

DELIBERAZIONE 22 MARZO 2022

117/2022/R/EEL

REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA DA APPLICARE ALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER FINALITÀ PEREQUATIVE PER IL BIENNIO 2022-2023 E AI PRELIEVI IN BASSA TENSIONE, DI CUI ALLA TABELLA 4 DEL TESTO INTEGRATO SETTLEMENT

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1197^a riunione del 22 marzo 2022

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73;
- il decreto-legge 25 luglio 2018, n. 91, come convertito nella legge 21 settembre 2018, n. 108;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- 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 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/11);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/11);
- la deliberazione dell'Autorità 3 maggio 2012, 175/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 175/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 559/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 559/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 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 (di seguito: deliberazione 449/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 24 novembre 2020, 491/2020/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);
- 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 9 giugno 2020, 209/2020/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 209/2020/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 dicembre 2021, 602/2021/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 602/2021/R/eel);
- le osservazioni al documento per la consultazione 602/2021/R/eel pervenute dai soggetti interessati.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità fissa, ai sensi della Tabella 4 del TIS, i fattori convenzionali di perdita di energia elettrica (di seguito: fattori di perdita standard) applicati all’energia elettrica immessa e prelevata sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- la Sezione 3 del TIV stabilisce, tra l’altro, a partire dall’anno 2007, le disposizioni in materia di perequazione che si applicano alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard (di seguito: meccanismo di perequazione delle perdite);
- l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell’adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell’eventuale revisione dei medesimi fattori;
- l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 196/11, ha stabilito, fra l’altro, di definire modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard, che tengano in considerazione la diversificazione territoriale e strutturale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime;
- con la deliberazione 175/2012/R/eel, l’Autorità ha rivisto i fattori percentuali di perdita applicati all’energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione, in modo da tenere conto, da un lato, della rilevante crescita della generazione distribuita e delle nuove forme di interazione con la rete elettrica e, dall’altro, del processo di efficientamento delle reti elettriche, anche dal punto di vista gestionale;

- con la deliberazione 559/2012/R/eel, l’Autorità ha stabilito, secondo un approccio graduale, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all’energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché l’avvio di un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche affidato al Politecnico di Milano, in particolare con riferimento al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato nel TIV (di seguito: Studio del Politecnico 2014);
- sulla base degli esiti del citato Studio del Politecnico 2014, il documento per la consultazione 202/2015/R/eel, illustra gli orientamenti finali in materia di revisione della disciplina delle perdite di rete da applicare per il periodo 2016-2021, prospettando una radicale riforma di tale disciplina e introducendo un percorso di riduzione e convergenza territoriale delle perdite di natura commerciale su un orizzonte temporale di sei anni;
- sulla base degli esiti del citato documento per la consultazione 202/2015/R/eel, l’Autorità, con la deliberazione 377/2015/R/eel, ha riformato il meccanismo di perequazione disciplinato nel TIV prevedendo, tra l’altro:
 - la differenziazione tra fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite tecniche e fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali, questi ultimi articolati anche per livello territoriale;
 - la definizione di misure di contenimento delle perdite commerciali attraverso la fissazione di una traiettoria di efficientamento coerente con quella prospettata nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel con la possibilità, al contempo, per le imprese distributrici di beneficiare di un meccanismo di attenuazione delle stesse misure applicato su base triennale;
 - che i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative trovino una prima applicazione per il quadriennio 2015-2018 e che successivamente possano essere rivisti in considerazione, tra l’altro, degli effetti derivanti dal citato processo di contenimento delle perdite commerciali e di eventuali ulteriori affinamenti metodologici che dovessero rivelarsi opportuni in esito al medesimo periodo di prima applicazione.

CONSIDERATO CHE:

- alla luce dei risultati della perequazione per il quadriennio 2015-2018 nonché del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali applicato nel triennio 2016-2018 ai sensi della richiamata deliberazione 377/2015/R/eel, l’Autorità, con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti in relazione al perfezionamento della disciplina delle perdite per il triennio 2019-2021 prefigurando in particolare:
 - la revisione, a valere dalla perequazione relativa all’anno 2019, dei fattori di perdita convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali sulle reti in bassa tensione (fattori di perdita convenzionali base) per tener conto dei tassi di miglioramento cumulati del triennio 2016-2018 (ponendoli

- pari a 0,94% nella zona Nord, a 1,83% nella zona Centro e a 5,4% nella zona Sud);
- coerentemente con il precedente orientamento, la revisione, a partire dal 1 gennaio 2021, del fattore di perdita standard per i punti di prelievo in bassa tensione definito nella Tabella 4 del TIS (ponendolo pari a 10,2%);
 - la fissazione dei tassi di miglioramento relativi al processo di efficientamento delle perdite commerciali per il triennio 2019-2021, confermando la traiettoria di efficientamento già rappresentata nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel, nonché la modifica delle modalità di calcolo e di applicazione dei medesimi coefficienti;
 - l'introduzione di un meccanismo di scorporo dalle perdite di rete della parte di esse imputabile a prelievi fraudolenti "non recuperabili", volto a riconoscere alle imprese distributrici, nell'ambito del meccanismo di perequazione, i costi derivanti da prelievi illeciti di energia elettrica accertati e non recuperabili per effetto di elementi esterni non dipendenti dalle medesime imprese distributrici;
 - con la deliberazione 449/2020/R/eel, sulla base delle osservazioni pervenute in merito al citato documento per la consultazione 209/2020/R/eel, l'Autorità:
 - ha fissato i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare all'energia elettrica a fini perequativi per il triennio 2019-2021 con riferimento alle reti in bassa tensione in coerenza con gli orientamenti del documento per la consultazione 209/2020/R/eel definendo il livello base di tali fattori in ragione dei tassi di miglioramento applicati nel periodo 2016-2018 (e ponendoli pertanto pari a 0,94% per la zona Nord, a 1,83% per la zona Centro e a 5,40% per la zona Sud);
 - ha modificato, a valere dal 1 gennaio 2021, il fattore di perdita standard da applicare, ai fini del *settlement* del servizio di dispacciamento, all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo nelle reti di bassa tensione previsto dalla Tabella 4 del TIS, ponendolo pari a 10,2%; ciò al fine di tenere conto della riduzione dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali;
 - ha modificato, per il triennio 2019-2021, le modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione, al fine di superare le criticità evidenziate dagli operatori nelle risposte alla consultazione: in particolare, ha riconosciuto alle imprese distributrici, come ammontare di perequazione, l'importo minimo risultante utilizzando il prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 del TIV praticato dall'Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: Acquirente Unico) agli esercenti la maggior tutela "pau" medio annuo ovvero differenziato per fasce orarie e mesi;
 - non ha confermato l'applicazione della traiettoria di efficientamento per il triennio 2019-2021 posta in consultazione, rinviando alla futura regolazione la necessità di introdurre meccanismi di efficientamento delle perdite commerciali;

- ha previsto il riconoscimento, a partire dall'anno 2019, dei prelievi fraudolenti “non recuperabili”, nell’ambito di procedimenti individuali aventi a oggetto l’intero triennio 2019-2021, avviati su istanza di parte e previa verifica di specifici requisiti;
- ha previsto che il riconoscimento di cui al precedente alinea non possa comportare un onere complessivo superiore a quello necessario ad azzerare il saldo di perequazione complessivo del triennio 2019-2021.

CONSIDERATO CHE:

- seguendo il percorso tracciato dai provvedimenti sopra riportati aventi ad oggetto la riforma della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione e il suo perfezionamento nel periodo 2015-2021, l’Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 602/2021/R/eel finalizzato alla definizione dei coefficienti di perdita convenzionale per il biennio 2022-2023;
- l’orientamento dell’Autorità di considerare un orizzonte temporale biennale, anziché un orizzonte temporale più lungo, discende, da un lato, dalla considerazione che sia più opportuno ed efficiente allineare l’orizzonte temporale connesso alla regolazione delle perdite di rete con l’orizzonte temporale del periodo regolatorio (il nuovo periodo regolatorio partirà dal 2024) e, dall’altro lato, dalla considerazione dell’evoluzione del contesto normativo, con specifico riferimento al superamento del servizio di maggior tutela che richiederà al suo compimento una necessaria evoluzione regolatoria del *settlement* e nuove valutazioni prospettiche inerenti alla gestione e all’incentivazione alla riduzione delle perdite di rete;
- il documento per la consultazione 602/2021/R/eel è stato sviluppato partendo dall’analisi degli esiti delle determinazioni degli importi di perequazione e dei relativi aggiornamenti (che si effettuano in ciascun anno con riferimento agli anni precedenti sulla base delle rettifiche ai dati di misura) comunicati da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: CSEA) ai sensi dell’articolo 32 del TIV, nonché di alcune ulteriori informazioni ed elaborazioni richieste nei mesi di novembre e dicembre 2021 alla medesima CSEA (informazioni relative, in particolare, all’andamento delle perdite effettive nel corso del periodo 2015-2020 e alle simulazioni sugli esiti dell’applicazione di eventuali processi di efficientamento secondo le traiettorie originariamente individuate nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel);
- dall’analisi di cui al precedente punto (i cui esiti sono stati pubblicati con il documento per la consultazione 602/2021/R/eel) è emerso, in particolare, che:
 - nel periodo 2015-2020 :
 - i. il valore medio percentuale delle perdite effettive rispetto all’energia elettrica prelevata dall’insieme delle imprese distributrici di riferimento è stato in costante diminuzione passando dal 7,25% del 2015 al 7,02% del 2020 e che tale andamento è confermato anche estendendo l’analisi

- a tutte le imprese distributrici operanti nel medesimo periodo (*cf*r Tabella 3 del citato documento per la consultazione);
- ii. nell'intero periodo le perdite effettive risultano complessivamente inferiori alle perdite standard, come testimoniato dall'andamento del delta perdite in quantità (*cf*r Tabella 4 del citato documento per la consultazione) e, peraltro, l'andamento dei saldi di perequazione (il ΔL in euro) evidenzia l'esistenza, per tutti gli anni oggetto di analisi, di una situazione complessiva di sostanziale credito delle imprese distributrici verso il sistema (*cf*r Tabella 5 del citato documento per la consultazione), con crediti a favore delle imprese distributrici nell'ultimo triennio (2018-2020) pari a più di 35 milioni di euro, cui andrebbero peraltro sommati i crediti conseguenti all'applicazione, da parte delle imprese distributrici ai clienti finali, dei corrispettivi per l'energia reattiva di cui all'articolo 24 del TIT (una quota pari al 20% del gettito conseguente all'applicazione dei predetti corrispettivi è destinato alle imprese distributrici per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete generate dal maggior prelievo di reattivo da parte dei clienti finali connessi) quantificabili tra i 9 e i 10 milioni di euro annui;
- le evidenze quantitative emerse dall'analisi del periodo 2015-2020 e riportate nel precedente punto:
 - confermano la ragionevolezza e l'adeguatezza della decisione di attuare la traiettoria di efficientamento già prefigurata con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel (traiettoria solo parzialmente attuata con la deliberazione 449/2020/R/eel);
 - evidenziano che le azioni intraprese dalle imprese distributrici, nell'ottica di migliorare la gestione delle proprie reti e ridurre l'entità delle perdite di rete, soprattutto di natura commerciale, sono state tali da determinare sul biennio 2019-2020 un recupero di efficienza superiore a quello imposto ex-ante dall'Autorità;
 - con il documento per la consultazione 602/2021/R/eel, l'Autorità ha quindi ritenuto, in coerenza con l'attuale impianto regolatorio in materia di perdite di rete, che i recuperi di efficienza registrati nel biennio 2019-2020 e che presumibilmente si registreranno anche nel 2021 siano, nel biennio successivo, posti a beneficio del sistema e dei clienti finali con un'ulteriore azione di riduzione dei coefficienti di perdita commerciale in bassa tensione per il biennio 2022-2023, perseguendo, da un lato, la riduzione complessiva dei coefficienti di perdita standard applicati alle imprese distributrici e, dall'altro, l'esigenza di migliorare e rafforzare il processo di convergenza dei risultati della perequazione tra imprese, nonché di ridurre ulteriormente la differenziazione territoriale che ancora persiste, di fatto completando il percorso di riduzione delle perdite commerciali prefigurato con il documento per la consultazione 205/2015/R/eel;
 - a tal fine, l'Autorità, con il predetto documento per la consultazione 602/2021/R/eel ha, quindi, prospettato di:

- a) ridurre, con effetti a valere dalla perequazione relativa all'anno 2022, i fattori di perdita convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali sulle reti in bassa tensione di cui alla tabella 10 del TIV ponendoli pari:
 - i. per il 2022, a 0,9% nella zona Nord, a 1,72% nella zona Centro e a 4,87% nella zona Sud;
 - ii. per il 2023, a 0,89% nella zona Nord, a 1,67% nella zona Centro e a 4,63% nella zona Sud;
- b) di rivedere, a partire dal 1 gennaio 2023 (consentendo, quindi, di non generare eventuali problematiche ai contratti di fornitura già siglati per l'anno di competenza 2022) ed in coerenza con la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita prospettata ai sensi della lettera a), il fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione definito nella Tabella 4 del TIS ponendolo pari al 10%.

CONSIDERATO CHE:

- le osservazioni ricevute dai soggetti interessati in esito alla pubblicazione del documento per la consultazione 602/2021/R/eel possono essere così sintetizzate:
 - a) a detta di alcuni operatori, la revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali per il 2022, secondo le traiettorie rappresentate nel documento per la consultazione 602/2021/R/eel, comporterebbe l'imputazione retroattiva sulle imprese distributrici di un effetto addizionale e cumulato in termini di riduzione delle perdite commerciali, rispetto a quanto finora effettivamente richiesto dalla regolazione;
 - b) tale retroattività, secondo i medesimi operatori, sarebbe in contrasto rispetto all'esigenza delle imprese distributrici di programmare con adeguato anticipo la gestione del fenomeno delle perdite di rete e i relativi interventi, sia da un punto di vista prettamente operativo, che dei costi richiesti per tali attività;
 - c) è stata espressa da alcuni operatori la necessità di considerare l'impatto sulla riduzione delle perdite di rete che ha avuto il calo dei consumi nel corso del 2020 per l'emergenza epidemiologica; è stato, infatti, segnalato che l'utilizzo dei dati relativi al 2020 potrebbe causare, a detta dei medesimi soggetti, una erronea interpretazione delle performance e del *trend* di miglioramento che, pertanto, potrebbe risultare sovrastimato;
 - d) un operatore ha inoltre evidenziato che il percorso di efficientamento delineato dall'Autorità a partire dall'anno 2016 ha inciso maggiormente sulle imprese distributrici operanti nelle zone geografiche del Sud rispetto alle quali i miglioramenti richiesti, in termini di riduzione delle perdite commerciali, sono stati maggiori; a detta del medesimo operatore sarebbe, inoltre, anche necessario considerare i risultati di ciascuna singola impresa distributtrice per valutare quale sia stato effettivamente l'impatto del suddetto percorso e quali possano essere i margini effettivi di un ulteriore miglioramento e consolidamento dei risultati della perequazione;

- e) è stato, pertanto, richiesto da parte di alcuni operatori di confermare, per il 2022, lo stesso obiettivo già definito con riferimento al 2021 e stabilire, al più, nuovi obiettivi per il 2023;
- f) è stata inoltre manifestata l'esigenza di valutare le attuali dinamiche del prezzo dell'energia elettrica e il loro effetto sul valore delle determinazioni dei saldi di perequazione al fine di evitare eventuali eccessive penalizzazioni; un operatore, al riguardo, ha proposto di introdurre opportuni meccanismi di mitigazione dell'impatto dei ΔL (ad esempio, introducendo dei *cap*) onde evitare che l'attuale dinamica dei prezzi dell'energia elettrica porti a degli impatti del meccanismo di perequazione sulle imprese distributrici non proporzionati alle reali *performance* delle imprese;
- g) inoltre, è stato richiesto che, anche per il biennio 2022-2023, venga confermato il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui all'articolo 31 del TIV, introdotto per il periodo 2019-2021 in affiancamento all'articolazione per macrozona dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite.

CONSIDERATO CHE:

- gli orientamenti dell'Autorità prospettati nel citato documento per la consultazione 602/2021/eel sono stati formulati sulla base delle risultanze della perequazione relativa al periodo 2015-2020;
- la finalità principale dell'analisi svolta nell'ambito del citato documento per la consultazione è quella di verificare, da un lato, in che termini le traiettorie di efficientamento relative alle perdite commerciali sulle reti di distribuzione a suo tempo rappresentate e adottate dall'Autorità sono state rispettate dalle imprese distributrici e, dall'altro, l'esistenza di un *trend* di riduzione delle perdite di rete: in relazione a ciascun anno, sono stati considerati i dati relativi al primo anno di perequazione e all'ultimo aggiornamento disponibile in modo da cogliere non solo l'andamento delle variabili di interesse (perdite effettive e saldi di perequazione) ma anche la loro correzione nel tempo a valle delle rettifiche intervenute; l'analisi è stata condotta in modo tale da escludere elementi congiunturali che potrebbero incidere sui risultati di un singolo anno, focalizzando l'attenzione sui trend pluriennali;
- quanto emerso conferma una perdurante e progressiva riduzione delle perdite di rete verso gli obiettivi prefigurati dall'Autorità a partire dal 2016 e risultati della perequazione complessivamente e sensibilmente favorevoli per la maggior parte delle imprese distributrici; ciò anche senza tener conto dei ricavi a copertura dei costi relativi alle perdite di rete generate dal maggior prelievo di energia reattiva da parte dei clienti finali connessi riconosciuti alle imprese distributrici ai sensi dell'articolo 24 del TIT;
- in tale contesto, l'Autorità, al fine di effettuare un'analisi il più possibile completa, ha ritenuto necessario considerare anche l'anno 2020; tuttavia, in ragione delle tempistiche previste dal TIV, i dati relativi alle risultanze della perequazione di

ciascun anno, nonché i relativi aggiornamenti degli anni precedenti, sono resi disponibili all’Autorità da CSEA non prima del 30 novembre dell’anno successivo; ciò ha comportato che le elaborazioni del caso non potessero essere effettuate prima del mese di dicembre 2021;

- con riferimento alla sostenibilità dei miglioramenti richiesti già a partire dall’anno in corso, va osservato che:
 - le misure prospettate nel documento per la consultazione 602/2021/R/eel si inseriscono in un percorso di efficientamento ormai ben noto agli operatori, in quanto tracciato dal documento per la consultazione 202/2015/R/eel e confermato nel corso degli anni dall’Autorità con i successivi provvedimenti sul tema; con tali provvedimenti, in particolare, l’Autorità ha via via incrementato l’intervallo di tempo per il raggiungimento dell’obiettivo di riduzione delle perdite commerciali prefissato con il predetto documento per la consultazione (quanto prospettato con il documento per la consultazione 602/2021/R/eel prevede il raggiungimento al 2023 dell’obiettivo che nel 2015 ci si era prefissati di raggiungere nel 2021 e, peraltro, i risultati di perequazione riscontrati nel predetto periodo testimoniano che complessivamente le performance delle imprese distributrici nel loro complesso sono state sempre migliori rispetto alle traiettorie deliberate);
 - il meccanismo regolatorio connesso con la perequazione delle perdite di rete induce implicitamente le imprese distributrici a pianificare azioni e investimenti di medio-lungo termine al fine di efficientare sia le perdite tecniche che le perdite commerciali, in quanto un’eventuale riduzione delle predette perdite si traduce in un maggiore ricavo, ovvero in un minore esborso da parte della singola impresa, e ciò indipendentemente dalla traiettoria di efficientamento che l’Autorità fissa nel tempo (quest’ultima, al massimo, serve a modulare la rapidità con cui si trasferiscono alla collettività i risultati dell’efficientamento raggiunto dalle imprese distributrici, ma non va a modificare l’incentivo che le singole imprese hanno nel perseguire i predetti efficientamenti);
 - le azioni intraprese dalle imprese distributrici nell’ottica di migliorare la gestione delle proprie reti e ridurre l’entità delle perdite di rete, soprattutto di natura commerciale, sono state tali da determinare sul biennio 2019-2020 un recupero di efficienza superiore a quello imposto ex-ante dall’Autorità e che, oltre a tale recupero, per valutare l’impatto complessivo degli ulteriori efficientamenti richiesti, sono anche stati considerati gli effetti sulle predette imprese della regolazione tariffaria in materia di energia elettrica reattiva, disciplinata dall’articolo 24 del TIT;
 - le simulazioni condotte prima della pubblicazione del documento per la consultazione 602/2021/R/eel per verificare l’impatto che le misure ivi poste in consultazione potessero avere sui risultati della perequazione delle perdite per le singole imprese distributrici, tenuto conto dei valori del prezzo di cessione dell’energia elettrica praticato dall’Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela “pau” nel 2020, evidenziano che gli obiettivi previsti per

- l'anno 2022 sono stati dalla maggior parte degli operatori già raggiunti, ovvero che l'eventuale quota di perdite effettive in eccesso rispetto alle perdite standard era quasi interamente compensata dai ricavi derivanti dall'applicazione di quanto disposto dall'articolo 24, comma 24.2, del TIT, tanto che il saldo economico complessivo (ricavi complessivi in esito all'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite e alla regolazione dei prelievi di energia reattiva) risultava essere a vantaggio delle imprese distributrici;
- l'attuale dinamica dei prezzi dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e le previsioni relative ai prezzi di tutto il 2022 e il 2023 non è confrontabile con i valori dei prezzi dell'energia elettrica riscontrati negli anni passati; conseguentemente ciò rischia di far sì che:
 - i. gli impatti del meccanismo di perequazione sulle imprese distributrici possano non essere adeguatamente proporzionati alle reali performance delle imprese;
 - ii. l'effetto compensativo dovuto ai ricavi derivanti dall'applicazione di quanto disposto dall'articolo 24, comma 24.2, del TIT, non correlato ai prezzi del mercato, risulta non più sufficiente a coprire un eventuale eccesso di perdite effettive rispetto alle perdite standard;
 - la richiesta di verificare anche i risultati di ciascuna singola impresa distributtrice è priva di fondamento, in quanto l'attuale modello di regolazione prevede una modalità di trattamento delle perdite basata su fattori convenzionali uguali per tutte le imprese distributtrici (basate sulle *performance* di un operatore efficiente), seppur differenziati per aree geografiche per tenere conto della variabilità territoriale dei fenomeni sottostanti le perdite commerciali; a tale proposito, va comunque ribadito che l'articolazione per aree territoriali dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali stabilita con la deliberazione 377/2015/R/eel era finalizzata a riconoscere una differenziazione delle perdite a livello territoriale prevedendo un percorso di convergenza pluriennale verso obiettivi di riduzione del divario territoriale esistente e che tale percorso è stato tracciato tenendo conto del livello di partenza marcatamente più elevato (e riconosciuto convenzionalmente nell'ambito della perequazione) delle regioni del Centro-Sud rispetto a quelle del Nord. Quindi i recuperi di efficienza, sebbene previsti per tutte le aree territoriali, non potevano che essere più sfidanti per le imprese distributtrici operanti nelle zone dove i livelli iniziali di perdite commerciali risultavano più elevati;
 - inoltre, in ragione dei numerosi elementi esogeni riconducibili ai prelievi fraudolenti che possono incidere in maniera straordinaria sul livello delle perdite effettive conseguito e, conseguentemente, sul rispetto delle traiettorie di efficientamento previste, l'Autorità ha introdotto, ad ulteriore tutela dell'operato delle imprese distributtrici nel contrasto alle perdite commerciali, un meccanismo che prevede il riconoscimento, a partire dall'anno 2019, dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", nell'ambito di procedimenti individuali aventi ad oggetto l'intero triennio 2019-2021, avviati su istanza di parte e previa verifica della

sussistenza di alcuni requisiti inerenti ai risultati di perequazione conseguiti nel medesimo periodo (requisiti che sono stati individuati con l'obiettivo preminente di verificare, per ciascuna situazione, se le perdite totali convenzionali determinate dall'Autorità, cioè sia tecniche che commerciali, riflettano adeguatamente le perdite effettive registrate complessivamente e in quale misura l'entità di eventuali scostamenti sia da attribuire all'eccezionalità del fenomeno dei prelievi fraudolenti registrati).

RITENUTO CHE:

- per quanto sopra considerato:
 - non siano condivisibili le richieste delle imprese distributrici di confermare, anche per gli anni 2022 e 2023, i fattori di perdita percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali previsti per il triennio 2019-2021 (le simulazioni effettuate sul 2022 e sul 2023 evidenziano che lo squilibrio a favore delle imprese distributrici registrato fino al 2020 si verrebbe ulteriormente ad incrementare a totale e non giustificato svantaggio della collettività);
 - sia, tuttavia, opportuno correggere la regolazione posta in consultazione, al fine di evitare che (i) l'attuale dinamica dei prezzi dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso si riverberi negativamente sul meccanismo di perequazione delle perdite di rete, determinando, per le imprese distributrici, risultati che possono non essere adeguatamente proporzionati alle reali performance; nonché, al contempo, al fine di evitare che (ii) il risultato economico complessivo sul 2022, anche in considerazione del fatto che il presente provvedimento viene assunto alla fine del primo trimestre 2022, sia penalizzante per le singole imprese distributrici;
- sia conseguentemente opportuno:
 - adottare un percorso di miglioramento delle perdite commerciali più cautelativo rispetto a quanto prospettato in consultazione prevedendo, rispetto ai valori vigenti nel 2021, una riduzione media annua del 4% sia per il 2022, che per il 2023, e fissando, conseguentemente, i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare all'energia elettrica a fini perequativi pari a:
 - i. 0,92% nella zona Nord, 1,77% nella zona Centro e 5,13% nella zona Sud, per il 2022;
 - ii. 0,90% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud, per il 2023;
 - stabilire che:
 - i. qualora, in un dato anno del biennio 2022-2023, il prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 del TIV (pa_M) sia superiore alla media aritmetica dei prezzi medi annui di cessione dell'energia elettrica praticati dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela nel periodo 2016-2021, debba essere quest'ultimo il

- valore del pau da utilizzare ai fini della determinazione del saldo di perequazione per il predetto anno;
- ii. qualora, in un dato anno del biennio 2022-2023, il risultato economico complessivo di una impresa distributrice in esito all'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite e alla regolazione dei prelievi di energia reattiva (pari alla differenza fra il saldo di perequazione relativo all'anno in esame e i ricavi di una data impresa distributrice ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT per il predetto anno):
- sia positivo (posizione netta debitoria) se calcolato utilizzando, ai fini della determinazione del saldo di perequazione, i valori del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 del TIV relativi al predetto anno,
 - e diventi negativo (posizione netta a credito) se calcolato utilizzando, ai fini della determinazione del saldo di perequazione, un pau pari alla media aritmetica dei prezzi medi annui di cessione dell'energia elettrica praticati dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela nel periodo 2016-2021,
- il saldo di perequazione debba essere rideterminato in maniera tale da far sì che il risultato economico complessivo dell'impresa distributrice in esito all'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite previsto dal TIV e alla regolazione dei prelievi di energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT sia pari a zero;
- introdurre, in relazione alle determinazioni dei saldi di perequazione relativi al solo 2022, una clausola di garanzia, a tutela delle imprese distributrici, prevedendo che, qualora il risultato economico complessivo di una impresa distributrice in esito all'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite e alla regolazione dei prelievi di energia reattiva (pari alla differenza fra il saldo di perequazione relativo all'anno in esame e i ricavi di una data impresa distributrice ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT per il predetto anno) sia positivo (posizione netta debitoria), esso sia posto pari al massimo fra zero e il risultato che si otterrebbe utilizzando, ai fini del predetto calcolo, i fattori percentuali convenzionali di perdita applicati per il triennio 2019-2021;
 - sia opportuno, in relazione alle modifiche da apportare alla tabella 4 del TIS, confermare le previsioni prospettate con il documento per la consultazione 602/2021/R/eel e conseguentemente:
 - non modificare, per il 2022, il fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione, continuando ad assicurare, a livello di sistema, la coerenza tra le risorse raccolte mediante l'applicazione dei suddetti fattori ai sensi del TIS, e le risorse derivanti dall'applicazione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati a fini perequativi, trasferendo, di anno in anno, gli importi relativi agli eventuali scostamenti al Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura

- dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, di cui all'articolo 47 del TIT;
- rivedere, a valere dal 1 gennaio 2023, il fattore percentuale convenzionale di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione di cui alla Tabella 4 del TIS, ponendolo pari al 10%; ciò al fine di tenere conto della riduzione dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali di cui ai precedenti alinea;
 - sia condivisibile la richiesta, avanzata dagli operatori in sede di consultazione, di estendere agli anni 2022 e 2023 il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” di entità eccezionale rispetto ai livelli di perdite di rete riconosciuti convenzionalmente alle imprese distributrici di cui all'articolo 31 del TIV

DELIBERA

1. di apportare le seguenti modifiche al TIV:
 - a) all'articolo 29, comma 29.1, le parole “In ciascun anno l'ammontare di perequazione ΔL relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard a fini perequativi da regolare con ciascuna impresa distributtrice è pari al valore minimo tra:” sono sostituite dalle seguenti: “Fatto salvo quanto previsto ai commi successivi, in ciascun anno l'ammontare di perequazione ΔL relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard a fini perequativi da regolare con ciascuna impresa distributtrice è pari a:”;
 - b) all'articolo 29, dopo il comma 29.1 sono aggiunti i seguenti commi: “

29.1bis In deroga a quanto previsto al comma 29.1 e fatto salvo quanto previsto ai commi 29.1ter e 29.1quater, qualora in un dato anno del biennio 2022-2023 il prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 del TIV (pau_M) sia superiore alla media aritmetica dei prezzi medi annui di cessione dell'energia elettrica praticati dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela nel periodo 2016-2021, l'ammontare di perequazione ΔL relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard a fini perequativi da regolare con ciascuna impresa distributtrice per quell'anno è pari a:

$$\Delta L = \left[pau_{M\ 2016-2021} * \sum_{i,m} q_{i,m}^{\Delta L} \right]$$

dove:

- *pau_M 2016-2021* è pari alla media aritmetica dei prezzi di cessione medi annui dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 praticati dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela nel periodo 2016-2021.

29.1ter Qualora in un dato anno del biennio 2022-2023 e per una specifica impresa distributrice la differenza fra il saldo di perequazione relativo all'anno in esame e i ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT sia positiva se calcolata utilizzando, ai fini della determinazione del saldo di perequazione, la formulazione di cui al comma 29.1 e diventi negativa se calcolata utilizzando, ai fini della determinazione del saldo di perequazione, la formulazione di cui al comma 29.1bis, il saldo di perequazione viene rideterminato in maniera tale da far sì che la predetta differenza sia pari a zero.

29.1quater In relazione alle determinazioni dei saldi di perequazione relativi al solo anno 2022, qualora, per una specifica impresa distributrice, la differenza fra il saldo di perequazione relativo al predetto anno e i ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT relativa al medesimo anno sia positiva, essa sia posta pari al massimo fra zero e il valore della predetta differenza calcolato utilizzando, per la determinazione del saldo di perequazione, i fattori percentuali convenzionali di perdita applicati per il triennio 2019-2021.”;

- c) all'articolo 31, comma 31.2 le parole “triennio 2019-2021 e per le finalità di cui al comma 31.1 l'impresa distributrice interessata presenta, entro la fine del mese di maggio 2022” sono sostituite dalle seguenti: “triennio 2019-2021 ovvero al biennio 2022-2023, per le finalità di cui al comma 31.1, l'impresa distributrice interessata presenta, rispettivamente entro la fine del mese di maggio 2022 ovvero entro la fine del mese di maggio 2024”;
- d) all'articolo 31, comma 31.3 dopo le parole “comma 31.1” sono aggiunte le seguenti parole: “, in relazione a ciascuno dei periodi di cui al comma 31.2.”;
- e) all'articolo 31, comma 31.3, la lettera a) è sostituita dalla seguente: “
 - a) il risultato complessivo sul triennio 2019-2021 dei saldi di perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard di cui al comma 29.1 è positivo, ovvero il risultato complessivo sul biennio 2022-2023 della differenza fra i saldi di perequazione di cui all'articolo 29 e i ricavi di cui all'articolo 24.2 del TIT è positivo attestando una posizione complessiva a debito dell'impresa distributrice verso CSEA;”;
- f) all'articolo 31 il comma 31.4 è sostituito dal seguente comma:

“31.4 In ciascuno dei periodi di cui al comma 31.2, il riconoscimento di cui al comma 31.3 ha un importo complessivo correlato alla valorizzazione dei prelievi fraudolenti non recuperabili di cui al comma 31.3, lettera b), e al più pari a quello necessario ad azzerare, nel caso del triennio 2019-2021, il saldo di perequazione complessivo del relativo periodo ovvero, nel caso del biennio 2022-2023, la differenza fra i saldi di perequazione di cui all’articolo 29 e i ricavi di cui all’articolo 24, comma 24.2, del TIT.”;

b) la Tabella 10 è sostituita dalla seguente Tabella:

Tabella 10: Fattori percentuali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

Livello di tensione	NORD %	CENTRO %	SUD %
2022			
AT	-	-	-
MT	0,1%	0,3%	0,9%
BT	0,92%	1,77%	5,13%
2023			
AT	-	-	-
MT	0,1%	0,3%	0,9%
BT	0,90%	1,72%	4,87%

2. di sostituire, con decorrenza 1 gennaio 2023, la Tabella 4 del TIS con la seguente Tabella:

Tabella 4 - Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

Livello di tensione	Per punti di prelievo % (A)	Per punti di interconnessione tra reti % (B)	Per punti di immissione % (C)
380 kV	0,7%		
220 kV	1,1%		
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT		1,1%	
Altro		0,9%	

≤ 150 kV	1,8%		
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		1,8%	
Altro		1,5%	
MT	3,8%		2,3%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,3%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		3,5%	
Altro		2,9%	
BT	10%		5,2%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5,2%	
Altro		6,5%	

3. di trasmettere il presente provvedimento a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
4. di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

22 marzo 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini