

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
480/2012/R/EEL**

**REVISIONE DEI FATTORI CONVENZIONALI DI PERDITA  
APPLICATI ALL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA IN MEDIA E  
BASSA TENSIONE DAI CLIENTI FINALI E DEL MECCANISMO DI  
PEREQUAZIONE RELATIVO ALLE PERDITE DI RETE**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica  
15 novembre 2012*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/11), finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell'eventuale revisione dei medesimi fattori.*

*Con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/11), l'Autorità ha, fra l'altro, ritenuto opportuno effettuare ulteriori approfondimenti in merito all'adeguatezza dei fattori di perdita standard relativamente alle reti in media e bassa tensione, rinviando la revisione dei fattori medesimi, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e le immissioni di energia elettrica, oltre che di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributrice della differenza tra le perdite effettive e le perdita standard.*

*La deliberazione 3 maggio 2012, 175/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 175/2012/R/eel) ha stabilito la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di generazione distribuita.*

*Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità, nell'ambito del sopra richiamato procedimento e del percorso delineato con la deliberazione ARG/elt 196/11, intende sottoporre all'attenzione dei soggetti interessati i propri orientamenti in materia di revisione dei fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché i propri orientamenti circa le modalità di determinazione e riconoscimento a ciascuna impresa distributrice del valore a regolazione della differenza tra le perdite effettive e le perdita standard.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 4 dicembre 2012. Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti in formato elettronico.*

*I soggetti che intendono 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.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
**Unità Condizioni economiche di Tutela e Perequazione**  
**Unità Fonti rinnovabili, Produzione di energia e impatto Ambientale**  
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02.655.65.284/211  
fax 02.655.65.265  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## 1 Introduzione

- 1.1 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell'eventuale revisione dei medesimi fattori.
- 1.2 Con la deliberazione ARG/elt 196/11, l'Autorità ha modificato i fattori di perdita standard relativamente alle reti di alta e altissima tensione, allineandoli ai risultati delle analisi commissionate al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano per la valutazione delle perdite sulle reti di trasmissione e distribuzione (di seguito: Studio del Politecnico). Tale revisione è stata solo in parte riflessa nei fattori di perdita standard delle reti in media e bassa tensione, rimandando a successivi provvedimenti l'ulteriore revisione di questi ultimi, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica. In tale ambito, l'Autorità ha confermato il mantenimento delle modalità di determinazione e riconoscimento alle imprese distributrici del valore a regolazione della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, effettuato attraverso uno specifico meccanismo di perequazione delle perdite di rete (di seguito: meccanismo di perequazione perdite), al fine di mantenere opportuni incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite effettive, di qualsiasi natura esse siano. Al contempo l'Autorità ha evidenziato la necessità di valutare ulteriori opportune modalità di regolazione al fine di tenere conto della diversificazione territoriale delle perdite.
- 1.3 Lo studio del Politecnico è stato successivamente completato con riferimento alla valutazione delle perdite sulle reti di media e bassa tensione, come documentato nell'allegato al documento per la consultazione 13/2012/R/eel sulla revisione dei fattori di perdita applicati all'energia immessa nelle reti di distribuzione (di seguito: DCO 13/2012/R/eel).
- 1.4 La deliberazione 175/2012/R/eel, in esito alla consultazione citata, ha rivisto i fattori percentuali di perdita di energia elettrica applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione, in modo da tenere conto, da un lato, della rilevante crescita della generazione distribuita e delle nuove forme di interazione con la rete elettrica e, dall'altro, del processo di efficientamento delle reti elettriche, anche dal punto di vista gestionale.
- 1.5 Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende delineare i propri orientamenti allo scopo di completare la revisione dei fattori di perdita standard relativi alle reti in media e bassa tensione e del meccanismo di perequazione perdite. Ai fini degli interventi proposti, si considerano sia le perdite "tecniche" sia le perdite "non-tecniche" o "commerciali". Le prime sono imputabili alle caratteristiche fisiche delle reti mentre le seconde sono ascrivibili ad altri fattori, tra cui i prelievi fraudolenti dei clienti finali e gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati. Laddove non indicato esplicitamente, per fattore di perdita standard si intende il fattore convenzionale associato alle perdite sia di natura tecnica che commerciale.
- 1.6 Con il presente documento per la consultazione viene quindi completata la revisione dei fattori di perdita standard relativi alle reti in media e bassa tensione, mediante una specifica disciplina per i prelievi di energia elettrica, pervenendo ad una regolazione completa delle perdite di energia elettrica sia dal punto di vista dei clienti finali, che dal punto di vista delle imprese distributrici.

## 2 Esperienze dei Paesi europei nella gestione delle perdite di rete

- 2.1 Nel 2008 il Gruppo dei Regolatori europei per l'energia elettrica e il gas (ERGEG) ha analizzato le esperienze dei diversi Paesi europei circa la definizione, la gestione e gli incentivi alla riduzione delle perdite di rete al fine di promuovere una maggiore armonizzazione a livello europeo<sup>1</sup>. Sulla base dell'analisi condotta, risulta una situazione variegata tra i diversi Stati.
- 2.2 A livello europeo non esiste una definizione univoca per le perdite di rete e ciò si traduce, fra l'altro, in una notevole differenziazione dei fattori convenzionali di perdita associati all'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete, nonché in modalità differenti di riconoscimento a fini tariffari. Gli elementi che maggiormente incidono sulle differenze riscontrate nei diversi Paesi sono riconducibili al livello di tensione a cui i fattori di perdita sono associati, alle tipologie di perdita (tecniche e/o commerciali) considerate ai fini della determinazione dei corrispondenti fattori convenzionali applicati all'energia trasportata, al riferimento per il calcolo del fattore percentuale di perdita all'energia immessa (input) piuttosto che a quella prelevata (output).
- 2.3 Sotto il profilo della gestione e acquisizione delle risorse per la copertura delle perdite di rete, in base a quanto stabilito dalla direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 e poi confermato dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, ciascun gestore di rete acquisisce l'energia che utilizza per coprire le perdite di rete secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato. Ciò detto, a livello europeo permangono notevoli differenze, a partire dall'individuazione del soggetto responsabile per la copertura delle perdite sulla rete elettrica. Limitando il campo di osservazione alla distribuzione, nei Paesi in cui tale responsabilità ricade sull'impresa distributrice, la stessa acquisisce le risorse necessarie a coprire le perdite stimate sulla rete (e.g.: mediante acquisti in borsa, prodotti bilaterali o tramite aste) ed i costi medi sopportati sono normalmente validati dall'autorità di regolazione e utilizzati ai fini della determinazione delle tariffe di rete (o, eventualmente, di specifiche componenti tariffarie). In altri Paesi, il soggetto che primariamente provvede all'acquisizione delle suddette risorse risulta essere il fornitore ai clienti finali, per cui la responsabilità in capo all'impresa distributrice è solitamente limitata al differenziale tra le perdite effettive e quelle convenzionali, valorizzate secondo criteri di mercato.
- 2.4 Con riferimento infine alla dinamica nel tempo delle perdite di rete, alcuni Paesi hanno adottato regimi di regolazione incentivante al fine di promuovere il contenimento delle perdite di rete e l'efficiente gestione della rete. Alcuni Paesi definiscono una percentuale massima di perdite riconosciute, oltre la quale i costi associati restano in capo al gestore della rete. Altri Paesi hanno invece adottato meccanismi incentivanti più sofisticati che promuovono, fra le altre cose, percorsi di riduzione delle perdite occorse sulla rete rispetto ad un livello iniziale di partenza, limitatamente alla parte di perdite commerciali o, altrimenti, con riferimento al totale delle perdite di rete.
- 2.5 In base all'analisi di confronto promossa dai regolatori europei risulta che, in alcune esperienze, sia stato adottato un meccanismo incentivante limitato alla parte commerciale delle perdite di rete. È questo, ad esempio, il caso della Repubblica Ceca, dove la scelta del regolatore è stata a favore di un regime regolatorio che, da un lato, prevede un livello percentuale convenzionale di perdite complessive riconosciuto al gestore di rete, dall'altro,

---

<sup>1</sup> *Treatment of Losses by Network Operators*, ERGEG Position Paper for public consultation and Conclusions Paper, E08-ENM-04-03, E08-ENM-04-03c, 2008-2009

limitatamente alle perdite che avvengono nell'ambito della distribuzione, stabilisce un fattore di efficientamento delle perdite di tipo commerciale, fissato per il periodo di regolazione 2005-2009 ad un livello pari a circa il 2% annuo. Anche in Francia, limitatamente alla distribuzione, è previsto uno schema regolatorio incentivante per la riduzione delle perdite sulla rete, limitatamente ai furti di energia.

- 2.6 In altre esperienze, l'incentivo al contenimento delle perdite è posto sul loro livello complessivo, senza distinzione tra la parte di natura tecnica e quella di tipo commerciale. Al riguardo, la regolazione adottata dal Portogallo prevede, con riferimento alle perdite che avvengono nell'ambito della distribuzione, un meccanismo di tipo premi/penalità proporzionale alla differenza tra le perdite registrate dall'impresa distributrice sulla propria rete e il livello di riferimento, decrescente nel tempo, definito dal Regolatore. Al contempo è previsto un tetto massimo alle variazioni misurabili in ciascun anno, che si configura come un limite superiore e inferiore alle risorse finanziarie riconosciute (pagate) al (dal) distributore per effetto del premio (penalità) di attribuzione. Un meccanismo di tipo premi/penalità è stato adottato anche nel Regno Unito, stabilendo che ciascuna impresa distributrice sia valutata rispetto ad un livello di perdite di riferimento, a sua volta derivato in base ad una serie di variabili esplicative (energia trasportata, potenza dei trasformatori, lunghezza della rete) e riconoscendo alle imprese medesime un premio o una penalità finanziaria a seconda del proprio posizionamento rispetto al target prestabilito.
- 2.7 Con riferimento all'esperienza inglese, la medesima sembra segnalare, come risulta dalla consultazione recentemente avviata dall'autorità di regolazione nazionale<sup>2</sup>, la necessità di disporre di misure affidabili sia per la valutazione delle perdite occorse sulla rete di ciascuna impresa di distribuzione (nel Regno Unito è ancora limitata l'installazione dei misuratori elettronici) sia ai fini della definizione del livello di perdita di riferimento, eventualmente differenziato sulla base di variabili esplicative, da impiegare per l'implementazione di un meccanismo regolatorio incentivante finalizzato al contenimento delle perdite di rete. Inoltre, evidenzia le peculiarità del problema relativo ai furti di rete, per il quale il regolatore inglese intende procedere mediante la presentazione di proposte specifiche in grado di responsabilizzare sia i distributori sia gli esercenti la vendita di energia elettrica.

### **3 Contenuto e obiettivi dell'intervento**

- 3.1 Nel nostro Paese, l'attuale regolazione prevede un unico fattore di perdita standard, differenziato per livello di tensione, per i prelievi di energia elettrica e il meccanismo di perequazione perdite che comporta la regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard da parte delle imprese di distribuzione. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite, ponendo in capo alle (o a beneficio delle) imprese medesime la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa di distribuzione.
- 3.2 Gli orientamenti dell'Autorità, che prendono anche spunto dalle esperienze degli altri Paesi europei, prevedono un'articolazione temporale volta ad un allineamento con il periodo di regolazione tariffaria relativo al servizio di distribuzione dell'energia elettrica (Fig. 1). In tale ambito, l'Autorità intende definire tre interventi principali, di cui il primo è


---

<sup>2</sup> *Strategy consultation for the RIIO-ED1 electricity distribution price control*, Ofgem, 28 settembre 2012.

relativo alla valutazione del livello dei fattori di perdita standard da applicare in modo uniforme ai prelievi dei clienti finali connessi in media e bassa tensione, mentre gli altri due riguardano la revisione del meccanismo di perequazione perdite e sono quindi indirizzati alle imprese di distribuzione. Nello specifico, i tre interventi proposti riguardano:

- a) la revisione dei fattori di perdita standard per i clienti in prelievo relativamente alle reti in media e bassa tensione, a partire dall'1 gennaio 2013, sulla base dei risultati delle analisi del Politecnico pubblicate nello studio allegato al DCO 13/2012/R/eel;
- b) la modifica del meccanismo di perequazione perdite, prevedendo una differenziazione dei fattori standard a copertura delle perdite di natura tecnica e commerciale applicati a ciascuna impresa di distribuzione; l'implementazione del nuovo meccanismo richiederà la raccolta di dati di misura per un campione sufficientemente rappresentativo delle reti in bassa tensione, essendo già disponibili dati di misura a livello di media tensione, e troverà attuazione, in via sperimentale, nel vigente periodo di regolazione (2012-2015) e, a regime, a partire dal prossimo periodo di regolazione (2016-2019);
- c) l'introduzione (in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 196/11) di una prima forma di perequazione tra le imprese distributrici, applicabile transitoriamente all'anno 2012, basata sulle perdite effettive risultanti dall'implementazione dell'attuale sistema di perequazione, in modalità di acconto, prevedendo un successivo conguaglio basato sull'implementazione del meccanismo di cui al punto b).

**Fig. 1 Sintesi degli interventi previsti dal documento di consultazione**

Anno	Periodo di regolazione	Fattore di perdita su prelievi BT e MT (%)	Regime di perequazione
2012	2012-2015	10,4 BT    4,7 MT	Regime transitorio (in acconto)
2013		10,4 BT    3,4 MT	Nuovo regime di perequazione (fase sperimentale)
2014		 Da definire; eventuale traiettoria temporale di riduzione	
2015			
2016	2016-2019		Nuovo regime di perequazione
2017			
2018			
2019			

3.3 Nel completare la disciplina per i prelievi di energia elettrica, l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi:

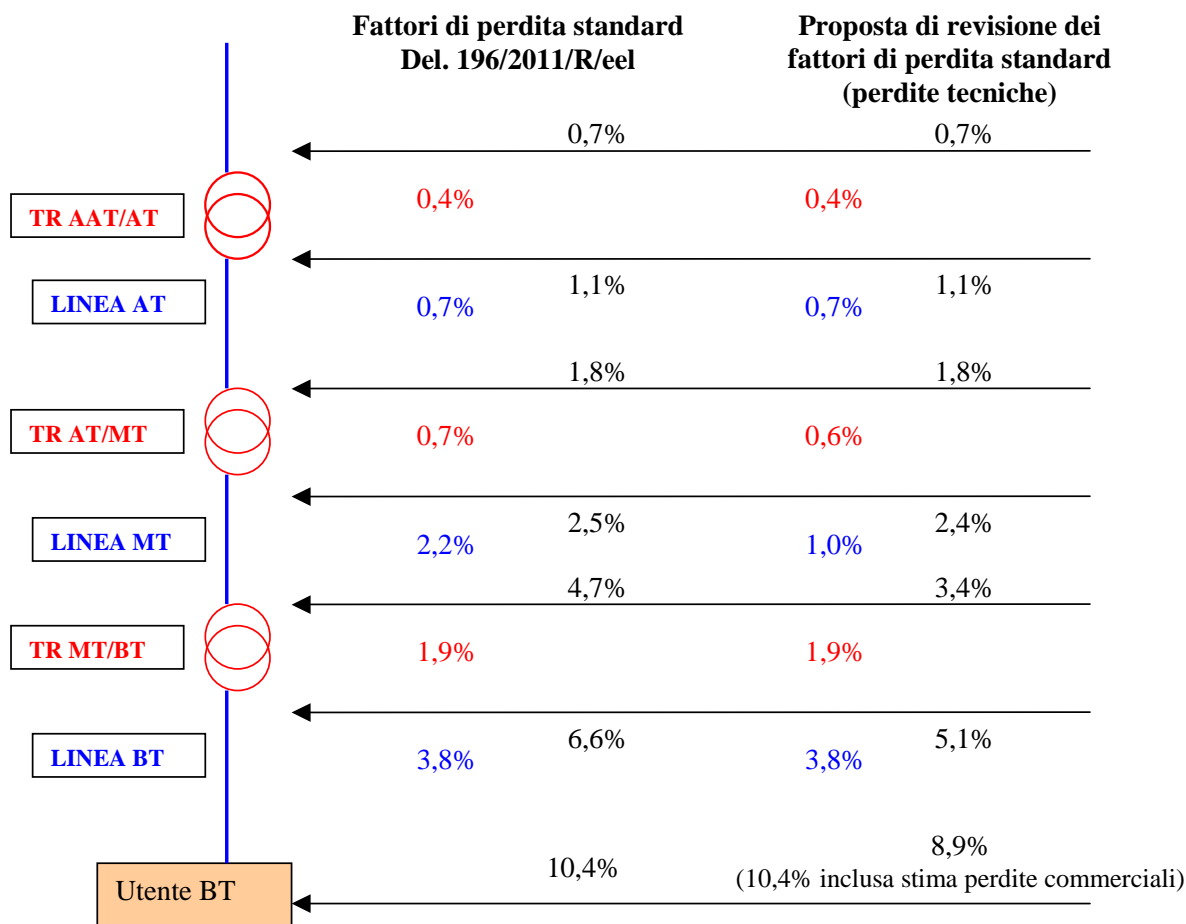
- a) promuovere l'efficienza nella gestione della rete, in modo tale che il costo (economico e ambientale) delle perdite di rete in capo ai clienti finali sia progressivamente minimizzato verso un livello efficiente;
- b) consentire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese di distribuzione attraverso opportuni meccanismi volti a mantenere un'adeguata copertura alle imprese distributrici, mediante una regolazione specifica dei fenomeni esogeni, come quelli

riconducibili al fenomeno delle frodi.

#### **4 Revisione dei fattori di perdita standard per i prelievi dalle reti in media e bassa tensione**

- 4.1 La revisione dei fattori di perdita standard per i prelievi dalle reti in media e bassa tensione riguarda esclusivamente le perdite di natura tecnica e si basa sui risultati dello studio del Politecnico, peraltro già recepiti dalle deliberazioni ARG/elt 196/11 e 175/2012/R/eel.
- 4.2 Con la deliberazione ARG/elt 196/11 sono stati rivisti i fattori di perdita standard della rete di trasmissione in alta e altissima tensione, allineandoli ai risultati della prima parte dello studio condotto dal Politecnico. Successivamente, il Politecnico ha completato le analisi relative alle perdite sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione, i cui risultati sono stati utilizzati per la revisione dei fattori di perdita standard applicati all'energia elettrica immessa in queste reti come da deliberazione 175/2012/R/eel.
- 4.3 Per quanto riguarda le reti in media tensione, le simulazioni del Politecnico si riferiscono ad un campione rappresentativo della realtà presente sul territorio nazionale; i risultati di tali analisi sono pertanto sufficientemente affidabili al fine di rivedere i fattori di perdita standard relativi alle linee MT e ai trasformatori da alta a media tensione.
- 4.4 Per quanto concerne le reti in bassa tensione, con riferimento ai trasformatori MT/BT, le simulazioni sono state effettuate sullo stesso campione relativo alle reti in media tensione e quindi i risultati ottenuti sono sufficientemente robusti. Questi ultimi confermano il livello vigente del relativo fattore percentuale di perdita. Poiché, invece, l'analisi dei dati sulle linee BT è stata effettuata a partire da un campione molto ridotto di reti di distribuzione, si ritiene che i risultati ottenuti siano solo indicativi e, pertanto, prudenzialmente, si ritiene opportuno mantenere il valore attualmente vigente per il fattore di perdita standard relativo alle linee BT (3,8%). Tale valore appare peraltro in linea con le valutazioni effettuate da alcune imprese di distribuzione.
- 4.5 La figura 2 mette a confronto, per i vari elementi dissipativi di rete, i fattori di perdita standard previsti dal Testo Integrato *Settlement* e rivisti, con decorrenza dall'1 gennaio 2012, con la deliberazione ARG/elt 196/11 e i fattori di perdita standard relativamente alle perdite di natura tecnica che l'Autorità intende adottare.
- 4.6 Per quanto riguarda i prelievi in media tensione, dal momento che si ritiene ragionevole ipotizzare che le perdite di tipo commerciale siano trascurabili, si ritiene di dover rivedere, con decorrenza dall'1 gennaio 2013, il fattore convenzionale di perdita portandolo da 4,7% a 3,4%. Questa riduzione andrà a beneficio dei clienti finali connessi alle reti di media tensione, i cui prelievi sono pari a circa un terzo dei consumi complessivi.
- 4.7 In assenza di informazioni precise sul fenomeno delle perdite commerciali che interessa le reti di bassa tensione, si ritiene opportuno confermare, anche per l'anno 2013, l'attuale fattore standard di perdita, pari a 10,4%, per i prelievi dei clienti connessi a queste reti. Questo livello permette la copertura delle perdite di natura tecnica (stimate pari a 8,9%) e di una parte consistente di quelle commerciali. In seguito all'acquisizione di maggiori informazioni sul funzionamento delle reti di bassa tensione, come descritto nella sezione 5, il valore del fattore convenzionale di perdita per i prelievi dalle reti in bassa tensione potrà essere rivisto.

**Fig. 2 Revisione dei fattori standard per i prelievi relativamente alle perdite sulle reti di distribuzione**



Nota: Nello schema, in via esemplificativa, si è considerato solo il passaggio dalla rete di trasmissione in altissima tensione alla rete in alta tensione con tensione inferiore o uguale a 150 kV. I fattori di perdita lungo gli elementi dissipativi di rete possono differire dalla somma algebrica dei valori a monte. Le modalità di calcolo dei suddetti valori sono descritte nello studio del Politecnico di Milano. In particolare, il fattore di perdita relativo alle linee in media tensione è stato rivisto dal 2,2% all'1,0% tramite un modello di *load flow* per la valutazione delle perdite tecniche, applicato ad un campione rappresentativo di tale tipologia di rete.

## 5 Revisione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete

- 5.1 La revisione delineata del meccanismo di perequazione perdite prende spunto sia da alcune simulazioni presentate nello studio del Politecnico, con riferimento alle reti in media tensione, sia dalle risultanze derivanti dall'implementazione del meccanismo di perequazione perdite attualmente in vigore.
- 5.2 Le simulazioni effettuate dal Politecnico relativamente al calcolo delle perdite sulle reti MT evidenziano la presenza di differenze non trascurabili tra i fattori di perdita a livello territoriale. Tali analisi, condotte su tre sottoinsiemi di rete MT individuati in base agli ambiti territoriali di cui alla deliberazione 333/07<sup>3</sup>, conducono ad una stima di fattori di

<sup>3</sup> La deliberazione 333/07 ha definito i seguenti gradi di concentrazione per i territori comunali: alta concentrazione (popolazione superiore a 50.000 abitanti), media concentrazione (popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti), bassa concentrazione (popolazione inferiore a 5.000 abitanti). L'ambito territoriale è l'insieme delle aree territoriali



perdita differenziati per livello di concentrazione, che esibiscono significativi scostamenti rispetto al valore medio computato per tutta la rete MT a livello di campione esteso.

- 5.3 Questi risultati sono attribuiti principalmente al fatto che le reti con bassa concentrazione si sviluppano, tipicamente, in territori rurali nei quali, rispetto alle aree urbane, la rete si caratterizza per una maggiore estensione e una minore densità di carico, entrambi fattori che contribuiscono all'aumento delle perdite di rete.
- 5.4 La differenziazione nei fattori di perdita sulle reti MT emersa dalle simulazioni svolte dal Politecnico, associata a differenze nelle caratteristiche della rete e alla densità di carico su base territoriale, induce l'Autorità a ritenere che, anche sui tratti di rete BT, siano riscontrabili differenze nei livelli di perdita dovute a fattori analoghi. In considerazione di quanto sopra, si ritiene opportuno adottare una regolazione che stabilisca meccanismi specifici di perequazione tra imprese di distribuzione per tenere conto della differenziazione su base territoriale.
- 5.5 Anche dalle informazioni desumibili dall'implementazione del vigente meccanismo di perequazione perdite, si evidenzia una significativa articolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard a livello territoriale. Sulla base delle analisi svolte, la divergenza dal valore medio nazionale appare solo in parte ascrivibile alle caratteristiche tecniche delle reti di distribuzione, alle peculiarità connesse con l'orografia del territorio e alla diversa concentrazione territoriale dei punti di prelievo. Una parte di tale differenziazione risulterebbe riconducibile a fenomeni di prelievo fraudolento da parte dei clienti finali, realizzato anche attraverso la manomissione degli impianti di prelievo.
- 5.6 Le informazioni ad oggi a disposizione dell'Autorità non consentono, tuttavia, di procedere ad una adeguata differenziazione del fattore di perdita standard medio nazionale per tener conto degli elementi sopramenzionati. A tal fine servirebbero infatti dati puntuali sul funzionamento delle reti elettriche in bassa tensione, primariamente soggette anche a perdite di natura non tecnica. Tali dati potrebbero essere, fra l'altro, utilmente impiegati per la finalizzazione di ulteriori provvedimenti, in particolare in materia di revisione dei fattori convenzionali delle perdite di energia elettrica per effetto dello sviluppo della generazione distribuita e dell'efficientamento dell'esercizio delle reti, anche con riferimento alla futura regolazione delle *smart grids*.
- 5.7 Alla luce delle considerazioni di cui ai punti precedenti, si ritiene opportuno attivare, mediante il coinvolgimento delle imprese di distribuzione, e con il supporto di una collaborazione esterna, un progetto specifico per l'analisi delle perdite delle reti in bassa tensione per approfondire i fenomeni sottostanti. Il progetto, da avviare nel 2013, si articolerebbe nelle principali attività di seguito elencate.
- a) Attività a cura delle imprese di distribuzione:
- 1 individuazione delle informazioni topologiche ed elettrotecniche delle reti in bassa tensione necessarie alla definizione di un campione sufficientemente rappresentativo della realtà di esercizio attuale delle reti italiane<sup>4</sup>;

---

comunali servite dalla stessa impresa distributrice all'interno di una stessa provincia e aventi lo stesso grado di concentrazione.

<sup>4</sup> Si stima che un campione dell'1%, corrispondente a circa 5.000 Cabine Secondarie a livello nazionale, possa rappresentare un campione rappresentativo per lo studio delle reti di bassa tensione secondo alcuni parametri tecnici rilevanti, quali ad esempio potenza nominale del trasformatore MT/BT, densità di carico, ambito territoriale, ecc. È

- 2 raccolta dei dati di misura orari dei prelievi di tutte le utenze BT connesse alle reti di distribuzione di cui al punto a) 1 per almeno un intero anno (meglio per 24 mesi), come registrati dai contatori elettronici. In caso di mancanza di questi dati, e in presenza dei soli cumulati annuali per fascia, si procederà alla definizione delle curve di carico di ciascuna utenza BT tramite opportuna profilazione effettuata sulla base di dati storici;
  - 3 individuazione delle perdite tecniche sulle reti BT di cui al punto a) 1 ottenute tramite calcoli di *load flow* (i cui dati di partenza, profili di carico e risultati dovranno essere opportunamente registrati secondo un formato standard) effettuati su un intero anno di esercizio (2011 e 2012)<sup>5</sup> utilizzando i dati di cui al punto a) 2.
- b) Attività a cura di un soggetto qualificato esterno:
- 1 verifica di congruenza dei dati di partenza di cui ai punti a) 1 e a) 2 e dei risultati ottenuti al punto a) 3;
  - 2 correlazione dei risultati ottenuti al punto a) 3 (perdite tecniche) con le principali variabili esogene da cui essi risultano influenzati (ad esempio, potenza nominale del trasformatore MT/BT, ambito territoriale, densità di carico, ecc.) e conseguente individuazione di un numero e di una tipologia di classi rappresentative a cui ricondurre i diversi tratti della rete di ciascuna impresa di distribuzione;
  - 3 definizione di un fattore di perdita medio per ciascuna classe rappresentativa da utilizzare ai fini della differenziazione per ciascuna impresa di distribuzione delle perdite tecniche sulle reti;
  - 4 suddivisione del territorio di competenza di ciascuna impresa di distribuzione in diverse aree, ognuna delle quali riconducibile ad una delle classi rappresentative di cui al precedente alinea.

5.8 Per quanto concerne le perdite tecniche, la disponibilità di un campione rappresentativo delle linee in bassa tensione consentirà, quindi, di valutare in modo più preciso il fattore di perdita standard medio nazionale ad esse relativo<sup>6</sup> e, nel contempo, di differenziarlo sulla base di uno o comunque pochi parametri regolatori opportunamente desunti dalle simulazioni stesse (classi rappresentative). Ad esempio, qualora si dovessero riscontrare differenze significative in funzione della concentrazione abitativa, si potrebbero differenziare i fattori di perdita standard di natura tecnica per ambito territoriale a bassa, media e alta concentrazione.

5.9 In questo modo la rete di distribuzione sottesa ad ogni Cabina Primaria verrà suddivisa in diverse aree, ognuna riconducibile ad una delle classi rappresentative di cui al punto 5.7. Per ciascuna Cabina Primaria sarà possibile calcolare, sulla base delle classi rappresentative in cui è stata suddivisa la rete sottesa e dei relativi fattori di perdita standard, il fattore di perdita standard ad essa attribuibile.

5.10 Sulla base dei fattori di perdita standard calcolati secondo quanto previsto al punto 5.9, sarà possibile effettuare la stima delle perdite tecniche per ciascuna Cabina Primaria e

---

comunque lasciata facoltà alla singola impresa di distribuzione di utilizzare un campione costituito da un numero superiore di Cabine Secondarie, qualora ritenga che il campione proposto non sia rappresentativo della propria rete.

<sup>5</sup> La simulazione dell'intero anno può anche essere condotta utilizzando un numero significativo di scenari tipici di esercizio.

<sup>6</sup> Tale fattore sarà determinabile, per esempio, proiettando sull'intera realtà nazionale i risultati ottenuti al punto 5.7 a) 3.

procedere al confronto con il relativo valore misurato, pari alla differenza tra il valore di energia registrato a livello di Cabina Primaria e i valori di energia registrati da tutti i contatori dei clienti MT e BT alimentati dalla Cabina Primaria stessa. Tramite il suddetto confronto, si procederà a determinare, con riferimento a ciascuna Cabina Primaria, il delta perdite che residua rispetto all'applicazione del fattore di perdita tecnica corrispondente alla classe rappresentativa di appartenenza.

- 5.11 Nella fase di applicazione sperimentale del nuovo meccanismo di perequazione perdite, da effettuarsi nel vigente periodo di regolazione, le informazioni relative al delta perdite come sopra determinato potranno essere impiegate, a valle di ulteriori elaborazioni, al fine di individuare le perdite commerciali su base territoriale.
- 5.12 A tale riguardo, l'Autorità è consapevole che diversi fattori possano incidere sulle differenze riscontrate tra perdite effettive e perdite tecniche stimate, tra cui le peculiarità tecniche di specifiche sezioni di rete rispetto alla classe rappresentativa di appartenenza, errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati, oltre che ovviamente a fenomeni fraudolenti di furto di energia elettrica. Pertanto, l'Autorità valuterà l'opportunità, a valere dal prossimo periodo di regolazione, in coerenza con le nuove disposizioni tariffarie, di affinare l'analisi dei suddetti scostamenti, anche attraverso l'opportuna installazione di ulteriori misuratori in un numero limitato di Cabine Secondarie, al fine di meglio caratterizzare i fenomeni ad essi sottostanti, con particolare riferimento ai prelievi fraudolenti.
- 5.13 Nel primo anno di applicazione in via sperimentale del nuovo meccanismo di perequazione perdite (per il calcolo del conguaglio relativo all'anno 2012, per il quale sono previste in modalità di acconto le disposizioni transitorie di cui alla sezione 6), i fattori di perdita standard, stimati a livello di Cabina Primaria sia per le perdite tecniche sia per le perdite commerciali, saranno riferiti alle singole imprese di distribuzione e utilizzati per la perequazione delle perdite tra le medesime sulla base dei seguenti criteri:
- per quanto riguarda le perdite tecniche, le eventuali differenze positive tra il valore del fattore medio nazionale delle perdite tecniche standard per i prelievi (8,9% per le reti BT) e il fattore di perdita standard attribuito ad ogni impresa saranno utilizzate per compensare le differenze negative tra i medesimi valori;
  - per quanto riguarda le perdite commerciali, il fattore medio relativo ad ogni impresa di distribuzione, se positivo, sarà confrontato con un valore ritenuto rappresentativo di una gestione mediamente efficiente della rete: a ciascuna impresa sarà riconosciuto il proprio livello di perdita commerciale se inferiore alla media nazionale, in caso contrario sarà riconosciuto un valore pari alla media stessa.
- 5.14 Per gli anni successivi (a partire quindi dall'anno di competenza 2013 e fino alla conclusione dell'attuale periodo di regolazione) l'obiettivo è quello di definire, per le reti meno efficienti e/o maggiormente soggette a perdite commerciali di ciascuna impresa di distribuzione, una ragionevole traiettoria temporale di riduzione dei fattori di perdita standard. Per le perdite tecniche, si potrà utilizzare, come *benchmark* a cui tendere, il fattore di perdita standard della rete più efficiente, a parità di condizioni topologiche, elettrotecniche, ecc. Per le perdite commerciali, che per loro natura sono caratterizzate da una maggiore variabilità, il meccanismo di confronto delineato al punto 5.13 potrà essere replicato prendendo a riferimento un livello mediamente efficiente, decrescente su base annua. Per garantire una maggiore flessibilità nell'implementazione del meccanismo, i fattori di perdita standard, eventualmente ridotti nel tempo sulla base di coefficienti di contenimento delle perdite, calcolati in ragione della loro natura tecnica o commerciale,

potranno essere espressi senza distinzione tra perdite tecniche e non tecniche.<sup>7</sup> Ulteriori affinamenti saranno inoltre effettuati contestualmente alla revisione della disciplina tariffaria per il prossimo periodo di regolazione.

- 5.15 Per quanto riguarda le reti in media tensione, si procederà a differenziare il fattore standard di perdita analogamente a quanto descritto per le reti in bassa tensione con riferimento alle sole perdite tecniche, utilizzando il modello di rete e i dati già disponibili, come eventualmente integrati con le ulteriori informazioni richieste alle imprese di distribuzione. Anche il meccanismo di perequazione perdite tra imprese di distribuzione sarà applicato con le stesse modalità descritte per le perdite tecniche in bassa tensione.
- 5.16 Con il meccanismo delineato nei punti precedenti, l'incentivo al contenimento delle perdite rappresentato dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard, in capo o a beneficio delle singole imprese di distribuzione, verrebbe definito, rispetto al sistema attuale, in modo più coerente con l'esercizio reale delle reti di distribuzione e con gli effettivi risultati conseguiti dagli operatori nella gestione delle perdite.

- Q1. Si condivide la proposta di differenziare su base territoriale i fattori convenzionali di perdita relativamente alle reti in media e bassa tensione al fine di operare una perequazione fra imprese di distribuzione? Si ritiene che gli ambiti di concentrazione possano essere impiegati ai fini della differenziazione dei fattori convenzionali di perdita? Quali altre opzioni si ritengono percorribili?*
- Q2. Rispetto alle variabili citate, si ritiene vi siano altri possibili fattori che influenzano le perdite tecniche da tenere in considerazione? Se sì, quali?*
- Q3. Si ritiene che le perdite di tipo commerciale siano principalmente riconducibili ai furti di energia elettrica? Quali eventuali altri fattori andrebbero tenuti in considerazione?*
- Q4. Si condivide la proposta di esprimere i fattori di perdita standard per ciascuna impresa di distribuzione senza distinzione tra perdite tecniche e non tecniche, pur prevedendo percorsi temporali di riduzione differenziati secondo la natura delle perdite? Se no, per quali motivi?*
- Q5. Si ravvedono ulteriori criticità negli orientamenti adottati dall'Autorità?*

## **6 Regime transitorio del meccanismo di perequazione delle perdite di rete per l'anno 2012**

- 6.1 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 196/11, aveva prospettato l'esigenza di introdurre, già a partire dall'anno 2012, meccanismi di perequazione perdite tra le diverse imprese distributrici. Tale esigenza trova conferma negli elementi che emergono dall'esame degli esiti dell'applicazione dell'attuale disciplina di perequazione. In attesa della completa revisione del meccanismo di perequazione perdite, nei tempi e secondo le modalità delineate nella sezione 5, l'Autorità ritiene sia comunque possibile intervenire sin d'ora ad apportare alcuni correttivi all'attuale meccanismo di perequazione perdite, al fine

---

<sup>7</sup> Nel caso in cui il fattore relativo alle perdite effettive di un'impresa di distribuzione risulti inferiore al fattore di perdita standard di tipo tecnico assegnato alla medesima impresa, quest'ultimo valore verrebbe considerato ai fini della quantificazione complessiva dell'ammontare di perequazione. Nel caso opposto in cui risulti superiore al fattore di perdita standard di tipo tecnico, la differenza verrebbe attribuita alle perdite commerciali e confrontata con il livello preso a riferimento per tali perdite, riconoscendo all'impresa il minore tra i due valori.

appunto di tenere conto, già nella fase transitoria, dei sopra richiamati esiti del predetto meccanismo di perequazione.

- 6.2 Gli esiti del meccanismo di perequazione perdite in vigore mostrano, a livello medio nazionale e con riferimento al periodo 2007-2011, perdite effettive superiori a quelle standard, tenuto anche conto delle rettifiche successive alle determinazioni annuali degli importi di perequazione. Come ricordato nella sezione 5, evidenziano inoltre forti differenziazioni tra imprese di distribuzione e su base territoriale.
- 6.3 Rispetto alla prima evidenza, è ragionevole ipotizzare che le perdite commerciali si riferiscano interamente alle reti di bassa tensione. A tale riguardo, si sottolinea che le revisioni dei fattori convenzionali di perdita per i livelli di tensione superiore già adottate dall'Autorità e quelle proposte attraverso il presente documento di consultazione consentono di riconoscere e riportare in modo più corretto le perdite di natura commerciale alle sezioni della rete in cui le medesime si verificano.
- 6.4 Rispetto alla seconda evidenza, in attesa dell'acquisizione delle maggiori informazioni sul funzionamento delle reti in bassa tensione e degli elementi volti a distinguere le componenti di perdita riconducibili a fattori di natura tecnica da quelli di natura commerciale, si ritiene opportuno procedere ad una rimodulazione dell'ammontare di perequazione riconosciuto per l'anno 2012 a ciascuna impresa distributrice relativamente al valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard in modo tale che, fermo restando il mantenimento dell'incentivo per il contenimento delle perdite effettive, sia realizzata una perequazione tra operatori coerente con la diversificazione delle perdite effettive delle reti di distribuzione.
- 6.5 A tal fine, l'Autorità intende istituire un meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici, relativamente all'anno 2012, avente come riferimento l'attuale livello del fattore di perdita standard medio nazionale (pari a 10,4%), che si intende confermare per l'anno 2013, riparametrato per ciascuna impresa distributrice sulla base delle perdite effettive risultanti nel medesimo anno di perequazione, in modo tale da consentire la restituzione di una quota (ad esempio pari alla metà) del valore a regolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard, dalle imprese distributrici in surplus alle imprese distributrici in deficit. In questo modo verrebbe, da un lato, tutelata l'esigenza di promuovere l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, dall'altro, risulterebbe preservato l'incentivo a favore di una gestione efficiente della rete di distribuzione. Gli importi così calcolati verrebbero riconosciuti all'operatore in modalità di acconto, prevedendo un successivo conguaglio basato sull'implementazione del meccanismo di perequazione perdite come delineato al punto 5.13 nel presente documento di consultazione.

*Q6. In attesa dell'implementazione del nuovo regime di perequazione, si condivide l'orientamento di adottare un regime transitorio di perequazione relativamente all'anno 2012? Quali eventuali problemi si rilevano nel meccanismo sopra descritto?*