

DELIBERAZIONE 3 DICEMBRE 2024

535/2024/R/EEL

INTERVENTI IN MATERIA DI LOAD PROFILING E PERDITE DI RETE, PER L'ANNO 2025

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

Nella 1319^a riunione del 3 dicembre 2024

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;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124, ed in particolare l'articolo 1, comma 60 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto-legge 73/07);
- il decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n.6 (di seguito: decreto-legge 176/22);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di recepimento della direttiva 2018/2001;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, di recepimento della direttiva 2019/944;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed

economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);

- la deliberazione dell’Autorità 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11;
- la deliberazione dell’Autorità 3 maggio 2012, 175/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 559/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 677/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2019, 119/2019/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2019, 559/2019/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e, in particolare, l’Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT);
- la deliberazione dell’Autorità 10 novembre 2020, 449/2020/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 9 dicembre 2021, 570/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 570/2021/R/eel);
- 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, 117/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel e l’allegato Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV) in vigore fino 31 marzo 2024;
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 362/2022/R/eel e l’allegato Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV) in vigore a partire dal 1° aprile 2024;
- 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);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 712/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 712/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel (di seguito (deliberazione 336/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2023, 584/2023/R/eel (di seguito (deliberazione 584/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte o TIPPI);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2024, 325/2024/R/eel (di seguito (deliberazione 325/2024/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 9 giugno 2020, 209/2020/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 602/2021/R/eel;

- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 377/2023/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 377/2023/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 29 ottobre 2024, 442/2024/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 442/2023/R/eel);
- la comunicazione della società Enel Italia S.p.A. (di seguito: Enel) inviata il 28 novembre 2024, prot. Autorità 83539 del 29 novembre 2024 (di seguito: comunicazione del 28 novembre 2024).

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, nell’ambito dei poteri di regolazione e controllo sull’erogazione dei servizi di pubblica utilità del settore elettrico conferitegli dalla legge 481/95, con il TIS e con il TIV ha disciplinato, tra l’altro, le modalità di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative all’erogazione del servizio di dispacciamento (*settlement*), nonché la regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione;
- l’Autorità, nel delineare la suddetta disciplina del *settlement* e delle perdite sulle reti elettriche ha dovuto tener conto di alcuni basilari elementi che, nel momento in cui la suddetta disciplina è stata definita, caratterizzavano il sistema elettrico italiano:
 - un elevatissimo numero di punti non trattati orari (i punti di misura trattati orari erano un insieme residuale) e, peraltro, per lo più rilevati manualmente e non da remoto, con la conseguenza di avere i dati di misura disponibili con cadenze anche più lunghe rispetto a quella mensile;
 - l’esistenza di un soggetto pubblico a cui per legge era delegato l’acquisto sui mercati dell’energia elettrica prelevata dai clienti finali serviti in maggior tutela (l’Acquirente Unico - AU);
 - l’elevato quantitativo dei volumi di energia elettrica approvvigionati da AU in qualità di Utente del dispacciamento (di seguito: UdD) dei clienti finali serviti in maggior tutela;
- conseguentemente l’Autorità ha elaborato una regolazione del *settlement* e delle perdite di rete che:
 - adotta un meccanismo di profilazione convenzionale dell’energia elettrica prelevata non trattata oraria (*load profiling*) basato sul calcolo del Profilo Residuo di Area - PRA (differenza fra l’energia immessa in rete in ciascuna area di riferimento, trattata oraria o profilata oraria, maggiorata delle perdite standard e dell’energia elettrica prelevata nella stessa area, trattata oraria, maggiorata delle perdite standard) al fine di poter gestire e valorizzare questa energia all’interno di mercati dell’energia elettrica orari e quart’orari;
 - prevede che l’approvvigionamento delle perdite di rete venga effettuato dai clienti finali, mediante i relativi UdD, attraverso la maggiorazione dell’energia elettrica prelevata dai punti di prelievo tramite appositi fattori di perdita standard (riportati nella Tabella 4 del TIS);
 - assegna ad AU il ruolo di utente residuale del sistema elettrico in quanto approvvigionatore delle partite di energia elettrica residuali, funzionali a

- chiudere il bilancio di energia elettrica di ciascuna area di riferimento, ricomprese nel PRA (in quanto trascurabili rispetto al totale di energia elettrica approvvigionata per la maggior tutela), ivi incluso il differenziale fra le perdite di rete standard e le perdite effettive registrate sulle reti di distribuzione;
- prevede, nel TIV, specifici meccanismi di perequazione (meccanismo di perequazione degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e delle perdite di rete) finalizzati, tra l'altro, anche a riallocare i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica residuale, non strettamente di pertinenza del servizio di maggior tutela, a tutti i clienti finali;
 - il suddetto quadro regolatorio, nel corso degli ultimi anni, ha iniziato a manifestare diverse criticità in quanto la forte riduzione della quota di energia non trattata oraria registratasi negli ultimi anni, per effetto della raggiunta fase di piena maturità dei piani di installazione dei misuratori 2G, ha fatto sì che alcune approssimazioni e semplificazioni insite nel meccanismo del *load profiling* generassero degli effetti distorsivi non più trascurabili, con conseguenti interventi dell'Autorità che a più riprese ha apportato dei correttivi regolatori (si vedano al riguardo le deliberazioni 570/2021/R/eel, 473/2022/R/eel e 698/2022/R/eel);
 - il percorso di rimozione graduale della tutela di prezzo, prevista dall'articolo 1 del decreto-legge 73/07 per i clienti domestici e le piccole imprese, che ha comportato, ai sensi della legge 124/17 (come da ultimo modificata dal decreto-legge 176/22), dapprima l'esclusione dal servizio di maggior tutela delle piccole imprese (gennaio 2021), poi delle microimprese (aprile 2023) ed infine dei clienti domestici non vulnerabili (luglio 2024), ha ridotto notevolmente i volumi approvvigionati da AU e, conseguentemente, ha reso sempre meno sostenibile il ruolo dell'AU quale soggetto residuale del sistema elettrico;
 - in considerazione di quanto evidenziato ai precedenti due considerati, l'Autorità, nell'ambito dell'obiettivo 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 21.e, ha previsto un percorso di adeguamento e riforma della regolazione del *settlement* per tenere conto delle suddette innovazioni intercorse negli anni;
 - nell'ambito del richiamato obiettivo strategico, con la deliberazione 336/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato proprio all'adozione dei provvedimenti necessari per riformare la disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete al fine di consentire:
 - una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente dei dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema e che permetta di superare il ruolo dell'AU quale operatore residuale del sistema elettrico;
 - un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali performance delle singole imprese distributrici mediante la ridefinizione delle modalità per il loro approvvigionamento e dei

meccanismi perequativi funzionali anche a favorire comportamenti efficienti delle imprese distributrici finalizzati a ridurre le perdite di rete di natura tecnica e commerciale;

- successivamente l’Autorità, in coerenza con quanto previsto nell’avvio di procedimento di cui al precedente considerato, con il documento per la consultazione 377/2023/R/eel ha formulato i propri orientamenti per riformare la disciplina del *settlement* e delle perdite di rete prospettando un nuovo modello di *settlement* basato sulla disponibilità di dati di misura quart’orari dell’energia elettrica immessa e prelevata e sul superamento del ruolo dell’AU come operatore residuale, ipotizzandone l’applicazione a decorrere dal 1 gennaio 2025;
- conseguentemente, con la deliberazione 584/2023/R/eel, l’Autorità ha confermato per il 2024 le previsioni regolatorie vigenti nel 2023 in materia di perdite di rete. In particolare, ha:
 - a) confermato il quadro generale in tema di perequazione delle perdite di rete previsto dal TIV;
 - b) esteso all’intero triennio 2022-2024 gli interventi funzionali a mitigare il rischio prezzo in capo all’impresa distributtrice previsti ai sensi dei commi 29.2 e 29.3 del TIV, nonché l’applicazione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” di cui all’articolo 31 del TIV;
 - c) confermato anche per il 2024 i fattori percentuali per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 10 del TIV applicati per il 2023 nell’ambito della perequazione delle perdite;
- con la deliberazione 325/2024/R/eel l’Autorità ha dato seguito al documento per la consultazione 377/2023/R/eel sostanzialmente confermando il nuovo modello di *settlement* prospettato nel suddetto documento per la consultazione e definendo gli elementi essenziali della nuova disciplina. In tale ottica, accogliendo le istanze degli *stakeholder* e diversamente da quanto prospettato inizialmente, l’Autorità ha disposto che la nuova disciplina del *settlement* elettrico troverà applicazione dal 1 gennaio 2026, in luogo del termine posto in consultazione (1 gennaio 2025), così da consentire alle imprese distributtrici, a Terna, al Gestore del SII e agli utenti di porre in atto tutti gli adeguamenti necessari per gestire direttamente nel SII i dati di misura relativi ai punti di interconnessione fra le diverse reti.

CONSIDERATO CHE:

- lo spostamento al 2026 dell’applicazione della nuova disciplina del *settlement* elettrico e, con esso, della correlata riforma della disciplina delle perdite di rete comporta la necessità di intervenire nuovamente sulla vigente regolazione del *settlement* e delle perdite di rete per garantire la sua efficace e corretta applicazione anche per il 2025 eliminando anche le ulteriori criticità emerse recentemente per effetto della progressiva riduzione dei volumi di energia elettrica non trattata oraria;
- in particolare, in relazione alla disciplina del *load profiling*, si è riscontrato negli ultimi mesi che i controlli di congruità effettuati dal SII sui coefficienti di ripartizione del prelievo degli Udd (di seguito: CRPU) - calcolati come somma dei coefficienti

di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo di competenza di ciascun UdD (di seguito: CRPP) - abbiano dato ripetutamente esito negativo in talune zone di mercato, e, pertanto, si siano attivati gli strumenti di correzione implementati dal SII che prevedono di utilizzare, in tali casistiche, i CRPU relativi all'ultimo mese in cui i controlli di congruità avevano avuto esito positivo. Si ritiene che ciò sia dovuto al fatto che i CRPP (che rappresentano la quota del PRA attribuita, in ciascuna fascia oraria di ciascun mese, a ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria presente nella medesima area) vengono attualmente determinati in via approssimata utilizzando, come stima del totale dei prelievi non trattati orari, il PRA della medesima fascia oraria del medesimo mese dell'anno precedente, anziché la somma dell'energia elettrica prelevata dai medesimi punti nel medesimo periodo. Tale circostanza ha portato, per i mesi in cui sono stati attivati gli strumenti di correzione del SII, a non considerare sia le variazioni del portafoglio clienti dei singoli UdD (incluso AU) avvenute successivamente all'ultimo mese in cui i controlli di congruità avevano avuto esito positivo, sia gli effetti derivanti dal passaggio al trattamento orario dei punti di prelievo, determinando, nell'allocatione dell'energia agli UdD nell'ambito del *settlement* mensile, errori che verranno corretti in esito alla sessione di conguaglio *load profiling*;

- l'Autorità, pertanto, con il documento per la consultazione 442/2024/R/eel, ha riportato i propri orientamenti:
 - da un lato per rimuovere le semplificazioni e approssimazioni insite nell'attuale disciplina del *load profiling* all'origine delle criticità rappresentate;
 - dall'altro per definire gli elementi funzionali a permettere che alcune previsioni in materia di regolazione delle perdite di rete (ivi inclusa la disciplina della perequazione delle perdite di rete), definite per il triennio 2022-2024, siano applicabili anche per l'anno 2025;
- nell'ambito della suddetta consultazione, l'Autorità ha, infatti, prospettato:
 - in relazione alla disciplina del *load profiling*, che:
 - a) le imprese distributrici modifichino le modalità di calcolo dei CRPP di cui all'articolo 18 del TIS facendo sì che l'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non sia più determinata in modo approssimato ricorrendo alla sommatoria dei PRA, ma facendo riferimento ai dati di misura;
 - b) le modifiche di cui alla precedente lettera siano implementate il più rapidamente possibile e comunque in tempo utile per il calcolo dei CRPP relativi al mese di gennaio 2025;
 - in relazione alla regolazione in materia di perdite di rete, siano:
 - a) confermati, anche per l'anno 2025, i fattori percentuali già applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 10 del TIV (0,90% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud);

- b) estesi, anche all'anno 2025, i meccanismi correttivi disciplinati ai sensi dei commi 29.2 e 29.3 del TIV (non essendo ancora pienamente superata la fase congiunturale che ha caratterizzato gli elevati prezzi all'ingrosso degli anni appena passati), nonché l'applicazione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui all'articolo 31 del TIV, accorpando il riconoscimento dell'anno 2025 al triennio 2022-2024 (estensione della durata del meccanismo dal triennio 2022-2024 al quadriennio 2022-2025);
- con riferimento agli aspetti applicativi del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui alla suddetta lettera b), l'Autorità ha, inoltre, proposto di:
 - erogare, nel corso dell'anno 2025, un acconto relativo ai primi tre anni del quadriennio 2022-2025 previa presentazione di un'istanza di acconto entro maggio 2025, al fine di evitare un ritardo eccessivo nei tempi di riconoscimento degli importi relativi ai prelievi fraudolenti "non recuperabili" del periodo 2022-2024;
 - erogare, nel corso dell'anno 2027, il saldo relativo all'intero periodo 2022-2025 con presentazione della relativa istanza da parte delle imprese distributrici entro la fine del mese di maggio 2026.

CONSIDERATO CHE:

- in risposta al documento per la consultazione 442/2024/R/eel sono pervenute osservazioni da parte di 4 operatori, 2 associazioni loro rappresentative e Terna;
- con riferimento agli orientamenti funzionali alla corretta applicazione della disciplina del *load profiling* è stata generalmente condivisa la logica della proposta di modifica del calcolo dei CRPP. Tuttavia, alcuni partecipanti alla consultazione hanno evidenziato criticità nelle tempistiche ipotizzate per la sua implementazione, giudicate troppo stringenti. Per questo motivo, è stata richiesta una proroga dei termini di invio dei dati, per affrontare le complessità operative derivanti dalle modifiche prospettate;
- due soggetti, inoltre, hanno chiesto di confermare che il perimetro dei punti di prelievo non trattati orari da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese m dell'anno $n-1$ nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, nonché per la determinazione della quota di energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria da attribuire al singolo UdD in ciascun mese sia quello relativo al mese a cui si riferiscono i CRPP e i CRPU (cioè al mese m dell'anno n);
- con riferimento agli interventi funzionali all'applicazione della disciplina delle perdite di rete per l'anno 2025 la quasi totalità dei soggetti intervenuti apprezza gli orientamenti formulati anche in relazione all'estensione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", in particolare per quanto

riguarda l'articolazione delle tempistiche e delle modalità di gestione delle istanze; un soggetto ha tuttavia segnalato:

- problematiche legate alla differenziazione dei coefficienti delle perdite tecniche per ambito di concentrazione (tabelle 9.1, 9.2 e 9.3 del TIV), ritenendola non efficace e causa di risultati non coerenti rispetto alla perequazione. Ha pertanto proposto che venga effettuata dall'Autorità una rimodulazione dei coefficienti tra le diverse aree, mantenendo invariato il coefficiente medio per garantire uniformità con le altre imprese distributrici;
- che, ai fini della determinazione dei saldi di perequazione ai sensi del comma 29.3 del TIV, dovrebbero essere considerati anche i corrispettivi a carico dei distributori per l'energia reattiva verso la rete del gestore del sistema di trasmissione, introdotti con la deliberazione 712/2022/R/eel;
- in merito al meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti non recuperabili, che sarebbe necessaria una riformulazione dell'articolo 31 del TIV per facilitarne l'applicazione, soprattutto nelle aree in cui, pur contabilizzando l'energia distribuita tramite bilanci di cabina secondaria, non è possibile attribuire le frodi a un utilizzatore specifico. Inoltre, ha proposto che il meccanismo venga esteso anche ai casi di prelievi senza contratto (es. allacci diretti alla rete) in cui l'utilizzatore non è identificato né fiscalmente riconosciuto. In tali situazioni, l'energia ricostruita non può essere fatturata e rimane a carico del distributore come perdita di rete, anche quando viene effettuata una verifica da parte delle forze dell'ordine. Questo per evitare che gli sforzi compiuti per rilevare, ricostruire e sanare le irregolarità, nonché perseguire le violazioni, risultino vanificati;
- come evidenziato nella comunicazione del 28 novembre 2024 la società Servizio Elettrico Nazionale, per effetto delle anomalie riscontrate negli ultimi mesi sulla quantificazione in acconto dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non ancora trattati orari e oggetto dell'intervento regolatorio di cui al documento per la consultazione 442/2024/R/eel, ha registrato un disavanzo finanziario di entità rilevante in considerazione della contrazione dei flussi di cassa registrati nel 2024 in conseguenza del passaggio al regime di tutela graduale dei clienti non vulnerabili precedentemente approvvigionati nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguentemente ha richiesto un intervento regolatorio che permetta di compensare, almeno in misura parziale, il suddetto disavanzo.

CONSIDERATO CHE:

- gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione 442/2024/R/eel mirano principalmente ad estendere al 2025 la regolazione vigente in materia di *settlement* e di perdite di rete apportandone, laddove estremamente necessario, piccoli correttivi di semplice implementazione evitando interventi invasivi che implicherebbero sviluppi consistenti dei sistemi dei gestori di rete, del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) e della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito:

CSEA) e che sarebbero poco giustificabili in virtù del fatto che tali interventi avrebbero una durata limitata al solo anno 2025;

- le richieste di modifica alla disciplina delle perdite di rete avanzate da una impresa distributrice richiederebbero un intervento di revisione rilevante, poco compatibile con la logica di un intervento regolatorio valevole per il solo anno 2025 e funzionale a raccordare il passaggio alla nuova disciplina prevista per l'anno 2026. Le criticità evidenziate, infatti, richiederebbero studi come quelli condotti ai fini della definizione degli attuali coefficienti di perdita convenzionale differenziati per ambito di concentrazione ovvero una modifica della finalità stessa dell'articolo 31 del TIV che necessiterebbe di essere valutata nell'ambito di un'analisi più ampia del quadro regolatorio in materia di perdite di rete, non coerente con un'ottica di mera proroga della disciplina vigente.

RITENUTO OPPORTUNO:

- per le motivazioni espresse nei succitati considerati, non accogliere le proposte degli *stakeholder* che richiedono una modifica significativa della regolazione vigente, ovvero la necessità di operare interventi rilevanti sui sistemi del SII;
- confermare, nelle more della conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 336/2023/R/eel, gli orientamenti funzionali alla manutenzione della regolazione vigente del *settlement* elettrico e delle perdite di rete illustrati nel documento per la consultazione 442/2024/R/eel con l'obiettivo di consentirne una corretta applicazione anche per l'anno 2025;
- prevedere che l'implementazione delle disposizioni proposte nel documento per la consultazione 442/2024/R/eel, come confermate con il presente provvedimento, trovino applicazione tempestiva, già ai fini del calcolo dei CRPP relativi al mese di gennaio 2025, fermo restando quanto evidenziato al successivo ritenuto;
- tener conto delle criticità che alcuni *stakeholder* hanno evidenziato in merito alle tempistiche stringenti prospettate in relazione alle modifiche da apportare al calcolo dei CRPP prevedendo che, in relazione a ciascuna area di riferimento per la quale i controlli di congruità effettuati dal SII sui CRPU non hanno dato esito negativo in maniera continuativa a decorrere da luglio 2024, le imprese distributrici possano applicare quanto previsto dal presente provvedimento per il calcolo dei CRPP relativi al mese di febbraio 2025 (anziché gennaio 2025);
- confermare, come anche stabilito dalla deliberazione 570/2021/R/eel e successivamente dalla deliberazione 698/2022/R/eel, che il perimetro dei punti di prelievo non trattati orari da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese m dell'anno $n-1$ nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, nonché per la determinazione della quota di energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria da attribuire al singolo UdD in ciascun mese sia quello relativo al mese a cui si riferiscono i CRPP e i CRPU (cioè quello dei punti che non sono trattati orari nel mese m dell'anno n);

- prevedere che ciascun esercente il servizio di maggior tutela, in presenza di un differenziale positivo fra il valore economico dell'energia fatturato al medesimo esercente dall'AU per il periodo gennaio-ottobre 2024 e il valore economico dell'energia fatturato dal medesimo esercente ai propri clienti finali per il medesimo periodo, possa richiedere a CSEA, previa presentazione di apposita istanza, un'anticipazione sulle partite economiche di *load profiling* relative all'anno 2024 regolate ai sensi dell'articolo 30 del TIV (entro la fine di agosto 2025);
- prevedere che l'anticipazione di cui al punto precedente sia cautelativamente non superiore al sessanta per cento del differenziale positivo di cui al punto precedente;
- prevedere, infine, che gli esercenti il servizio di maggior tutela che si avvalgono dell'anticipazione di cui sopra, restituiscano a CSEA i medesimi importi oggetto di anticipazione entro le tempistiche di regolazione delle partite di *load profiling* relative all'anno 2024 di cui all'articolo 30 del TIV;
- modificare l'articolo 29 del TIV al fine di correggere un mero errore materiale ivi riscontrato

DELIBERA

1. il TIV è modificato nei seguenti punti:
 - a) all'articolo 29, le parole “ai sensi del comma 29.2”, “ai sensi del comma 29.3” e “ai sensi del comma 29.6” sono sostituite, rispettivamente, con le parole “ai sensi del comma 29.5”, “ai sensi del comma 29.6” e “ai sensi del comma 29.9”;
 - b) all'articolo 29, le parole “triennio 2022-2024” sono sostituite dalle parole “quadriennio 2022-2025”;
 - c) all'articolo 31, le parole “triennio 2022-2024” sono sostituite dalle parole “quadriennio 2022-2025”;
 - d) all'articolo 31, il comma 31.2, è sostituito con il seguente:

“31.2 L'impresa distributrice interessata presenta l'istanza di riconoscimento dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” di cui al comma 31.1:

 - a) entro la fine del mese di maggio 2022 per il periodo 2019-2021;
 - b) entro la fine del mese di maggio 2025 per l'erogazione dell'acconto relativo al quadriennio 2022-2025;
 - c) entro la fine del mese di maggio 2026 per l'erogazione del saldo relativo al quadriennio 2022-2025.

Alla suddetta istanza sono allegate tutte le informazioni funzionali alla verifica di quanto previsto ai commi 31.3 e 31.5 rese disponibili tramite dichiarazione di atto di notorietà redatta ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. 445/2000.”;
 - e) nella tabella 10, il periodo “2023-2024” è sostituito con il periodo “2023-2025”
2. il TIS è modificato nei seguenti punti:
 - a) all'articolo 18, comma 18.2 e comma 18.3, alle rispettive lettere b, all'articolo, 19, comma 19.2, lettera a) e all'articolo 38, comma 38.2, lettera a) le parole

- “determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel medesimo mese dell’anno precedente in ciascuna fascia oraria e F_i ” sono soppresse;
3. in relazione a ciascuna area di riferimento per la quale i controlli di congruità effettuati dal SII sui CRPU non hanno dato esito negativo in maniera continuativa a decorrere da luglio 2024, le imprese distributrici possono applicare quanto previsto dal presente provvedimento a decorrere dal calcolo dei CRPP relativi al mese di febbraio 2025, anziché a decorrere dal calcolo dei CRPP per il mese di gennaio 2025;
 4. ciascun esercente il servizio di maggior tutela, in presenza di un differenziale positivo fra il valore economico dell’energia fatturato al medesimo esercente dall’AU per il periodo gennaio-ottobre 2024 e il valore economico dell’energia fatturato dal medesimo esercente ai propri clienti finali per il medesimo periodo, può richiedere a CSEA un’anticipazione sulle partite economiche di *load profiling* relative all’anno 2024 regolate ai sensi dell’articolo 30 del TIV;
 5. l’anticipazione, di cui al punto 4., è cautelativamente non superiore al sessanta per cento del differenziale positivo di cui al punto precedente;
 6. l’anticipazione, di cui al punto 4., è liquidata da CSEA entro il 30 dicembre 2024 con valuta 31 dicembre del medesimo anno. L’esercente che ha usufruito della suddetta anticipazione provvede alla restituzione a CSEA in un’unica soluzione del relativo importo, senza maggiorazione di interessi, entro e non oltre il 31 agosto 2025;
 7. la richiesta, di cui al punto 4, è presentata dall’esercente la maggior tutela a CSEA a mezzo pec all’indirizzo *perequazioni@pec.csea.it*, entro e non oltre il giorno 13 dicembre 2024, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi degli articoli 38 e 47 del D.P.R. 445/00, attestante l’entità del differenziale positivo determinata con le modalità di cui al punto 4. e il valore della somma richiesta come anticipazione;
 8. ai fini della richiesta di cui al punto 4, l’esercente la maggior tutela, con riferimento a ciascun mese del periodo gennaio-ottobre 2024, dichiara anche:
 - i volumi di energia elettrica distinti per ciascuna fascia oraria fatturata al medesimo esercente dall’AU;
 - i volumi di energia elettrica distinti per ciascuna fascia oraria fatturata dal medesimo esercente ai propri clienti finali;
 9. le anticipazioni erogate da CSEA, nonché le successive restituzioni, per adempiere alle disposizioni di cui al presente provvedimento, sono poste a valere sul Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell’energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, di cui all’articolo 22 del TIPPI;
 10. il presente provvedimento è trasmesso a Terna S.p.A., al Gestore del Sistema Informativo Integrato e alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
 11. la presente deliberazione, il TIV ed il TIS, come modificati dal presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

3 dicembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini