

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**602/2021/R/EEL**

*INTERVENTI PER IL PERFEZIONAMENTO DELLA DISCIPLINA DELLE  
PERDITE DI RETE PER IL BIENNIO 2022-2023*

*Documento per la consultazione*  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*  
*21 dicembre 2021*

## ***Premessa***

*Il presente documento per la consultazione si innesta nel filone dei provvedimenti dell’Autorità aventi ad oggetto il perfezionamento della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione.*

*Nel presente documento per la consultazione, partendo dall’analisi dei dati relativi alle perdite effettive registrate sulle reti di distribuzione nel periodo 2015-2020 e dei risultati del meccanismo di perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard nel medesimo periodo, sono indicate le principali linee di intervento che si intendono seguire per l’aggiornamento della disciplina delle perdite di energia elettrica, con particolare riferimento:*

- *alla revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il biennio 2022-2023;*
- *alla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 1 gennaio 2023.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le proprie osservazioni e le proprie proposte entro il **31 gennaio 2022**.*

*Si fa riferimento all’Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lettere b) e c), in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all’invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell’Autorità.*

*Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta al presente documento per la consultazione, si chiede di inviare la documentazione in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all’indirizzo e-mail [info@arera.it](mailto:info@arera.it) o all’indirizzo PEC [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it).*

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Mercati Energia all’Ingrosso e Sostenibilità Ambientale  
Unità Energia Sostenibile, Efficienza e Fonti Rinnovabili  
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano  
Tel. 02-65565290  
PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)  
e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)***

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

#### ***a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni***

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

#### ***b. Pubblicazione delle osservazioni***

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

#### ***c. Modalità della pubblicazione***

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

#### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

#### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE E OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>LA DISCIPLINA DEL CONTENIMENTO DELLE PERDITE DI RETE .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>LE RISULTANZE DEL MECCANISMO DI PEREQUAZIONE DELLE PERDITE DI RETE NEL PERIODO 2015-2020 .....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI APPLICATI A FINI PEREQUATIVI PER LE PERDITE COMMERCIALI PER IL BIENNIO 2022-2023 .....</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA PREVISTI DALLA TABELLA 4 DEL TIS DA APPLICARE ALL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA IN BASSA TENSIONE A DECORRERE DAL 1 GENNAIO 2023 .....</b>	<b>16</b>

## **1 Introduzione e oggetto della consultazione**

- 1.1 La regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione si basa da un lato sulla definizione delle modalità con le quali è disciplinato il processo relativo al loro approvvigionamento e dall'altro sulla definizione delle modalità con le quali si incentivano i gestori di rete ad efficientare la gestione delle proprie reti con la finalità di ridurre le perdite di natura tecnica (di seguito: perdite tecniche) e le perdite di natura commerciale (di seguito: perdite commerciali)<sup>1</sup> su di esse riscontrate.
- 1.2 La regolazione delle modalità di approvvigionamento delle perdite sulle reti elettriche è definita dal Testo Integrato *Settlement* (di seguito: TIS)<sup>2</sup> e prevede che siano i clienti finali di energia elettrica ad approvvigionare, per il tramite dei propri utenti del dispacciamento, la quota di energia elettrica imputabile alle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione associata al proprio prelievo di energia elettrica. Ciò avviene incrementando la quantità di energia elettrica effettivamente prelevata dal singolo cliente finale tramite specifici fattori percentuali di perdita convenzionali (standard) definiti dall'Autorità ed aggiornati nel tempo sulla base di studi periodici tesi a valutare, in particolare, le perdite tecniche riscontrate sulle diverse tipologie di reti elettriche che costituiscono il sistema elettrico di trasmissione e distribuzione.
- 1.3 La regolazione delle modalità con le quali si incentivano i gestori di rete ad efficientare la gestione delle proprie reti con la finalità di ridurre le perdite fisiche e commerciali su di esse riscontrate è disciplinata dal Testo Integrato Vendita (di seguito: TIV)<sup>3</sup> ed è basata su un meccanismo di perequazione che si applica alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, queste ultime stabilite sulla base dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite tecniche e dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali.
- 1.4 L'Autorità, a partire dall'anno 2011, ha avviato un graduale percorso di riforma della regolazione delle perdite di rete teso, da un lato, ad intercettare le variazioni delle perdite tecniche riscontrabili sulle diverse reti per effetto degli interventi di efficientamento promossi dai gestori di rete e dello sviluppo della generazione distribuita e, dall'altro lato, ad affinare il meccanismo di perequazione delle perdite di rete, nell'ottica di indurre le imprese distributrici ad intervenire nella gestione e

---

<sup>1</sup> Si definiscono “perdite di natura tecnica” o “perdite tecniche” le perdite di energia elettrica lungo le reti elettriche che dipendono dalle caratteristiche fisiche dell'infrastruttura elettrica, mentre si definiscono “perdite di natura commerciale” o “perdite commerciali” le perdite di energia elettrica lungo le reti che non dipendono dalle già menzionate caratteristiche fisiche delle reti stesse, ma sono ascrivibili ad altri fattori quali i prelievi fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati.

<sup>2</sup> Il Testo Integrato *Settlement* (TIS) è il 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, ARG/elt 107/09.

<sup>3</sup> Il Testo Integrato Vendita (TIV) è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza, Allegato A alla deliberazione 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel.

nell'esercizio delle loro reti con la finalità di contenere sia le perdite tecniche che le perdite commerciali.

- 1.5 Il presente documento per la consultazione si innesta nel filone dei provvedimenti dell'Autorità aventi ad oggetto il perfezionamento della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, proponendosi di illustrare i necessari interventi di perfezionamento della disciplina delle perdite di rete da applicare nel biennio 2022-2023.
- 1.6 La scelta di considerare un orizzonte temporale biennale, anziché un orizzonte temporale più lungo, deriva 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 dalla considerazione che il superamento del servizio di maggior tutela implicherà la necessità di rivisitare l'attuale regolazione del *settlement* (visto il ruolo di utente del dispacciamento residuale che nell'attuale regolazione l'Acquirente Unico riveste); ciò potrebbe portare a rivalutare anche l'attuale disciplina di regolazione delle perdite, sia in relazione alle modalità di approvvigionamento sui mercati della relativa energia, sia in relazione ai meccanismi di incentivazione delle imprese distributrici funzionali a promuovere il contenimento delle già menzionate perdite di rete.
- 1.7 Il presente documento per la consultazione si articola nei seguenti capitoli:
  - nel Capitolo 2 si descrive l'evoluzione che negli anni ha subito la regolazione in materia di perdite sulle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione, focalizzando l'attenzione, in particolare, sui meccanismi di perequazione disciplinati dal TIV e applicati alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard (disciplina della perequazione delle perdite di rete);
  - nel Capitolo 3, partendo dall'analisi dei dati afferenti alle perdite effettive registrate sulle reti di distribuzione nel periodo 2015-2020 si riportano i risultati del meccanismo di perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard nel medesimo periodo<sup>4</sup>;
  - nel Capitolo 4 si riportano, infine, gli orientamenti dell'Autorità in merito all'aggiornamento della disciplina delle perdite di energia elettrica per il periodo 2022-2023, con particolare riferimento:
    - i. alla revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il biennio 2022-2023;
    - ii. alla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita previsti dalla Tabella 4 del TIS da applicare ai fini del *settlement* del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 1 gennaio 2023.
- 1.8 Ai fini di una semplice lettura e comprensione di quanto riportato nel presente provvedimento, si evidenzia che nel seguito la differenza tra le perdite effettive e le

---

<sup>4</sup> Le analisi di cui al Capitolo 3 sono state condotte con il supporto della Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) tramite elaborazioni a partire dai dati trasmessi dalle imprese distributrici alla CSEA per l'applicazione dei meccanismi di perequazione previsti dal TIV.

perdite standard è indicata con il termine “delta perdite in quantità” quando si indicano i risultati in termini di quantità di energia elettrica<sup>5</sup>, mentre con il termine “ $\Delta L$ ” quando si fa riferimento al valore economico associato al delta perdite in quantità<sup>6</sup>.

## 2 La disciplina del contenimento delle perdite di rete

- 2.1 Come già evidenziato nel Capitolo 1 i meccanismi di perequazione che si applicano alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, queste ultime stabilite sulla base dei fattori di perdita convenzionali, sono disciplinati al Titolo 2, Sezione 3, del TIV.
- 2.2 In particolare, il TIV stabilisce che, a partire dall’anno 2007 e con riferimento a ciascun anno, CSEA:
- calcoli il valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa distributtrice;
  - regoli con ciascuna impresa distributtrice tale differenza, valorizzandola al prezzo di cessione applicato da Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: Acquirente Unico o AU) agli esercenti la maggior tutela nell’anno a cui il calcolo si riferisce.
- 2.3 Il meccanismo di perequazione prevede, quindi, che gli scostamenti, in aumento o in diminuzione, tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di distribuzione rimangano a carico o a beneficio delle imprese distributrici, in tal modo incentivando le medesime ad adottare misure per il contenimento delle perdite effettive.
- 2.4 L’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un graduale percorso di riforma della regolazione delle perdite di rete che, partendo dalla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione previsti dalla Tabella 4 del TIS, ha poi riguardato anche la revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato dal TIV.
- 2.5 Nell’ambito di tale processo riveste particolare importanza il documento per la consultazione 202/2015/R/eel con cui l’Autorità, sulla base dei risultati dello Studio del Politecnico 2014 e, per quanto qui rileva, ha prospettato una riforma di tale disciplina introducendo un percorso di riduzione e convergenza territoriale delle perdite di natura commerciale su un orizzonte temporale di sei anni lungo una curva, diversificata su scala macrozonale, che prevedeva tassi di miglioramento pari al 4%

---

<sup>5</sup> Il delta perdite in quantità è calcolato con la seguente formula:

$$\text{delta perdite in quantità} = \sum_{i,m} q_{i,m}^{\Delta L} = \sum_{i,m} [q_{i,m}^{IM} - \sum_{j,T} \lambda_{j,T}^{PR} * q_{j,i,m}^{PR}]$$

<sup>6</sup> Ai sensi dell’articolo 29, comma 29.1, del TIV, il  $\Delta L$  è calcolato con la seguente formula:

$$\Delta L = \min\{[\sum_{i,m} pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L}]; [pau_M * \sum_{i,m} q_{i,m}^{\Delta L}]\}$$



annuo su base media nazionale e pari al 2% annuo per la macrozona Nord, 3% annuo per la macrozona Centro e 5% annuo per la macrozona Sud<sup>7</sup>.

- 2.6 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.
- 2.7 Successivamente l'Autorità, con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel, considerando i risultati della perequazione per il quadriennio 2015-2018 nonché del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali di cui alla deliberazione 377/2015/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti in relazione al perfezionamento della citata disciplina.
- 2.8 In particolare, il predetto documento prefigura:
- 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 per i tre anni del triennio 2016-2018 (ponendoli pari a 0,94% nella zona Nord, 1,83% nella zona Centro e 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 proposta con il documento per la consultazione 202/2015/R/eel, nonché la modifica delle modalità di calcolo e di applicazione

---

<sup>7</sup> La macrozona Nord comprende le regioni Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Trentino - Alto Adige ed Emilia-Romagna; la macrozona Centro comprende le regioni Toscana, Umbria, Marche e Lazio; la macrozona Sud comprende le regioni Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna.

del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali;

- 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 dall'agire delle medesime imprese distributrici.

2.9 La Tabella 1 riporta, a livello nazionale e per ciascuna macrozona quanto proposto nel documento per la consultazione 209/2020/R/eel per il triennio 2019-2021; in particolare, si riportano:

- nella prima colonna i fattori percentuali convenzionali da applicare come "livello base" a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti in bassa tensione;
- nelle colonne successive, invece, i coefficienti che, sulla base delle previsioni del predetto documento per la consultazione, si sarebbero dovuti applicare in ciascuno degli anni del triennio per effetto dei tassi di miglioramento di cui al paragrafo 2.5 del presente provvedimento.

	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali livello base -triennio 2019-2021-	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali efficientati -2019-	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali efficientati -2020-	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali efficientati -2021-
<b>nord</b>	0,94%	0,92%	0,90%	0,89%
<b>centro</b>	1,83%	1,77%	1,72%	1,67%
<b>sud</b>	5,40%	5,13%	4,87%	4,63%
<b>medio</b>	2,39%	2,29%	2,20%	2,11%

*Tabella 1: fattori percentuali convenzionali che ai sensi del documento per la consultazione 209/2020/R/eel si sarebbero dovuti applicare a fini perequativi per le perdite di natura commerciale sulle reti BT nel triennio 2019-2021 per effetto dell'applicazione dei tassi di miglioramento*

2.10 A seguito del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel, l'Autorità, con la deliberazione 449/2020/R/eel e per quanto rileva ai fini del presente documento per la consultazione:

- ha fissato i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare, come livello base, all'energia elettrica a fini perequativi per il triennio 2019-2021 in coerenza con gli orientamenti del documento per la consultazione 209/2020/R/eel (si veda la Tabella 2);
- 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%, per 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 riconoscendo alle imprese distributrici, come ammontare di perequazione il minimo fra:
  - i. il risultato ottenuto valorizzando le perdite al prezzo di cessione dell’energia elettrica praticato dall’Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela differenziato per fascia e per mese e
  - ii. il risultato ottenuto valorizzando le perdite al prezzo medio annuo di cessione dell’energia elettrica praticato dall’Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela;
- non ha previsto alcuna traiettoria di efficientamento per il triennio 2019-2021 rinviando alla futura regolazione la necessità di introdurre meccanismi di efficientamento delle perdite commerciali e accogliendo le osservazioni degli operatori;
- 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 punto abbia un importo complessivo al più pari a quello necessario ad azzerare il saldo di perequazione complessivo del triennio 2019-2021.

2.11 La Tabella 2 riporta, a livello nazionale e per ciascuna macrozona quanto stabilito con la deliberazione 449/2020/R/eel per il triennio 2019-2021; in particolare, si riportano:

- a. nella prima colonna i fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti in bassa tensione;
- b. nella seconda colonna i fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti in bassa tensione (fattori rimasti invariati rispetto agli anni precedenti);
- c. nella terza colonna i fattori percentuali convenzionali applicati complessivamente a fini perequativi per le perdite sulle reti in bassa tensione, pari alla somma dei due precedenti.

	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali	Fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche	Fattori percentuali convenzionali totali per le perdite di rete
<b>nord</b>	0,94%	7,8%	8,74%
<b>centro</b>	1,83%	7,8%	9,63%
<b>sud</b>	5,40%	7,8%	13,20%
<b>medio</b>	2,39%	7,8%	10,19%

*Tabella 2: fattori convenzionali di perdita a fini perequativi applicati per il triennio 2019-2021 ai sensi della deliberazione 449/2020/R/eel*

### **3 Le risultanze del meccanismo di perequazione delle perdite di rete nel periodo 2015-2020**

- 3.1 Le analisi di seguito esposte sono state svolte sulla base 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 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)<sup>8</sup>.
- 3.2 Per facilitare la comprensione delle elaborazioni riportate nei successivi paragrafi, si evidenzia che le informazioni relative ai delta perdite in quantità e ai saldi di perequazione  $\Delta L$  sono riportate utilizzando la medesima convenzione applicata nel TIV (quindi un delta perdite in quantità  $<0$  indica una situazione in cui le perdite effettive sono più basse di quelle standard; un  $\Delta L < 0$  indica un credito per l'impresa distributrice; un delta perdite in quantità  $>0$  indica una situazione in cui le perdite effettive sono più alte di quelle standard; un  $\Delta L > 0$  indica un debito dell'impresa distributrice verso CSEA).
- 3.3 Dall'analisi dei dati si evince che complessivamente nel periodo 2015-2020 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 (Tabella 3). Inoltre, tale miglioramento appare ancor più evidente se si considera che tale valore nel 2011 si attestava intorno al 7,9%.
- 3.4 Analogo miglioramento si riscontra calcolando il valore medio percentuale delle perdite effettive rispetto all'energia elettrica prelevata per l'insieme di tutte le imprese distributrici operanti nel periodo 2015-2020 (si passa da un valor medio percentuale delle perdite effettive del 7,23% del 2015 al 7,01% del 2020).

---

<sup>8</sup> Sulla base di quanto disposto dall'articolo 32 del TIV le imprese distributrici possono rettificare entro il 15 novembre di ogni anno i dati funzionali a calcolare ciascun ammontare di perequazione relativo all'anno precedente e, conseguentemente, CSEA comunica, entro il 30 novembre di ogni anno, alle imprese distributrici e all'Autorità gli ammontare definitivi relativi all'anno precedente di ciascuno dei meccanismi di perequazione di cui all'articolo 26 del TIV, ivi inclusi i risultati relativi al meccanismo di perequazione delle perdite di rete.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>imprese distributrici di riferimento</b>	<b>7,25%</b>	<b>7,21%</b>	<b>7,13%</b>	<b>7,09%</b>	<b>7,05%</b>	<b>7,02%</b>
<b>totale imprese distributrici</b>	<b>7,23%</b>	<b>7,19%</b>	<b>7,12%</b>	<b>7,08%</b>	<b>7,05%</b>	<b>7,01%</b>

*Tabella 3: incidenza media delle perdite effettive per anno<sup>9</sup>*

- 3.5 È, infine, utile evidenziare che, nel 2020, per il 78% delle imprese distributrici di riferimento (che hanno distribuito in quell'anno il 99% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) le perdite effettive sono state inferiori a quelle riconosciute convenzionalmente. Ampliando l'analisi al totale delle imprese distributrici, la percentuale con perdite effettive inferiori a quelle riconosciute si riduce al 42%.
- 3.6 Passando all'analisi dell'andamento del delta perdite in quantità, la Tabella 4 riporta i risultati complessivi della perequazione negli anni 2015-2020 (considerando il primo anno di perequazione e l'ultimo aggiornamento disponibile). Dall'analisi dei dati si rileva l'esistenza, per tutti gli anni oggetto di analisi, di una situazione complessiva in cui le perdite effettive risultano inferiori alle perdite standard.

	2015		2016		2017		2018		2019		2020
	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione
<b>imprese distributrici di riferimento</b>	<b>-0,11</b>	<b>-0,14</b>	<b>-0,05</b>	<b>-0,19</b>	<b>-0,15</b>	<b>-0,14</b>	<b>-0,18</b>	<b>-0,34</b>	<b>-0,06</b>	<b>-0,07</b>	<b>-0,16</b>
<b>totale imprese distributrici</b>	<b>-0,12</b>	<b>-0,15</b>	<b>-0,06</b>	<b>-0,18</b>	<b>-0,13</b>	<b>-0,12</b>	<b>-0,18</b>	<b>-0,33</b>	<b>-0,04</b>	<b>-0,06</b>	<b>-0,14</b>

*Tabella 4: delta perdite in quantità (TWh)<sup>9</sup>*

- 3.7 Esiti analoghi a quelli del paragrafo 3.6 e della Tabella 4 si riscontrano analizzando l'andamento del  $\Delta L$ , cioè degli ammontari del meccanismo di perequazione delle perdite di rete regolati da CSEA con le imprese distributrici. La Tabella 5 riporta i risultati complessivi della perequazione negli anni 2015-2020 (considerando il primo anno di perequazione e l'ultimo aggiornamento disponibile). Dall'analisi dei dati si rileva l'esistenza, per tutti gli anni oggetto di analisi, di una situazione complessiva di sostanziale credito delle imprese distributrici verso il sistema.

<sup>9</sup> I dati presentati in questo documento per la consultazione differiscono lievemente da quanto riportato nel documento per la consultazione 209/2020/R/eel in quanto dal presente campione sono state eliminate alcune società, di cui una di riferimento, che presentavano alla data di elaborazione dei dati alcune incoerenze nei dati messi a disposizione di CSEA.

	2015		2016		2017		2018		2019		2020
	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	Ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione
<b>imprese distributrici di riferimento</b>	-1,40	-3,56	1,17	-7,07	0,83	3,93	-10,77	-22,82	-4,16	-5,08	-9,83
<b>totale imprese distributrici</b>	-1,79	-3,92	1,01	-6,54	1,55	5,01	-10,27	-22,25	-3,14	-4,07	-8,81

*Tabella 5:  $\Delta L$  [Mln €]*

3.8 Quanto riportato nei paragrafi 3.6 e 3.7 e nelle Tabelle 4 e 5 permette di effettuare almeno tre rilevanti considerazioni:

- vengono confermate le valutazioni dell'intervento regolatorio prospettato dall'Autorità con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel e poi parzialmente confermato con la deliberazione 449/2020/R/eel<sup>10</sup>, per tener conto delle osservazioni degli operatori<sup>11</sup>, che ha permesso di riversare, pro futuro, sul sistema e sui clienti finali gli efficientamenti che le imprese distributrici hanno conseguito sulle proprie reti, soprattutto in materia di riduzione delle perdite commerciali, nel periodo antecedente al 2019;
- 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, è tale da determinare sul biennio 2019-2020 un recupero di efficienza superiore a quello imposto ex-ante dall'Autorità;
- emerge la necessità di far sì che i recuperi di efficienza registrati nel biennio 2019-2020 e che presumibilmente si registreranno anche nel 2021 siano, pro futuro, 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.

#### **4 Revisione dei fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali per il biennio 2022-2023**

4.1 Sulla base delle considerazioni precedentemente espresse, si ritiene opportuno rivedere, a valere sulla perequazione relativa agli anni 2022 e 2023, i fattori di perdita convenzionali per le perdite commerciali nel caso delle reti in bassa tensione, riprendendo in considerazione la traiettoria di efficientamento e

<sup>10</sup> Ci si riferisce in particolare alla traiettoria di efficientamento delle perdite commerciali prospettata con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel per il triennio 2019-2021 richiamata nella Tabella 1 del presente documento.

<sup>11</sup> Per maggiori dettagli sulle osservazioni degli operatori alle previsioni del documento per la consultazione 209/2020/R/eel, si rimanda alla parte introduttiva della deliberazione 449/2020/R/eel.

convergenza che era stata proposta già con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel per il triennio 2019-2021 (vedasi Tabella 1 del presente provvedimento) e che, anche in considerazione delle tempistiche con cui i dati si sono resi disponibili e con cui è stato pubblicato il predetto documento per la consultazione in relazione all'operatività sul triennio stesso, si era ritenuto più opportuno non trasporre nella deliberazione 449/2020/R/eel.

#### 4.2 In considerazione, però:

- del sensibile avanzo di perequazione registrato dalle imprese distributrici nel 2020;
- del fatto che tale avanzo è inserito in un *trend* che da diversi anni vede crescere tale avanzo rispetto alle previsioni che, sulla base di dati afferenti ai risultati della perequazione relativa all'anno 2018, nello stesso documento per la consultazione 209/2020/R/eel erano state prospettate;
- del fatto che i dati ad oggi disponibili non permettono di valutare gli ulteriori recuperi di efficienza che presumibilmente si registreranno in esito alla perequazione 2021 (i cui dati saranno disponibili preliminarmente entro il 30 settembre 2022 e in via definitiva il 30 novembre 2022);
- e, infine, del fatto che, ai fini di valutare nel suo complesso l'impatto economico che la regolazione incentivante delle perdite di rete ha su ciascuna impresa distributtrice, ai risultati della perequazione delle perdite di cui al TIV andrebbero sommati gli effetti sulle predette imprese della regolazione tariffaria in materia di energia elettrica reattiva, disciplinata dall'articolo 24 del TIT<sup>12</sup>, che prevede che una quota pari al 20% del ricavo conseguito dalle imprese distributrici dall'applicazione dei corrispettivi per l'energia elettrica reattiva sia destinato alle imprese distributrici stesse per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete generate dal maggior prelievo di reattivo da parte dei clienti finali (circa 9,85 milioni di euro per il 2019 e 8,79 milioni di euro per il 2020);

si ritiene che sia più appropriato porre come base di partenza della predetta traiettoria e, quindi, come fattori di perdita convenzionali per le perdite commerciali da applicare all'anno 2022 i fattori proposti nel documento per la consultazione 209/2020/R/eel per l'anno 2020 in esito alla traiettoria di efficientamento (fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali efficientati)<sup>13</sup>, internalizzando, quindi, sia il tasso di miglioramento allora proposto per il 2019 che quello per il 2020, e conseguentemente proporre come fattori di perdita convenzionali per le perdite commerciali da applicare all'anno 2023 i allora fattori

---

<sup>12</sup> Il Testo Integrato Trasporto (TIT) è il Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia, Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

<sup>13</sup> La traiettoria di efficientamento delle perdite commerciali prospettata con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel per il triennio 2019-2021 richiamata nella Tabella 1 del presente documento prevedeva un primo recupero di efficienza già nel 2019 con una riduzione dei fattori percentuali convenzionali da applicare a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti in bassa tensione pari al 4% a livello medio (che a livello macrozonale risultava essere pari al 2% annuo per la macrozona Nord, 3% per la macrozona Centro e 5% per la macrozona Sud) e una successiva riduzione di pari entità nel 2020 e nel 2021.

percentuali convenzionali per le perdite commerciali efficientati proposti per l'anno 2021.

- 4.3 In Tabella 6 sono riportati, per ciascuna macrozona, i fattori convenzionali di perdita a fini perequativi che con il presente documento per la consultazione si intendono applicare ai fini dei calcoli degli importi di perequazione relativi all'anno 2022 (i cui esiti saranno noti al 30 novembre 2023); in particolare, si riportano:
- nella prima colonna i fattori percentuali convenzionali da applicare a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti in bassa tensione relative all'anno 2022;
  - nella seconda colonna i fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti in bassa tensione relative all'anno 2022 (fattori rimasti invariati rispetto agli anni precedenti);
  - nella terza colonna i fattori percentuali convenzionali applicati complessivamente a fini perequativi per le perdite sulle reti in bassa tensione relative all'anno 2022.

	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali	Fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche	Fattori percentuali convenzionali totali per le perdite di rete
<b>nord</b>	0,90%	7,8%	8,70%
<b>centro</b>	1,72%	7,8%	9,52%
<b>sud</b>	4,87%	7,8%	12,67%
<b>medio</b>	2,20%	7,8%	10,00%

*Tabella 6: fattori convenzionali di perdita a fini perequativi da applicare nel 2022*

- 4.4 In Tabella 7 sono riportati, per ciascuna macrozona, i fattori convenzionali di perdita a fini perequativi che con il presente documento per la consultazione si intendono applicare ai fini dei calcoli degli importi di perequazione relativi all'anno 2023 (i cui esiti saranno noti al 30 novembre 2024).

	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali	Fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche	Fattori percentuali convenzionali totali per le perdite di rete
<b>nord</b>	0,89%	7,8%	8,69%
<b>centro</b>	1,67%	7,8%	9,47%
<b>sud</b>	4,63%	7,8%	12,43%
<b>medio</b>	2,11%	7,8%	9,91%

*Tabella 7: fattori convenzionali di perdita a fini perequativi da applicare nel 2023*

## **5 Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita previsti dalla Tabella 4 del TIS da applicare all'energia elettrica prelevata in bassa tensione a decorrere dal 1 gennaio 2023**

- 5.1 Considerando la riduzione precedentemente descritta dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati a fini perequativi per tener conto delle perdite



commerciali nelle reti in bassa tensione prospettata nel Capitolo 4, l’Autorità intende coerentemente 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), il fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione definito nella Tabella 4 del TIS ponendolo pari al 10%.

- 5.2 Per l’anno 2022 si intende, invece, continuare ad assicurare a livello di sistema la coerenza tra le risorse raccolte applicando i suddetti fattori ai sensi del TIS e le risorse derivanti dall’applicazione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati a fini perequativi trasferendo annualmente 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, gli importi relativi agli eventuali scostamenti.

- S.1 *Si condivide l’intenzione dell’Autorità di rivedere, a fini perequativi per il biennio 2022-2023 e per le reti in bassa tensione, i fattori di perdita convenzionali per le perdite di natura commerciale sulla base del percorso di efficientamento descritto nel presente documento per la consultazione?*
- S.2 *Si condivide l’intenzione dell’Autorità di rivedere il fattore di perdita convenzionale previsto dalla Tabella 4 del TIS per l’energia elettrica prelevata in bassa tensione a decorrere dal 1 gennaio 2023?*