

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**209/2020/R/EEL**

*INTERVENTI PER IL PERFEZIONAMENTO DELLA DISCIPLINA DELLE  
PERDITE DI RETE PER IL TRIENNIO 2019-2021*

*Documento per la consultazione*  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*  
*9 giugno 2020*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione avviato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la deliberazione 18 dicembre 2018, 677/2018/R/eel, come integrata dalla deliberazione 19 dicembre 2019, 559/2019/R/eel.*

*Nel presente documento, alla luce dei risultati della perequazione per il quadriennio 2015-2018 nonché del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali di cui all'articolo 26 del TIV, vengono illustrate le principali linee di intervento che si intende seguire per l'aggiornamento della citata disciplina, con particolare riferimento:*

- *alla revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021 e alla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1 gennaio 2021;*
- *alla fissazione dei tassi di miglioramento di cui alla tabella 11 del TIV per il triennio 2019-2021, nonché alla modifica delle modalità di calcolo e di applicazione del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali di cui al comma 26.2 del TIV;*
- *all'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 imprese stesse.*

*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 **10 luglio 2020**.*

*I soggetti che intendano salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta al presente documento per la consultazione, si chiede di inviare i documenti 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 istituzionale [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. 02-65565290/608**  
**e-mail: [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)**  
**sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)**

## INDICE

<b>1</b>	<b>OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>LA DISCIPLINA DEL CONTENIMENTO DELLE PERDITE .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>LE RISULTANZE DEL MECCANISMO DI PEREQUAZIONE NEL PERIODO 2015-2018.....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DELLE PERDITE COMMERCIALI .....</b>	<b>16</b>
	<i>Revisione dei fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali .....</i>	<i>16</i>
	<i>Fattori percentuali convenzionali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS da applicare ai prelievi in bassa tensione per il triennio 2019-2021 .....</i>	<i>18</i>
<b>5</b>	<b>DEFINIZIONE DELLA TRAIETTORIA DI EFFICIENTAMENTO DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA COMMERCIALE APPLICATI A FINI PEREQUATIVI NEL TRIENNIO 2019-2021 E REVISIONE DEL MECCANISMO DI ATTENUAZIONE .....</b>	<b>18</b>
	<i>Processo di efficientamento e determinazione dei coefficienti percentuali convenzionali di perdita per il triennio 2019-2021 in applicazione del processo di efficientamento .....</i>	<i>19</i>
	<i>Modifica delle modalità di determinazione dell'ammontare C da regolare con CSEA in ragione del contenimento delle perdite commerciali e delle modalità di riconoscimento dell'attenuazione .....</i>	<i>20</i>
<b>6</b>	<b>MISURE FINALIZZATE AL CONTENIMENTO DELL'ESPOSIZIONE CONNESSA ALLE PERDITE COMMERCIALI.....</b>	<b>22</b>

## 1 Oggetto della consultazione

- 1.1 La deliberazione del 23 luglio 2016, 377/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 377/2015/R/eel), ha riformato il meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione a valere dalla perequazione relativa all'anno 2015, prevedendo un'articolazione dei fattori percentuali convenzionali di perdita in base alla natura tecnica o commerciale delle perdite ad essi afferenti e introducendo, al contempo, un processo di efficientamento delle perdite commerciali per il triennio 2016-2018. Il comma 3.1 della citata deliberazione 377/2015/R/eel prevede, inoltre, che i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite tecniche e i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali possano essere rivisti in considerazione dello sviluppo della generazione distribuita, degli effetti derivanti dal processo di contenimento delle perdite commerciali e di eventuali ulteriori affinamenti metodologici.
- 1.2 Con la deliberazione 18 dicembre 2018, 677/2018/R/eel "*Perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica: conferma, per l'anno 2019, dei fattori percentuali convenzionali di perdita e avvio di un procedimento per il perfezionamento della relativa disciplina*" (di seguito: deliberazione 677/2018/R/eel), l'Autorità, in coerenza con le disposizioni contenute nella deliberazione 377/2015/R/eel, ha avviato un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite di rete.
- 1.3 A fine 2019, in esito ad una preliminare analisi dei dati di perequazione dell'anno 2018, nonché degli esiti delle misure di contenimento delle perdite commerciali nel triennio 2016-2018, è emersa l'esigenza di valutare ulteriori elementi per il perfezionamento della disciplina delle perdite di rete rispetto a quelli individuati dalla citata deliberazione 677/2018/R/eel. In particolare, la rilevanza del fenomeno dei prelievi fraudolenti in talune aree geografiche nonché alcune incoerenze emerse tra l'applicazione del processo di efficientamento e la *ratio* generale della disciplina della perequazione, hanno indotto l'Autorità con la deliberazione 22 dicembre 2019, 559/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 559/2019/R/eel), a estendere l'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 677/2018/R/eel fissandone il nuovo termine di conclusione al 30 maggio 2020, nonché a confermare l'applicazione, per un ulteriore triennio a valere dalla perequazione di competenza dell'anno 2019, del processo di efficientamento di cui al comma 26.1 del TIV<sup>1</sup>.
- 1.4 Il presente documento per la consultazione si inquadra quindi nell'ambito del procedimento sopra richiamato, proponendosi di illustrare i necessari interventi di perfezionamento della disciplina delle perdite da applicarsi nel triennio 2019-2021.
- 1.5 A partire dall'illustrazione del quadro regolatorio inerente alla gestione delle perdite sulle reti di distribuzione (Capitolo 2) e delle risultanze emerse dai risultati

---

<sup>1</sup> TIV (Testo Integrato Vendita) è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, come successivamente modificato e integrato.

della perequazione nel quadriennio 2015-2018 (Capitolo 3), il documento è organizzato nei seguenti ulteriori Capitoli:

- a) nel Capitolo 4 si presentano gli orientamenti dell’Autorità in merito a:
  - la revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, in considerazione, tra l’altro, degli effetti derivanti del processo di contenimento delle perdite commerciali;
  - la conseguente revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai clienti finali di cui alla tabella 4 del TIS<sup>2</sup>, a decorrere dal 1° gennaio 2021;
- b) nel Capitolo 5 vengono presentati gli orientamenti in merito alle misure di contenimento delle perdite commerciali per il triennio 2019-2021, in particolare in relazione a:
  - la fissazione dei tassi di miglioramento di cui alla tabella 11 del TIV per il triennio 2019-2021;
  - la modifica delle modalità di calcolo e di applicazione del meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali di cui al comma 26.2 del TIV;
- c) nel Capitolo 6 sono riportati gli orientamenti generali relativi all’introduzione di misure finalizzate a ridurre l’esposizione in relazione alle perdite commerciali per le imprese distributrici che operano in territori in cui il fenomeno dei prelievi fraudolenti risulta particolarmente rilevante. In particolare, si introduce 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 imprese stesse.

## 2 La disciplina del contenimento delle perdite

2.1 La sezione 3 del TIV disciplina, tra l’altro, 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. Nel presente documento la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, viene indicata con il termine “delta perdite in quantità” quando si spongono i risultati in termini di quantità di energia elettrica<sup>3</sup>, mentre con il

<sup>2</sup> TIS (Testo Integrato *Settlement*) è il Testo Integrato delle disposizioni dell’Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento approvato con deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato.

<sup>3</sup> Il delta perdite in quantità è calcolato con la seguente formula:

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

termine “ $\Delta L$ ” quando ci si riferisce al valore economico associato alla predetta differenza<sup>4</sup>.

- 2.2 In particolare, il TIV stabilisce che, a partire dall’anno 2007 e con riferimento a ciascun anno, la Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA):
  - a) calcoli il valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa distributrice;
  - b) regoli con ciascuna impresa distributrice tale differenza, valorizzandola al prezzo di cessione applicato dalla società Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: Acquirente Unico) agli esercenti la maggior tutela nell’anno a cui il calcolo si riferisce.
- 2.3 Il meccanismo di perequazione prevede, quindi, che ogni scostamento, in aumento o in diminuzione, tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di distribuzione rimanga a carico o a beneficio delle imprese distributrici, in tal modo incentivando le medesime ad adottare misure per il contenimento delle perdite.
- 2.4 L’Autorità, con la deliberazione 29 aprile 2011, ARG/elt 52/11, ha avviato un graduale percorso di riforma della regolazione delle perdite di rete finalizzato *in primis* alla revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione.
- 2.5 Nell’ambito di tale riforma, sulla base delle risultanze emerse dai primi anni di applicazione del meccanismo di perequazione, che segnalavano una significativa articolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard a livello territoriale, l’Autorità ha avviato un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche affidato al Politecnico di Milano, propedeutico anche alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato nel TIV (di seguito: Studio del Politecnico 2014) nonché alla valutazione dell’adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati ai prelievi dalle reti di media e bassa tensione di cui alla tabella 4 del TIS.
- 2.6 Con il documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 202/2015/R/eel) l’Autorità, sulla base dei risultati dello Studio del Politecnico 2014, ha illustrato gli orientamenti finali in materia di revisione della disciplina delle perdite di rete; tra gli interventi innovativi prospettati nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel vi è:
  - a) l’articolazione dei fattori percentuali convenzionali di perdita in base alla natura delle perdite di rete (tecniche o commerciali);
  - b) l’aggiornamento dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare alle immissioni degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione e ai prelievi dei clienti finali, con decorrenza dal 1° gennaio 2016;

---

<sup>4</sup> Ai sensi dell’articolo 24, comma 1, del TIV il  $\Delta L$  è calcolato con la seguente formula:  
$$\Delta L = \sum_{i,m} (pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L})$$

- c) la revisione, a partire dall'anno 2015, del meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese distributrici; il nuovo sistema prevedeva di innovare il meccanismo vigente sotto diversi profili tra cui rilevano:
- la semplificazione del calcolo della differenza tra perdite effettive e perdite standard, superando la allora vigente separazione tra l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo dei clienti finali del mercato libero rispetto all'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di maggior tutela;
  - l'introduzione di un elemento di controllo del livello di premialità implicita nel meccanismo di perequazione, volto, al contempo, ad assicurare il trasferimento di parte degli eventuali benefici legati alla riduzione delle perdite a favore dei clienti finali (elemento di parametrizzazione  $\Phi$ );
  - l'introduzione di un processo di convergenza graduale dei fattori di perdita di natura commerciale applicati ai prelievi dei clienti finali in bassa tensione verso livelli obiettivo, attraverso un meccanismo del tipo premi/penalità da applicare per il periodo 2016-2021.

2.7 Il *box 1* che segue riporta gli interventi prospettati nel richiamato documento per la consultazione 202/2015/R/eel in materia di perdite commerciali che più rilevano ai fini della presente consultazione.

***Box 1 - Contenimento delle perdite commerciali - proposte del DCO 202/2015/R/eel***

*Il documento per la consultazione 202/2015/R/eel ipotizza di riconoscere un livello di perdite commerciali solo con riferimento ai prelievi dei clienti finali sulle reti MT (con un fattore percentuale convenzionale di perdita pari in media allo 0,3%) e sulle reti BT (con un fattore percentuale convenzionale di perdita pari in media al 2,7%).*

	<b>Fattore percentuale convenzionale di perdita commerciale MT</b>	<b>Fattore percentuale convenzionale di perdita commerciale BT - livello base</b>
<b>nord</b>	0,1%	1%
<b>centro</b>	0,3%	2%
<b>sud</b>	0,9%	6,3%
<b>medio</b>	<b>0.3%</b>	<b>2,7%</b>

*Tabella 1*

*In relazione ai fattori percentuali convenzionali di perdita commerciale applicati ai prelievi dei clienti finali in MT, il documento per la consultazione 202/2015/R/eel individua come obiettivo l'azzeramento sostanziale dei fattori percentuali convenzionali di perdita commerciale entro la fine del 2021, da realizzarsi con una prima riduzione da valutare dopo il primo triennio di applicazione della riforma, a valle di ulteriori approfondimenti sui fenomeni sottostanti.*

*In relazione, invece, al percorso di convergenza delle perdite commerciali in BT si prevede l'individuazione di livelli tendenziali, definiti per ciascuna delle macrozone Nord, Centro, Sud<sup>5</sup>, che consentano di raggiungere gradualmente, lungo una curva che mantenga costante nel tempo il tasso annuo di miglioramento (4%), l'obiettivo individuato a livello nazionale, favorendo al contempo la convergenza tra i diversi territori. La Tabella che segue riporta i fattori percentuali convenzionali di perdita commerciale BT (livello base e livello obiettivo) e il tasso annuo di miglioramento implicito, sotto l'ipotesi di applicazione lungo un periodo di regolazione di durata di 6 anni (anni 2016- 2021) individuati nel richiamato documento per la consultazione.*

	<b>Fattore percentuale convenzionale di perdita commerciale BT - livello obiettivo</b>	<b>Tasso annuo di miglioramento</b>
<b>nord</b>	0,9%	2%
<b>centro</b>	1,7%	3%
<b>sud</b>	4,6%	5%
<b>medio</b>	<b>2,1%</b>	<b>4%</b>

Tabella 2

*Tale percorso è finalizzato a responsabilizzare le imprese distributrici al contenimento delle perdite commerciali e il meccanismo di premi/penalità in esso implicito prevede che, nel caso in cui l'impresa distributtrice registri perdite commerciali superiori al livello tendenziale implicito, i maggiori oneri restino a proprio carico; nel caso in cui invece, per effetto anche di azioni specifiche di controllo e contenimento delle perdite commerciali, le medesime si attestino su valori inferiori al livello tendenziale, l'impresa distributtrice potrà conseguire un premio pari alla differenza tra il livello tendenziale e quello effettivamente raggiunto.*

*Per mitigare gli effetti di tale processo di convergenza, nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel era stata valutata la possibilità, per l'impresa distributtrice che comunque ha compiuto investimenti che perseguono gli obiettivi di convergenza, di beneficiare di meccanismi di attenuazione sui tassi di efficientamento delle perdite commerciali.*

- 2.8 In esito al richiamato documento per la consultazione 202/2015/R/eel, la deliberazione 377/2015/R/eel ha riformato il meccanismo di perequazione disciplinato nel TIV prevedendo:

<sup>5</sup> La macrozona Nord comprende le seguenti regioni: Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Trentino - Alto Adige ed Emilia Romagna.

La macrozona Centro include le seguenti regioni: Toscana, Umbria, Marche e Lazio.

La macrozona Sud comprende le restanti regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna.

- a. 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;
  - b. ai fini del calcolo dell'ammontare di perequazione, l'introduzione dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale  $\Phi$  prospettato nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel, strutturato in modo tale che il beneficio ottenibile dall'impresa distributrice per effetto del contenimento delle perdite di rete sia commisurato in ragione dello scostamento tra perdite effettive e standard;
  - c. la definizione di misure di contenimento delle perdite commerciali attraverso la fissazione di una traiettoria di efficientamento coerente con quella prospettata nel richiamato documento per la consultazione con la possibilità, al contempo, per le imprese distributrici di beneficiare di un meccanismo di attenuazione delle stesse misure applicato su base triennale.
- 2.9 La differenziazione tra fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche e fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali prevede che:
- i fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche siano di regola applicati in media nazionale ai sensi della tabella 9 del TIV, fatta salva la possibilità per le imprese distributrici di richiederne preventivamente l'applicazione per ambito di concentrazione della popolazione (alta, media e bassa) ai sensi delle tabelle 9.1, 9.2 e 9.3 del TIV;
  - i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali siano applicati a livello di macrozona ai sensi della tabella 10 del TIV, ciò al fine di tener conto dell'incidenza del fenomeno dei prelievi fraudolenti nel territorio servito da ciascuna impresa distributrice.
- 2.10 La deliberazione 377/2015/R/eel, coerentemente con quanto indicato nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel, a partire dall'anno 2016 affianca al meccanismo di perequazione un percorso di riduzione delle perdite convenzionali di natura commerciale secondo i tassi di miglioramento già riportati nella Tabella 2 del *box 1* (stabiliti nella tabella 11 del TIV) che trova una prima applicazione su base triennale (2016-2018), con l'intento di valutare a fine triennio gli effetti del meccanismo per procedere ad un primo aggiornamento dei coefficienti di perdita convenzionali da applicare ai clienti finali e definire la traiettoria di efficientamento per il triennio 2019-2021 (di seguito: processo di efficientamento).
- 2.11 L'applicazione del processo di efficientamento si traduce, per ciascuna impresa distributrice, nel calcolare a fine triennio l'ammontare  $C$  da regolare con CSEA e comporta, di fatto, una riduzione del saldo di perequazione di un ammontare annuale equivalente alla differenza tra il saldo  $\Delta L$  determinato con i fattori percentuali convenzionali di perdita senza efficientamento e il saldo  $\Delta L$  determinato con i fattori percentuali convenzionali di perdita ridotti per effetto dell'applicazione dei tassi di miglioramento; ciò implicitamente consente alle imprese distributrici con perdite commerciali inferiori al livello tendenziale previsto dalla traiettoria di efficientamento di trattenere il valore economico equivalente alla differenza tra tale livello e quello effettivamente raggiunto (cfr *box 1*).

- 2.12 Al contempo per le imprese distributrici che operano in particolari contesti è stata introdotta la possibilità di beneficiare di un'attenuazione della traiettoria temporale di efficientamento che altrimenti potrebbe risultare troppo penalizzante (di seguito: meccanismo di attenuazione). Tale meccanismo di attenuazione, ai sensi dell'articolo 26, comma 26.2, del TIV e successivi del medesimo articolo, prevede la non applicazione del processo di efficientamento per l'impresa distributtrice che sia in grado di attestare la propria diligenza gestionale nel mettere in campo azioni per contrastare e controllare i fenomeni sottostanti le perdite commerciali, ed in particolare il fenomeno dei prelievi fraudolenti.
- 2.13 Ai fini delle verifiche necessarie per il riconoscimento dell'attenuazione, è prevista una procedura, a conclusione di ciascun triennio, che consente all'Autorità per il tramite di CSEA, di valutare la diligenza gestionale di ciascuna impresa distributtrice in relazione alla messa in atto delle azioni individuate ai sensi del comma 26.3 e successivi del TIV.
- 2.14 Per quanto concerne il riconoscimento ai clienti finali dei benefici ottenuti dall'applicazione del percorso di convergenza sopra delineato, nonché dei benefici implicitamente associati all'applicazione dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale  $\Phi$ , l'Autorità ha stabilito che le risorse corrispondenti siano poste in capo 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<sup>6</sup>.
- 2.15 Infine, il comma 3.1 della deliberazione 377/2015/R/eel dispone che tutti i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative possano essere rivisti, dopo il quadriennio 2015-2018, in considerazione, tra l'altro, degli effetti derivanti dal già menzionato processo di contenimento delle perdite commerciali e di eventuali ulteriori affinamenti metodologici che dovessero rivelarsi opportuni in esito al medesimo periodo di prima applicazione.

### **3 Le risultanze del meccanismo di perequazione nel periodo 2015-2018**

- 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 27 del TIV nonché di alcune ulteriori informazioni richieste nel mese di febbraio 2020 alla medesima CSEA (informazioni relative, in particolare, all'andamento delle perdite effettive nel corso del quadriennio 2015-2018 e agli esiti del processo di efficientamento).

---

<sup>6</sup> TIT (Testo Integrato Trasporto) è il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica approvato con deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

- 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 In dettaglio, in relazione alle perdite effettive, le analisi che seguono riguardano prevalentemente le imprese distributrici di riferimento (che distribuiscono il 99% dell'energia elettrica complessivamente prelevata): ciò anche al fine di poter effettuare alcuni confronti con i risultati di perequazione relativi al 2011, anno di avvio della riforma della disciplina delle perdite (risultati analoghi si rinvengono estendendo l'analisi a tutte le imprese distributrici).
- 3.4 Dall'analisi dei dati si evince che complessivamente nel quadriennio 2015-2018 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 7,09% del 2018 (Tabella 3). Inoltre, tale miglioramento appare ancor più evidente se si confrontano questi dati con quelli riportati nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel e relativi alla situazione al 2011 quando tale valore si attestava intorno al 7,9%.
- 3.5 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 quadriennio 2015-2018 (si passa da un valor medio percentuale delle perdite effettive del 7,24% del 2015 al 7,10% del 2018).

	2015	2016	2017	2018
imprese distributrici di riferimento	7,25%	7,22%	7,13%	7,09%
totale imprese distributrici	7,24%	7,21%	7,12%	7,10%

*Tabella 3: incidenza media delle perdite effettive per anno*

- 3.6 Analizzando i dati relativi alle singole imprese distributrici emerge, inoltre, che il valore percentuale delle perdite effettive rispetto ai prelievi totali in un dato anno non risulta variare significativamente per effetto dell'aggiornamento dei dati di misura relativi a rettifiche operate negli anni successivi. In Figura 1 è raffigurata a titolo di esempio, la variazione del rapporto perdite effettive su energia elettrica prelevata nel 2015 per ciascuna impresa distributtrice di riferimento in funzione dell'aggiornamento dei relativi valori operato negli anni dal 2016 al 2018 per effetto delle rettifiche dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete delle singole imprese distributrici. Come si nota, tale rapporto non muta per effetto dell'aggiornamento dei dati relativi al valore delle perdite effettive e dell'energia prelevata nel 2015.

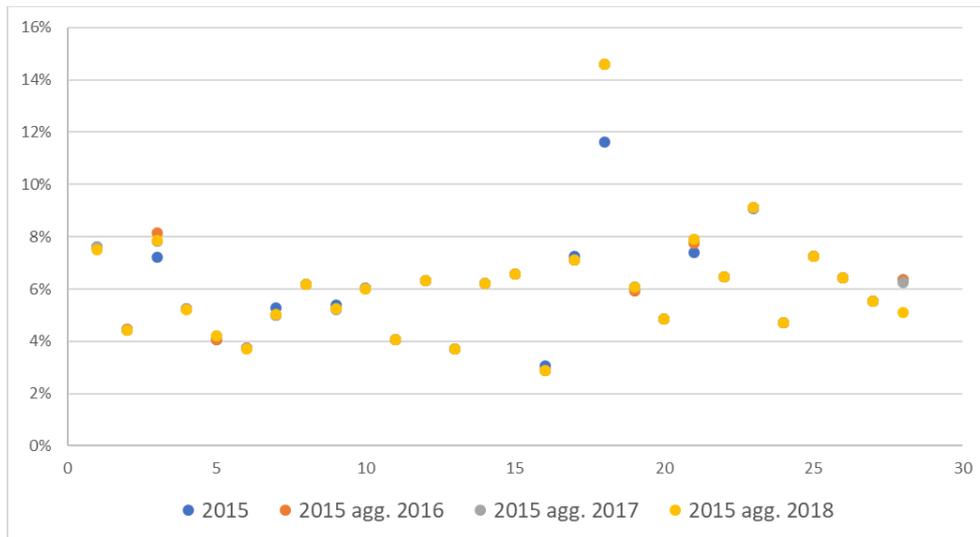


Figura 1: perdite effettive in percentuale ai prelievi di energia elettrica nell'anno 2015 e relativi aggiornamenti - imprese distributrici di riferimento

- 3.7 È infine utile evidenziare che, nel 2018, per il 75% delle imprese distributrici di riferimento (che distribuiscono il 95% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) le perdite effettive sono state inferiori a quelle riconosciute convenzionalmente. Allargando l'analisi al totale delle imprese distributrici, la percentuale con perdite effettive inferiori a quelle riconosciute si riduce al 47%.
- 3.8 Passando all'analisi dell'andamento del delta perdite in quantità, la Tabella 4 riporta i risultati complessivi della perequazione negli anni 2015-2018 (considerando il primo anno di perequazione e l'ultimo aggiornamento disponibile). In questo caso, essendo l'analisi condotta su dati assoluti e non relativi, appare evidente una variazione non trascurabile dei risultati di un singolo anno per effetto degli aggiornamenti resi disponibili negli anni successivi. Tuttavia, i dati permettono comunque di rilevare l'esistenza, per tutti gli anni oggetto di analisi, di una situazione complessiva di sostanziale avanzo (cioè di perdite effettive inferiori alle perdite standard).

	2015		2016		2017		2018
	1° anno di perequazione	ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione	ultimo aggiornamento	1° anno di perequazione
imprese distributrici di riferimento	-0,11	-0,17	-0,05	-0,16	-0,15	-0,08	-0,18
totale imprese distributrici	-0,12	-0,17	-0,05	-0,15	-0,14	-0,06	-0,14

Tabella 4: delta perdite in quantità (TWh)

- 3.9 Alcuni elementi di carattere generale confermano ancora una certa variabilità dei risultati ottenuti dalle diverse imprese distributrici. Il rapporto, espresso in termini percentuali, tra il delta perdite in quantità e l'energia elettrica prelevata da ciascuna impresa distributtrice varia ancora in modo significativo tra imprese e negli anni

considerati. Tuttavia, per la maggior parte delle imprese distributrici di riferimento tali rapporti si attestano in un range compreso tra il -1% e il 1% (Figura 2).

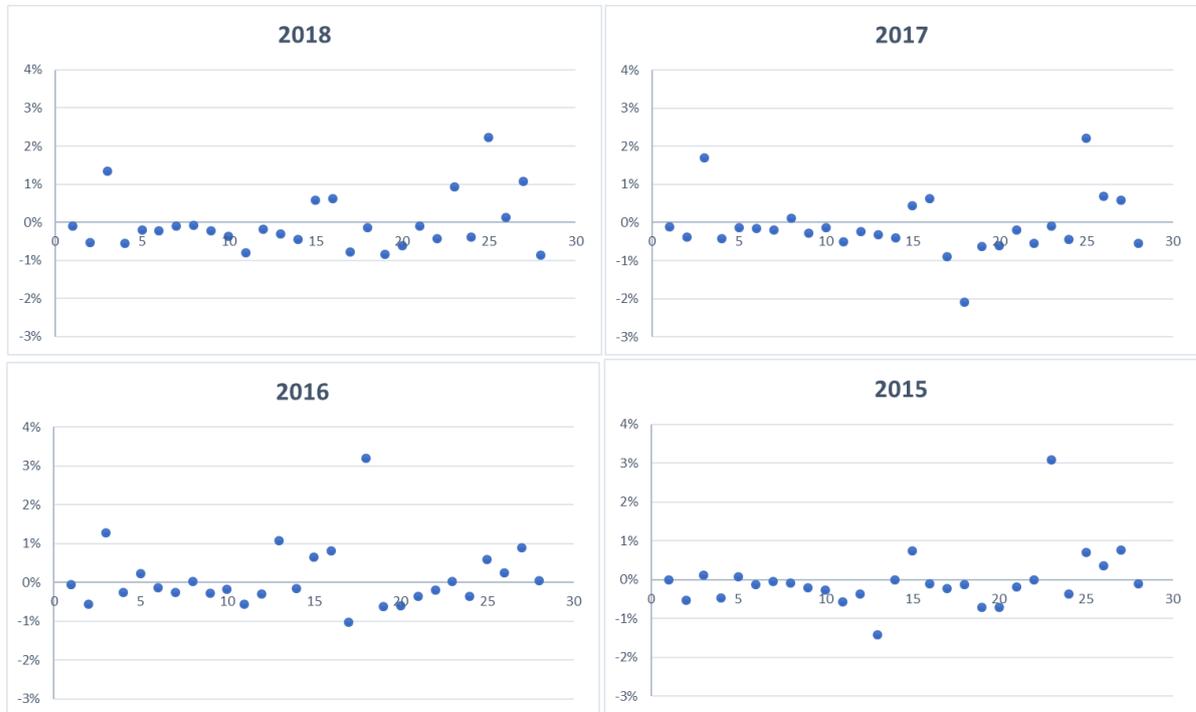


Figura 2: delta perdite in quantità in percentuale ai prelievi a parità di anno di riferimento ( $\Delta L_{N \text{ in kWh}}/EE.prelevata_N$ ) - imprese distributrici di riferimento

3.10 Infine, la Figura 3 riporta l'andamento del  $\Delta L$  in diversi anni a partire dall'anno 2012 rapportato al  $\Delta L$  dell'anno base (il 2012) per un campione di tre imprese distributrici rappresentativo di diverse realtà sul territorio nazionale<sup>7</sup> (nel 2012 tutte e tre le imprese distributrici erano in credito, cioè avevano un saldo di perequazione negativo). La riduzione del valore del  $\Delta L/\Delta L_{2012}$  per le imprese distributrici A e C sembrerebbe indicativa del buon esito del processo di convergenza auspicato dalla deliberazione 377/2015/R/eel. Viceversa, l'andamento del valore del  $\Delta L/\Delta L_{2012}$  per l'impresa distributtrice B, risulterebbe, in apparenza, in contrasto con i suddetti obiettivi; in realtà, sulla base delle segnalazioni presentate dalla stessa impresa all'Autorità nel corso del 2019, esso sembrerebbe, invece, indicativo di una situazione in cui fattori esogeni, esclusivamente legati al contesto in cui l'impresa distributtrice opera, influenzano il livello di perdite che la stessa è in grado di

<sup>7</sup> Sono stati considerati gli importi di perequazione determinati sulla base dell'ultima rettifica disponibile. Per poter correttamente valutare l'andamento dei risultati di perequazione alla luce delle diverse disposizioni regolatorie vigenti in ciascun anno, gli importi  $\Delta L$  non tengono conto dell'applicazione dei meccanismi transitori di cui alle deliberazioni 559/2012/R/eel, 608/2013/R/eel, 169/2014/R/eel (relativi agli anni dal 2012 al 2014) e dell'applicazione dell'elemento di parametrizzazione di cui al comma 24.6 del TIV (per gli anni dal 2015 al 2018), considerando in caso di  $\Delta L < 0$  l'intero saldo e non la sola parte pagata da CSEA all'impresa distributtrice.

controllare. I predetti fattori saranno peraltro alla base dell'intervento regolatorio prospettato al Capitolo 6 del presente documento.

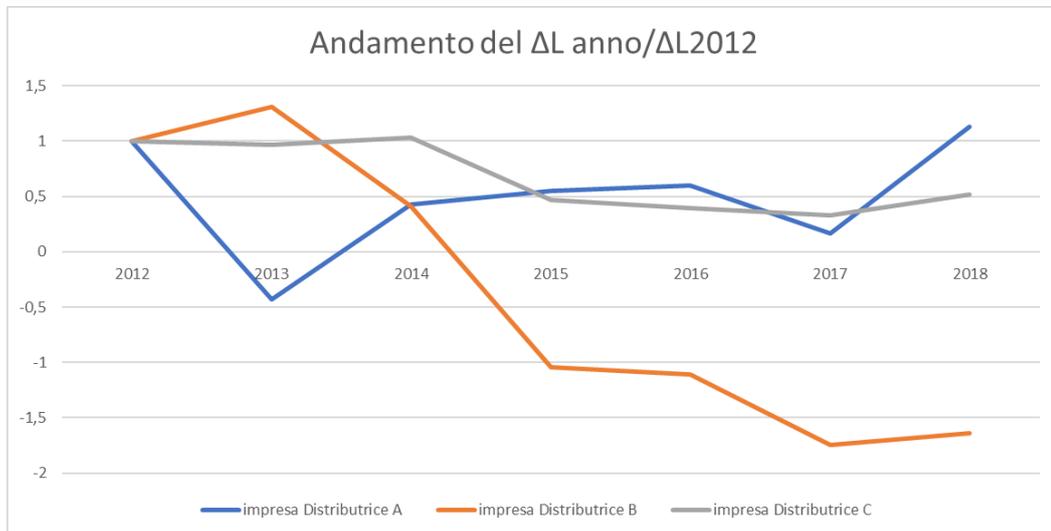


Figura 3: andamento del  $\Delta L$  nei diversi anni in rapporto all'anno 2012 preso come anno base<sup>7</sup>.

- 3.11 L'analisi dei dati di perequazione, unitamente alla documentazione presentata a CSEA nel corso del 2019 dalle imprese distributrici che si sono avvalse della facoltà di richiedere l'accesso al meccanismo di attenuazione di cui al comma 26.2 del TIV ha peraltro permesso di poter fare alcune valutazioni in merito al processo di efficientamento prospettato con il documento per la consultazione 202/2015/R/eel e poi approvato per il periodo 2016-2018 con la deliberazione 377/2015/R/eel, nonché in merito al meccanismo di attenuazione<sup>8</sup> e alle modalità di accesso ad esso.
- 3.12 Al riguardo è opportuno evidenziare che la quasi totalità delle imprese distributrici non ha formulato istanza di accesso al richiamato meccanismo di attenuazione: ciò sembra confermare la fattibilità della traiettoria individuata con i tassi di cui alla tabella 11 del TIV. Tuttavia, le 5 imprese che si sono avvalse del meccanismo di attenuazione coprono più del 90% dell'energia elettrica complessivamente prelevata. L'analisi dei dati di dettaglio relativi a queste 5 imprese evidenzia, però, che, fatta eccezione per un operatore, esse hanno registrato per il triennio 2016-2018 un livello di perdite effettive inferiore a quello standard e quindi una situazione strutturale di avanzo economico in relazione ai saldi di perequazione.
- 3.13 Questa situazione è conseguenza del fatto che le condizioni di accesso al meccanismo di attenuazione risultano ad oggi completamente svincolate da valutazioni inerenti ai risultati di perequazione ottenuti, ma associate esclusivamente alla messa in atto di una serie di azioni e di comportamenti diligenti volti a contrastare in maniera più efficace ed efficiente il fenomeno dei prelievi fraudolenti.

<sup>8</sup> Che si ricorda non prevede l'applicazione del richiamato processo di efficientamento per le imprese distributrici diligenti nella messa in atto delle azioni di contenimento delle perdite commerciali.

3.14 Per valutare, invece, l'opportunità o meno di rivedere i fattori percentuali convenzionali di perdita per il periodo 2019-2021 in ragione degli effetti derivanti dal processo di contenimento delle perdite commerciali ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione 377/2015/R/eel (cfr. paragrafo 2.10), è necessario analizzare i risultati presentati in Tabella 5. La predetta Tabella fornisce una simulazione, per l'anno 2018, della variazione del valore del  $\Delta L$  che si sarebbe registrata qualora i tassi di miglioramento della tabella 11 del TIV fossero stati internalizzati nella determinazione dei saldi di perequazione<sup>9</sup>. Dalla Tabella emerge che:

- il saldo di perequazione complessivo sarebbe stato sfavorevole per le imprese distributrici ( $\Delta L$  positivo);
- solo 4 imprese distributrici (esse rappresentano l'82% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) avrebbero registrato una variazione del segno del saldo di perequazione, ovvero da una situazione con un saldo di perequazione negativo (perdite effettive minori delle perdite standard) sarebbero passate ad una situazione con un saldo di perequazione positivo (perdite effettive maggiori delle perdite standard);
- 51 imprese distributrici (esse rappresentano il 13% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) avrebbero continuato a mantenere un saldo di perequazione ancora negativo, sebbene in valore assoluto ridotto;
- le restanti 57 imprese distributrici (rappresentative del 5% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) avrebbero ulteriormente peggiorato la propria situazione di disavanzo del saldo di perequazione;
- la variazione complessiva dei saldi di perequazione avrebbe generato un incremento delle risorse a beneficio dei clienti finali pari a 16,6 milioni di euro.

<b><math>\Delta L</math> in euro 2018 con efficientamento</b>	<b><math>\Delta L</math> in euro 2018</b>	<b>N. imprese con una variazione del segno del saldo del delta L</b>	<b>Risorse a beneficio dei clienti finali</b>
<b>8.797.155</b>	<b>- 7.835.177</b>	<b>4</b>	<b>16.632.332</b>

*Tabella 5: impatti del percorso di efficientamento per impresa distributtrice-2018 (euro)*

3.15 La riduzione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali in esito all'applicazione della traiettoria di efficientamento relativa al triennio 2016-2018 comporta un saldo di perequazione complessivamente a debito per le imprese distributrici, tuttavia, al fine di valutare nella sua interezza l'effetto della regolazione in materia di perdite di rete è necessario considerare che, nell'ambito della regolazione tariffaria<sup>10</sup>, una quota pari al 20% del ricavo conseguito dalle

<sup>9</sup> Tale riduzione equivale all'importo C che le imprese distributrici avrebbero dovuto versare a CSEA (in assenza del meccanismo di attenuazione).

<sup>10</sup> L'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali consente di trasferire sugli utenti un segnale economico relativo agli oneri che il cliente provoca alla rete tramite prelievi di energia reattiva. A partire dal 1 gennaio 2016 i corrispettivi applicati ai clienti in media e bassa tensione concorrono a formare i ricavi di distribuzione; la quota parte pari all'80% di tale ricavo concorre alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi per il

imprese distributrici dall'applicazione dei corrispettivi per l'energia reattiva è destinata alle imprese distributrici per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete generate dal maggior prelievo di reattivo da parte dei clienti finali (circa 10,19 milioni di euro per il 2016, 9,81 milioni per il 2017 e 9,89 milioni per il 2018).

- 3.16 I ricavi di cui al paragrafo 3.15 sono tali da continuare a garantire, complessivamente, anche considerando la variazione dei saldi di perequazione che si registrerebbe per via dell'internalizzazione dei tassi di miglioramento, una disponibilità positiva di risorse economiche dai meccanismi di gestione delle perdite di rete.
- 3.17 Alla luce delle considerazioni su esposte, si ritiene che sia necessario portare avanti il percorso di convergenza tra imprese distributrici introdotto con la deliberazione 377/2015/R/eel prevedendo la riduzione dei fattori percentuali convenzionali di perdita relativi alle perdite commerciali coerentemente con quanto prospettato nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel.
- 3.18 Al contempo al fine di perfezionare la disciplina delle perdite di rete si intende agire su due fronti:
- riformare il meccanismo di attenuazione in modo tale che risulti più coerente con gli obiettivi impliciti nella riforma introdotta con la citata delibera, in primis quello di responsabilizzare le imprese distributrici al contenimento delle perdite commerciali;
  - valutare una regolazione specifica dei fenomeni esogeni, come quelli riconducibili al fenomeno delle frodi, al fine di consentire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici.

#### **4 REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DELLE PERDITE COMMERCIALI**

*Revisione dei fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali*

- 4.1 Sulla base delle considerazioni espresse nei paragrafi da 3.14 a 3.18, si ritiene opportuno, quindi, rivedere, a valere dalla perequazione relativa all'anno 2019, i fattori di perdita convenzionali per le perdite commerciali riducendoli in ragione dei tassi di miglioramento di cui alla richiamata tabella 11 del TIV. La Tabella 6 riporta, a livello nazionale e per ciascuna macrozona:
- nella prima colonna i fattori percentuali convenzionali da applicare a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti di bassa

---

servizio di distribuzione, la parte restante spetta all'impresa distributtrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete.

- tensione nel triennio 2019-2021 rivisti alla luce delle considerazioni di cui ai paragrafi precedenti<sup>11</sup>;
- b. nella seconda colonna i fattori percentuali convenzionali da applicare a fini perequativi per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti di bassa tensione nel triennio 2019-2021 (fattori rimasti invariati);
  - c. nella terza colonna i fattori percentuali convenzionali da applicare complessivamente a fini perequativi per le perdite sulle reti di bassa tensione nel triennio 2019-2021.

	Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali - revisione	Fattori percentuali convenzionali per le perdite tecniche	Fattori percentuali convenzionali totali applicati a fini perequativi per le perdite di rete
nord	0,94%	7,8%	8,74%
centro	1,83%	7,8%	9,63%
sud	5,40%	7,8%	13,20%
medio	2,39%	7,8%	10,19%

*Tabella 6: revisione fattori convenzionali per le perdite di natura commerciale per il 2019*

- 4.2 Va anche considerato, fin da ora, che l'effetto della revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite di natura commerciale è in parte mitigato, nel caso di imprese caratterizzate da forti criticità nella gestione delle perdite di rete, in particolare per la presenza rilevante di fattori esogeni non riconducibili all'operato dell'impresa distributrice quali i prelievi fraudolenti, attraverso l'applicazione del meccanismo illustrato al successivo Capitolo 6: ciò per evitare situazioni ingiustificatamente penalizzanti.
- 4.3 Da quanto predetto, quindi, si ricava che il suddetto intervento regolatorio oltre a garantire il perseguimento di una traiettoria di efficienza nel contenimento delle perdite commerciali assicurerebbe per la quasi totalità delle imprese distributrici il mantenimento dell'incentivo al contenimento delle perdite.
- 4.4 Per quanto riguarda l'individuazione di fattori di perdita convenzionali di natura commerciale per la media tensione, in continuità con il triennio 2016-2018, si intendono confermare i valori previsti ai sensi della tabella 10 del TIV, non essendo stata prevista nella deliberazione 377/2015/R/eel alcuna traiettoria di efficientamento. Si ritiene comunque che sia opportuno prevedere, cautelativamente, una loro eventuale riduzione/azzeramento solo a decorrere dal 2022 in esito alle valutazioni che dovranno anche essere effettuate con riferimento alla revisione dei fattori convenzionali afferenti alle perdite di natura tecnica.

<sup>11</sup> A tal fine si dovrà procedere ad aggiornare con tali fattori percentuali la riga afferente al livello di tensione BT della tabella 10 del TIV.

*Fattori percentuali convenzionali di perdita di cui alla tabella 4 del TIS da applicare ai prelievi in bassa tensione per il triennio 2019-2021*

- 4.5 Alla luce della riduzione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati a fini perequativi per tener conto delle perdite commerciali sulle reti di bassa tensione prospettata nei paragrafi da 4.1 a 4.3, l’Autorità intende coerentemente rivedere, a partire dal 1 gennaio 2021, il fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione definito nella tabella 4 del TIS ponendolo pari a 10,2%.
- 4.6 Per il biennio 2019-2020 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 di anno in anno 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.

- Q1. Si condivide l’intenzione dell’Autorità di rivedere i fattori di perdita convenzionali per le perdite di natura commerciale sulla base del percorso di efficientamento prospettato nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel?*
- Q2. Si condivide l’intenzione dell’Autorità di rivedere il fattore di perdita convenzionale per i prelievi di energia elettrica dai punti di prelievo in bassa tensione a decorrere dal 1 gennaio 2021?*

## **5 DEFINIZIONE DELLA TRAIETTORIA DI EFFICIENTAMENTO DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA COMMERCIALE APPLICATI A FINI PEREQUATIVI NEL TRIENNIO 2019-2021 E REVISIONE DEL MECCANISMO DI ATTENUAZIONE**

- 5.1 In esito alle analisi dei risultati della perequazione nel triennio 2016-2018 presentate nel Capitolo 3 si ritiene che l’estensione del processo di efficientamento per ulteriori tre anni e del relativo meccanismo di attenuazione di cui al comma 26.2 del TIV sia coerente con 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.
- 5.2 Ciò richiede, tuttavia, di:
- a. valutare, sulla base degli esiti delle misure introdotte con la deliberazione 377/2015/R/eel, la fattibilità delle traiettorie di riduzione temporale dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali per il triennio 2019-2021;
  - b. rivedere le modalità di accesso al meccanismo di attenuazione di cui al comma 26.2 del TIV, in modo che risultino coerenti con gli incentivi previsti dal meccanismo di attenuazione;

- c. aggiornare, sulla base delle risultanze delle imprese che hanno fatto istanza di attenuazione, le azioni individuate ai sensi del comma 26.3 del TIV per il contenimento dei prelievi fraudolenti e degli errori di misurazione.

5.3 Va poi premesso che le proposte di seguito formulate devono essere anche valutate alla luce della regolazione specifica dei fenomeni esogeni, come quelli riconducibili alle frodi, che si intende adottare e che è dettagliata nel Capitolo 6.

*Processo di efficientamento e determinazione dei coefficienti percentuali convenzionali di perdita per il triennio 2019-2021 in applicazione del processo di efficientamento*

5.4 I risultati del processo di efficientamento e le indicazioni fornite dalla simulazione dei paragrafi da 3.14 a 3.18 suggeriscono che la traiettoria di efficientamento delle perdite commerciali prospettata per il periodo 2016-2021 nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel sia stata correttamente individuata e che certamente, nel primo triennio di applicazione, sia risultata sostenibile per la maggior parte delle imprese distributrici.

5.5 L’Autorità intende pertanto confermare anche per il triennio 2019-2021 i tassi di miglioramento di cui alla tabella 11 del TIV, ai fini dell’applicazione del processo di efficientamento. L’applicazione dei tassi di miglioramento comporterà la riduzione, in ciascun anno, delle perdite commerciali riconosciute secondo quanto riportato nella Tabella 7 e quindi il raggiungimento del livello obiettivo prefissato nel richiamato documento per la consultazione 202/2015/R/eel. Le percentuali riportate nella colonna “*Fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali livello base*” corrispondono ai fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali applicate al triennio 2019-2021 (cfr Tabella 6), nelle colonne successive vengono invece presentati i coefficienti che si applicherebbero a ciascuno degli anni del triennio per effetto dei tassi di miglioramento di cui alla tabella 11 del TIV (tabella riportata anche nel *box 1* come Tabella 2).

	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 7: fattori percentuali convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite di natura commerciale sulle reti BT con l’applicazione dei tassi di miglioramento*

**Q3.** *Si ritiene condivisibile confermare la traiettoria di efficientamento secondo i tassi individuati ai sensi della tabella 11 del TIV?*

*Modifica delle modalità di determinazione dell'ammontare C da regolare con CSEA in ragione del contenimento delle perdite commerciali e delle modalità di riconoscimento dell'attenuazione*

- 5.6 Il processo di efficientamento delle perdite commerciali, come anticipato nel Capitolo 2, è un meccanismo che si muove in parallelo rispetto a quello di perequazione e trova attualmente applicazione su base triennale così come la relativa attenuazione. L'Autorità con le proposte formulate nel prosieguo intende semplificarne le modalità di gestione anche alla luce della necessità di superare le incoerenze emerse nel triennio 2016-2018 in relazione all'applicazione della suddetta attenuazione e conseguentemente superare le attuali previsioni che ne subordinano l'accesso alla valutazione positiva delle istanze formulate ai sensi del comma 26.3 del TIV.
- 5.7 In particolare, per il triennio 2019-2021 e per ciascuna impresa distributrice, l'Autorità intende stabilire che:
- a) la determinazione degli importi relativi al processo di efficientamento e la relativa attenuazione siano effettuate annualmente;
  - b) il meccanismo di attenuazione, e quindi l'ammontare C che ciascuna impresa distributrice sarà tenuta effettivamente a versare, sia riconosciuto sulla base del confronto annuo tra:
    - il  $\Delta L^{N,eff}$ :  $\Delta L$  ottenuto applicando all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in BT i fattori percentuali convenzionali di cui alla tabella 9 del TIV (per le perdite tecniche) e di cui alla Tabella 7 del presente documento (per le perdite commerciali), tenendo conto, quindi, dei tassi di miglioramento previsti per l'anno oggetto di valutazione e
    - il  $\Delta L^N$ :  $\Delta L$  ottenuto applicando i fattori convenzionali di perdita di cui alla Tabella 6, senza tener conto della traiettoria di efficientamento relativa al triennio 2019-2021.
- 5.8 La principale finalità è quella di vincolare l'accesso al meccanismo di attenuazione esclusivamente ai risultati della perequazione ottenuti annualmente da ciascuna impresa distributrice e conseguentemente superare le criticità riscontrate nell'applicazione al triennio 2016-2018 ed evidenziate nel paragrafo 3.13, nonché le attuali previsioni che ne subordinano l'accesso alla valutazione positiva delle istanze formulate ai sensi del comma 26.3 del TIV.
- 5.9 Per le suddette finalità, si ritiene necessario superare il meccanismo di cui all'attuale articolo 26 del TIV sostituendolo con un meccanismo di contenimento delle perdite commerciali applicato annualmente e che preveda un'implicita attenuazione della traiettoria di efficientamento di cui al paragrafo 5.5 sulla base di quanto anticipato al paragrafo 5.7. A tal fine si propone che annualmente CSEA proceda a calcolare l'ammontare C da regolare con le imprese distributrici applicando le seguenti formule:

- 1) Se  $\Delta L^N > 0$  e  $\Delta L^{N,eff} > 0$   $C = 0$ ;
- 2) Se  $\Delta L^N < 0$  e  $\Delta L^{N,eff} > 0$   $C = -\Delta L^N$ ;
- 3) Se  $\Delta L^N < 0$  e  $\Delta L^{N,eff} < 0$   $C = -\Delta L^N + \Delta L^{N,eff}$

dove:

$\Delta L^N$  corrisponde al saldo di perequazione dell'anno  $N$  determinato ai sensi del comma 24.1 del TIV ottenuto dall'impresa distributrice;

$\Delta L^{N,eff}$  corrisponde al saldo di perequazione che l'impresa distributrice otterrebbe nell'anno  $N$  con l'applicazione della traiettoria di efficientamento descritta nel paragrafo 5.5<sup>12</sup>.

5.10 Pertanto:

- nel caso di cui al paragrafo 5.9, punto 1), il saldo effettivo di perequazione per un dato anno  $N$  è tale che l'impresa distributrice versa a CSEA l'importo del  $\Delta L^N$  calcolato ai sensi dell'articolo 24, comma 24.1, del TIV (in tale caso l'ammontare  $C$  è interamente attenuato);
- nel caso di cui al paragrafo 5.9, punto 2), il saldo effettivo di perequazione per un dato anno  $N$  è nullo (l'impresa distributrice dovrebbe ricevere da CSEA l'importo del  $\Delta L^N$  calcolato ai sensi dell'articolo 24, comma 24.1, del TIV e al tempo stesso versare a CSEA il medesimo importo come ammontare  $C$ );
- nel caso di cui al paragrafo 5.9, punto 3), il saldo effettivo di perequazione per un dato anno  $N$  è tale che l'impresa distributrice riceve da CSEA l'importo del  $\Delta L^{N,eff}$  (l'impresa distributrice dovrebbe ricevere da CSEA l'importo del  $\Delta L^N$  calcolato ai sensi dell'articolo 24, comma 24.1, del TIV e al tempo stesso versare a CSEA l'ammontare  $C$ , pari in questo caso a  $-\Delta L^N + \Delta L^{N,eff}$ ).

5.11 Le modifiche proposte comportano quindi, che l'attenuazione sia riconosciuta interamente nei casi in cui la gestione delle perdite risulti non favorevole (ovvero nelle situazioni in cui strutturalmente le perdite effettive si attestano su livelli superiori alle perdite standard) e per cui l'applicazione del processo di efficientamento risulterebbe economicamente molto penalizzante. Nel definire l'importo dell'attenuazione è, conseguentemente, imprescindibile considerare l'esigenza di mantenere un'adeguata copertura delle attività connesse alla gestione delle perdite mediante l'attenuazione specifica dei fenomeni esogeni, come quelli riconducibili ai prelievi fraudolenti. A tal fine va sottolineato che situazioni specifiche che esulano dalle azioni che realisticamente possono essere messe in atto dalle imprese distributrici per il controllo e il contenimento delle perdite commerciali e che non consentono di rispettare i target di efficientamento individuati, verrebbero adeguatamente considerate ai sensi del meccanismo individuato nel Capitolo 6; inoltre, come precedentemente illustrato nei paragrafi da 3.16 a 3.18, le imprese distributrici disporrebbero sempre della quota pari al 20% del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva ai sensi del comma 26.2 del TIT.

5.12 Infine, ai fini di monitorare in maniera corretta i saldi di perequazione e la posizione netta della singola impresa distributrice, anche in ragione degli effetti del processo di efficientamento, si ritiene opportuno integrare gli obblighi informativi connessi

---

<sup>12</sup> In tal caso i coefficienti di perdita convenzionali sarebbero ottenuti come somma dei fattori percentuali applicati a fini perequativi per le perdite tecniche di energia elettrica (Tabella 9 del TIV) e dei fattori percentuali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica indicati nella Tabella 7 di cui al presente documento.

alla predetta attività e attualmente vigenti prevedendo che CSEA acquisisca i dati elementari funzionali a calcolare i valori del  $\Delta L_{\varphi=1}^N$ <sup>13</sup>, del  $\Delta L_{\varphi=1}^{N,eff}$ <sup>14</sup> e del  $\Delta L^{N,eff}$  anche successivamente al primo anno di perequazione, in particolare prevedendo che le imprese distributrici trasmettano l'energia elettrica prelevata per macrozona anche per gli anni  $N+1$  e successivi (obbligo attualmente non previsto).

*Q4. Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione delle modalità di determinazione degli importi derivanti dall'applicazione del processo di efficientamento? Quali altre soluzioni possono essere percorse garantendo una maggiore equità nella modalità di applicazione del meccanismo di attenuazione?*

## **6 MISURE FINALIZZATE AL CONTENIMENTO DELL'ESPOSIZIONE CONNESSA ALLE PERDITE COMMERCIALI**

- 6.1 L'articolazione per macrozona dei fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali ha consentito di introdurre un'adeguata differenziazione delle perdite riconosciute a livello territoriale. Tuttavia, tale articolazione macrozonale non intercetta puntualmente alcune realtà in cui il fenomeno dei prelievi fraudolenti è particolarmente rilevante e il cui controllo da parte delle imprese distributrici risulta particolarmente complesso.
- 6.2 Dalla documentazione inerente alle istanze di partecipazione al meccanismo di attenuazione per il triennio 2016-2018, nonché da alcune segnalazioni portate all'attenzione dell'Autorità nel corso dell'anno 2019 in merito agli esiti della perequazione nel suddetto triennio, è emerso che le maggiori difficoltà nel contrastare il suddetto fenomeno si riscontrano nei casi in cui risulti materialmente impossibile per l'impresa distributtrice individuare i soggetti responsabili e/o procedere all'interruzione del prelievo illecito. Ciò si verifica, di norma, per via di una concomitanza di fattori:
- a. nel caso di particolari contesti caratterizzati da elevati tassi di criminalità, l'impossibilità di accedere agli immobili per l'opposizione fisica da parte degli occupanti e la mancata concessione da parte delle forze dell'ordine dell'ausilio necessario, per carenza del personale, o per ragioni di ordine pubblico;
  - b. la presenza di casi in cui viene dichiarata la rilevanza sociale di stabili occupati da parte delle autorità competenti con conseguente sospensione di ogni azione dell'impresa distributtrice tesa ad interrompere il prelievo fraudolento.
- 6.3 Tali fattori, quindi, ostacolano la regolare attività dell'impresa distributtrice impedendo non solo l'interruzione della condotta illecita ma anche la corretta

---

<sup>13</sup>  $\Delta L_{\varphi=1}^N$  corrisponde al saldo di perequazione dell'anno  $N$  che l'impresa distributtrice otterrebbe al netto dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale (ovvero ponendo  $\Phi=1$ ).

<sup>14</sup>  $\Delta L_{\varphi=1}^{N,eff}$  corrisponde al saldo di perequazione che l'impresa distributtrice otterrebbe nell'anno  $N$  con l'applicazione della traiettoria di efficientamento descritta nel paragrafo 5.5 al netto dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale (ovvero ponendo  $\Phi=1$ ).

identificazione dei responsabili. In questi casi, anche qualora fosse possibile ricostruire la quantità di energia elettrica prelevata oggetto del prelievo fraudolento, la stessa resterebbe attribuita ad ignoti e sarebbe quindi impossibile il recupero dei relativi costi. In base alla regolazione vigente, i prelievi fraudolenti possono essere attribuiti agli esercenti i servizi di maggior tutela o salvaguardia, nella misura in cui sia possibile identificare i soggetti responsabili per consentire la corretta fatturazione da parte degli esercenti<sup>15</sup>. Di fatto, quindi, l'energia elettrica oggetto di prelievo fraudolento, anche qualora misurabile, finisce nelle determinazioni del saldo di perequazione come perdita, accrescendo conseguentemente il livello delle perdite effettive e i costi sostenuti dall'impresa distributrice.

- 6.4 È orientamento dell'Autorità introdurre un meccanismo attivabile a seguito di istanze individuali attraverso le quali sia possibile accertare e riconoscere a ciascuna impresa distributrice richiedente l'ammontare dei prelievi fraudolenti "non recuperabile" che, diversamente, contribuirebbe alla determinazione del  $\Delta L$  di ciascun anno. L'accesso a tale meccanismo sarà soggetto alle seguenti condizioni:
- i prelievi fraudolenti "non recuperabili" devono essere determinati da fattori straordinari ed imprevedibili, riconducibili ai casi individuati al paragrafo 6.2, estranei alla sfera d'azione dell'impresa distributrice;
  - i prelievi fraudolenti "non recuperabili" devono essere misurati o eventualmente ricostruiti, qualora sussistano le condizioni per effettuare una ricostruzione dei consumi per "frode" analoga a quella che l'impresa distributrice effettuerebbe ai fini della messa a disposizione dei dati misura nel caso il punto di prelievo risultasse associato a un regolare contratto di fornitura<sup>16</sup>.
- 6.5 Ai fini del riconoscimento, l'impresa distributrice richiedente sarà tenuta a:
- documentare l'avvenuta contestazione delle condotte illecite alle Autorità competenti con l'attestazione dei relativi atti che possano ricondurre tali condotte alle fattispecie individuate alle lettere a. e b. del paragrafo 6.2;
  - fornire gli elementi quantitativi necessari: i punti di prelievo cui afferiscono i prelievi fraudolenti "non recuperabili", i prelievi fraudolenti "non recuperabili" dettagliati secondo le casistiche indicate al paragrafo 6.2, nonché l'ammontare complessivo delle perdite commerciali e i quantitativi recuperati;
  - attestare la propria diligenza nella gestione di eventuali prestazioni commerciali di interruzione della fornitura richieste dall'ultimo venditore associato al punto di prelievo cui afferiscono i prelievi fraudolenti "non recuperabili".
- 6.6 L'Autorità intende prevedere che le istanze per il riconoscimento dei prelievi "non recuperabili" attinenti alle casistiche indicate al paragrafo 6.2 siano presentate annualmente da ciascuna impresa distributrice interessata a CSEA che procederà a:
- valutare l'istanza e determinare l'ammontare da riconoscere;

---

<sup>15</sup> Ciò ai sensi del TIV e delle recenti modifiche allo stesso apportate con la deliberazione 119/2019/R/eel.

<sup>16</sup> Ciò ai sensi del combinato disposto della deliberazione 2 marzo 2012, 65/2012/R/eel di contenuti e modalità operative standardizzate con riferimento ai flussi informativi relativi ai dati di misura e della deliberazione 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel in materia di fatturazione del servizio di trasporto.

- b. comunicare all’Autorità e alle imprese distributrici interessate gli importi e le valutazioni condotte per la propria determinazione entro 30 (trenta) giorni dal termine ultimo previsto per la presentazione dell’istanza di ammissione.
- 6.7 Ai fini della quantificazione dell’importo da riconoscere, CSEA applicherà il prezzo di cessione applicato dalla società Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela nell’anno a cui il calcolo si riferisce.
- 6.8 Si ritiene, inoltre, opportuno prevedere che, in relazione ad un dato anno, siano accoglibili le sole istanze di cui al paragrafo 6.4 presentate da imprese distributrici che in quell’anno registrano un saldo di perequazione positivo e che alle predette imprese siano riconosciuti importi non superiori a quelli necessari ad azzerare il saldo di perequazione per quel dato anno.
- 6.9 Infine, è orientamento dell’Autorità stabilire che gli importi riconosciuti a ciascuna impresa distributtrice siano posti a carico del 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.
- 6.10 Tale soluzione comporta quindi la socializzazione del costo dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” e conseguentemente l’introduzione di un onore a carico degli utenti che, tuttavia, va evidenziato, si viene a generare anche per l’impossibilità dell’impresa distributtrice di procedere alla disattivazione di utenze irregolari per il mancato ausilio delle forze dell’ordine.
- 6.11 Accanto all’applicazione della regolazione prospettata nel presente documento si ritiene opportuno, qualora l’ammontare di questi prelievi fraudolenti “non recuperabili” risulti essere elevato e sintomatico di situazioni di grave anomalia, sensibilizzare le istituzioni competenti, eventualmente anche mediante segnalazioni al Governo e al Parlamento, in merito alla necessità di individuare opportuni interventi finalizzati ad evitare che siano solo gli utenti del sistema elettrico a doversi far carico di questi oneri che più che da inefficienze del sistema elettrico traggono origine da criticità di carattere sociale che investono determinate aree.

- Q5. Si ritiene che l’introduzione del meccanismo descritto possa essere una misura adeguata al riconoscimento dei prelievi fraudolenti che sfuggono alla possibilità di controllo delle imprese distributrici?*
- Q6. Quali ulteriori fattori rispetto a quelli individuati al paragrafo 6.2 dovrebbero essere considerati per attestare l’effettiva impossibilità di intervento (interrotta della condotta fraudolenta e identificazione del cliente finale) dell’impresa distributtrice?*
- Q7. Si ritiene condivisibile l’orientamento illustrato al paragrafo 6.4, lettera b., ai fini della quantificazione dei prelievi fraudolenti non recuperabili?*