di garantire condizioni concorrenziali e pluralità di offerte, la necessità di introdurre meccanismi di gradualità nella transizione al mercato libero*”, prevedendo a tal fine che i clienti domestici non vulnerabili che, alla data della rimozione del servizio di maggior tutela, non abbiano stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero siano assegnati al servizio a tutele gradualmente disciplinato dall'Autorità (art. 2, comma 1); con riferimento ai clienti vulnerabili, invece, il già citato decreto ministeriale ha previsto che l'Autorità, entro la data del 10 gennaio 2024, assicuri che il superamento del vigente regime di maggior tutela avvenga in conformità alle disposizioni del diritto eurounitario (art. 1, comma 3) e che il servizio a tutele gradualmente assolvano alle funzioni di servizio di ultima istanza per tali clienti a decorrere dalla data di adozione delle misure previste dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 210/21 in loro favore (art. 3, comma 1);
- con il documento per la consultazione 212/2023/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativi alla regolazione e alle modalità di affidamento del servizio a tutele gradualmente cui avranno diritto i clienti domestici non vulnerabili e prospettato, in particolare, che in esito alla conclusione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del STG, sarebbero necessari circa tre mesi per l'esecuzione di tutte le attività strumentali a permettere l'operatività dei nuovi esercenti; conseguentemente, nell'ambito degli orientamenti prospettati nel citato documento per la consultazione, l'attivazione del STG potrebbe avere luogo a partire dal 1° aprile 2024.

CONSIDERATO CHE:

- l'esito delle sessioni di conguaglio 2020 e 2021 (SEM2) ha portato alla determinazione di importi di conguaglio particolarmente rilevanti rispetto ai valori degli anni precedenti, con conseguente maggiore esposizione, debitoria o creditizia, degli operatori e del sistema; l'entità di tali conguagli risulta essere conseguenza principalmente del fatto che il *load profiling* stima in modo via via più impreciso l'energia elettrica attribuita in acconto ai diversi utenti del dispacciamento nell'ambito del *settlement* mensile per via di alcuni fenomeni prevalentemente riconducibili agli effetti del *roll out* massivo dei sistemi *smart meter 2G* e alle modalità di calcolo dei CRPP che prevedono di utilizzare i dati di prelievo dell'anno precedente;
- in ragione della rilevanza degli elementi emersi, acuita dalla variabilità dei prezzi delle *commodity* energetiche in grado di incidere sia sugli importi dei conguagli, sia sui rischi connessi alle conseguenti esposizioni, nel corso del 2021, l'Autorità ha

perfezionato la disciplina del *load profiling* al fine di intercettare e limitare gli effetti del *roll out* massivo dei sistemi *smart meter* 2G prevedendo altresì un adeguamento del calcolo dei CRPP; con la deliberazione 473/2022/R/eel, da ultimo, l’Autorità è intervenuta al fine di contenere ulteriormente, nell’immediato, gli effetti economici e finanziari derivanti dagli scostamenti tra i quantitativi attribuiti in acconto e i quantitativi effettivi rilevati per i primi mesi del 2022 in relazione all’energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati orari e ha, a tal fine, previsto nell’ambito della sessione di conguaglio SEM1 del 2022 lo svolgimento di una sessione straordinaria di conguaglio di *load profiling*;

- tali misure hanno risposto alla necessità di intervenire tempestivamente sulle differenze non trascurabili fra i volumi di energia elettrica prelevata attribuiti in acconto, nell’ambito del *load profiling*, ai diversi utenti del dispacciamento ai fini del *settlement* mensile e i volumi effettivi in fase di conguaglio; tuttavia, nell’ambito degli approfondimenti effettuati, è emersa la necessità di affrontare in maniera più strutturata la revisione della disciplina della profilazione convenzionale, anche riformando il modello attuale al fine di ridurre tale disallineamento nonché rivedendo il ruolo dei diversi attori in gioco per ottimizzare i processi sottostanti.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- alla luce delle precedenti considerazioni, nell’ambito dell’obiettivo strategico del Quadro Strategico 2022-2025, “OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica” (di seguito: obiettivo strategico OS.21) con riferimento alla Linea di intervento di cui alla lettera e), l’Autorità ha previsto un percorso di adeguamento e riforma della regolazione del *settlement* per tenere conto delle richiamate innovazioni ovvero sia della progressiva disponibilità nel sistema elettrico dei dati di misura trattati su base oraria (anche in relazione all’energia elettrica immessa e prodotta), sia del progressivo superamento dei regimi di tutela di prezzo;
- l’adeguamento della disciplina del *settlement* richiederà di rivedere le modalità di attribuzione e valorizzazione delle perdite di rete; a tal fine gli interventi che si andranno a delineare dovranno essere propedeutici, anche alla luce dei risultati positivi del citato percorso di convergenza e riduzione delle perdite commerciali portato avanti dall’Autorità a partire dal 2016, a soluzioni che non precludano l’adozione di approcci alternativi a quello fino ad ora adottato ovvero che possano favorire l’adozione di un modello che consenta una valorizzazione delle perdite di rete più aderente alle reali *performance* delle imprese distributrici;
- il miglioramento dell’attività di *meter reading*, a seguito delle innovazioni sopra descritte, consente anche di valutare, nell’ambito dell’adeguamento del TIS ai sensi del richiamato obiettivo strategico OS.21, interventi volti ad addivenire ad una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento; in relazione al *settlement* mensile, le attuali tempistiche di messa a disposizione a Terna dei dati di prelievo e di immissione comportano, infatti, con riferimento a ciascun mese, che la regolazione dei corrispettivi di dispacciamento si

consolidi il diciassettesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo; sebbene tali tempistiche siano già il risultato di diversi interventi, avvenuti nel tempo, finalizzati a ridurre i tempi di fatturazione di Terna, ancora oggi producono uno sfasamento temporale ampio tra il periodo di competenza dei prelievi/immissioni e il momento in cui gli stessi sono liquidati (che può arrivare, considerando i prelievi o le immissioni del primo giorno di ciascun mese, oltre 80 giorni) con effetti negativi, in primis sulla gestione delle garanzie.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- l'adeguamento della disciplina del *settlement* prospettato nell'ambito del richiamato obiettivo strategico OS.21 si inserisce in un più generale contesto di evoluzione della regolazione intrapreso dall'Autorità che incide su diversi ambiti della filiera. In particolare, gli interventi che si andranno a delineare devono tener conto dell'adeguamento della regolazione che seguirà:
 - a) l'innovazione della regolazione del dispacciamento con la predisposizione, tra l'altro, del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE);
 - b) la riforma del processo di *switching*, già prospettata dall'Autorità nell'ambito del documento per la consultazione 705/2022/R/eel;
 - c) l'attuazione delle disposizioni previste dall'articolo 36 del decreto legislativo 199/21 che, tra l'altro, prevedono, in materia di regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di produzione da fonti rinnovabili, che l'Autorità definisca le modalità con le quali i dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili oggetto di incentivazione vengano gestiti nell'ambito del SII;
- con riferimento alla lettera a), nell'ambito del procedimento di riforma della regolazione del servizio di dispacciamento è stata definita:
 - la revisione dei criteri per la costituzione delle unità aggregate al fine di promuovere la partecipazione delle risorse al mercato per il bilanciamento e il re-dispacciamento (l'attuale mercato per il servizio di dispacciamento);
 - in coerenza con il dettato della direttiva 2019/944, la presenza di due soggetti distinti che svolgono in modo autonomo l'attività di programmazione di immissioni/prelievi (affidata al BRP) e l'erogazione dei servizi ancillari (affidata al BSP) al fine di riflettere il duplice ruolo delle unità di produzione e consumo (quello "principale" di produrre/consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi);
- quanto sopra richiede da un lato l'aggiornamento della disciplina del *settlement* al fine di riflettere i diversi ruoli di BSP e BRP e i relativi rapporti e dall'altro valutazioni e approfondimenti in merito a come rivedere l'attività di aggregazione delle misure;
- con riferimento alla lettera b), nell'ambito della riforma del processo di *switching* è stata prospettata la possibilità di effettuare uno *switching* in qualsiasi giorno del mese anziché dal 1 giorno di ciascun mese, con un impatto da tenere in considerazione

sulle attività del SII in termini di aggregazione delle misure e di messa a disposizione delle anagrafiche ai fini della programmazione e del *settlement*;

- con riferimento alla lettera c), nell'ambito dell'adeguamento della disciplina del *settlement* è necessario veicolare da subito l'esigenza di uniformare la gestione dei dati di misura di immissioni e prelievi nonché semplificare gli obblighi informativi connessi; va infatti osservato che, nonostante il ruolo centrale assunto dal SII nella gestione delle misure dei prelievi, il TIS prevede una complessa articolazione di obblighi informativi, sia ai fini del *settlement* mensile che dei conguagli, tra: imprese distributrici sottese e imprese distributrici di riferimento; le imprese distributrici e il SII; le imprese distributrici e Terna (obblighi che è necessario rivedere e razionalizzare a fronte della maggiore incidenza delle misure orarie rispetto a quelle profilate).

RITENUTO CHE:

- sia opportuno, nell'ambito del richiamato obiettivo strategico OS.21, avviare un procedimento per l'adeguamento della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete volto a integrarla e aggiornarla a seguito delle innovazioni normative e regolatorie intervenute successivamente alla sua adozione;
- sulla base delle considerazioni precedentemente esposte, l'adeguamento della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete debba essere tale da consentire:
 - a) una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di svincolare Acquirente Unico dal ruolo di operatore residuale del sistema elettrico;
 - b) una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
 - c) la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;
 - d) la variazione su base giornaliera dell'utente del dispacciamento abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;
 - e) un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
 - f) una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti;
- la definizione della nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete possa avvenire anche per passi progressivi, tra loro coerenti;
- sia opportuno dare priorità alle attività funzionali al superamento della disciplina del *load profiling* e del ruolo di operatore residuale fino ad ora attribuito all'Acquirente

Unico nell'ambito della medesima disciplina, nonché alla conseguente ottimizzazione dei relativi obblighi informativi e di monitoraggio a carico dei diversi soggetti;

- sia opportuno attribuire la responsabilità del procedimento al direttore della Direzione Mercati Energia e al direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia per i profili di rispettiva competenza;
- per le suddette finalità i responsabili del procedimento possano procedere:
 - ad acquisire tutti i dati, le informazioni e gli elementi di valutazione utili per la predisposizione di documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell'Autorità;
 - ad avvalersi, ove occorra, di specifiche consulenze di esperti per gli approfondimenti più opportuni in materia;
- che il procedimento si concluda:
 - entro il 31 luglio 2024 in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la su menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete;
 - entro il 31 dicembre 2025 in relazione al completamento dell'attività regolatoria finalizzata a definire le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per l'adozione di provvedimenti atti a riformare la disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete in considerazione delle innovazioni intercorse in relazione all'attività di *meter reading*, al superamento del servizio di maggior tutela e all'innovazione della regolazione del dispacciamento;
2. di prevedere che la riforma della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete sia tale da consentire:
 - a) una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di svincolare Acquirente Unico dal ruolo di operatore residuale del sistema elettrico;
 - b) una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
 - c) la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;

- d) la variazione su base giornaliera dell'utente del dispacciamento abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;
 - e) un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
 - f) una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti;
3. di attribuire la responsabilità del procedimento al direttore della Direzione Mercati Energia e al direttore della Direzioni Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia, per i profili di rispettiva competenza;
 4. di prevedere che i responsabili del procedimento possano:
 - acquisire tutti i dati, le informazioni e gli elementi di valutazione utili per la predisposizione di documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell'Autorità;
 - avvalersi, ove occorra, di specifiche consulenze di esperti per gli approfondimenti più opportuni in materia;
 5. di prevedere che il procedimento si concluda:
 - entro il 31 dicembre 2025 in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la su menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete;
 - entro il 31 dicembre 2025 in relazione al completamento dell'attività regolatoria finalizzata a definire le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete;
 6. di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

25 luglio 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini