

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
202/2015/R/EEL**

**REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI  
CONVENZIONALI DI PERDITA E DEL MECCANISMO DI  
PEREQUAZIONE DELLE PERDITE SULLE RETI DI  
DISTRIBUZIONE  
- *ORIENTAMENTI FINALI* -**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica*

*30 aprile 2015*

## **Premessa**

*Con il presente documento per la consultazione l'Autorità, illustrando i risultati dello studio sul funzionamento delle reti elettriche, avviato con la deliberazione 559/2012/R/eel, delinea i propri orientamenti finali per il completamento della disciplina delle perdite di rete nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione ARG/elt 52/11. In particolare, nel documento si prospetta, da una parte, l'adeguamento dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi dei clienti finali e alle immissioni degli impianti connessi alle reti di distribuzione con decorrenza 1 gennaio 2016, dall'altra, la revisione del meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dal 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 29 maggio 2015. 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 il gas e il sistema idrico***

***Direzione Mercati***

***Unità Condizioni economiche di Tutela e Perequazione e Monitoraggio***

*Piazza Cavour 5 – 20121 Milano*

*tel. 02.655.65.284/290*

*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 e oggetto della consultazione**

- 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 stabilito, fra l'altro, di definire modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard, che tengano in considerazione la diversificazione territoriale e strutturale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime.
- 1.3 Con la deliberazione 175/2012/R/eel, l'Autorità ha rivisto i fattori percentuali di perdita applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione, in modo da tenere conto, da un lato, della rilevante crescita della generazione distribuita (di seguito: GD<sup>1</sup>) 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.
- 1.4 Con la deliberazione 559/2012/R/eel l'Autorità ha deciso, secondo un approccio graduale e in coerenza con gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 480/2012/R/eel, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché l'avvio di un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche affidato al Politecnico di Milano, in particolare con riferimento al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione perdite disciplinato nel TIV (di seguito: Studio del Politecnico 2014).
- 1.5 L'approccio metodologico per la conduzione dello Studio del Politecnico 2014 e gli orientamenti iniziali dell'Autorità per valutare l'adeguatezza dei fattori convenzionali di perdita applicati ai prelievi dalle reti di media e bassa tensione di cui alla tabella 4 del TIS, nonché per differenziare i fattori di perdita standard a fini perequativi, sono stati illustrati in occasione dell'incontro con i distributori del 6 maggio 2013 e nel documento per la consultazione 269/2013/R/eel.
- 1.6 Infine, l'Autorità, riconoscendo come la rilevante crescita della GD comporti, da un lato, l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite di energia elettrica sulle reti e, dall'altro, per effetto

---

<sup>1</sup> Nel presente documento per la consultazione il termine "generazione distribuita" (abbreviato in GD) è utilizzato per indicare tutti gli impianti di generazione connessi ad una rete di distribuzione a livello di media oppure di bassa tensione. Non rientrano pertanto in tale accezione gli impianti connessi agli eventuali tratti in alta tensione facenti parte di una rete di distribuzione.

della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone con limitati consumi, un possibile incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di gestione ed esercizio delle reti stesse, ha descritto, nel documento per la consultazione 264/2014/R/eel, l'approccio che intende adottare per tenere conto di questi aspetti nella definizione dei fattori convenzionali di perdita lato immissione da utilizzare a fini perequativi.

- 1.7 A conclusione dello Studio del Politecnico 2014, l'Autorità, con il presente documento per la consultazione, intende descrivere gli esiti del medesimo, nonché illustrare gli orientamenti finali per completare e rendere più organica tutta la disciplina delle perdite, avendo riguardo alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard attualmente in vigore (lato immissione e lato prelievo) e alla differenziazione dei coefficienti da applicare nell'ambito del meccanismo di perequazione delle perdite di rete. Il seguito del presente documento è così strutturato:
- nel capitolo 2 si descrive brevemente il processo di revisione della disciplina delle perdite di rete e si indicano gli obiettivi principali della riforma;
  - nel capitolo 3 si ricorda il funzionamento del meccanismo di perequazione perdite attualmente in vigore e si illustrano i presupposti per la sua revisione;
  - nel capitolo 4 si riportano le principali osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione 269/2013/R/eel e 264/2014/R/eel;
  - nel capitolo 5 si descrive lo Studio del Politecnico 2014, con particolare riferimento alla metodologia adottata per acquisire informazioni sul funzionamento delle reti di distribuzione, alle analisi effettuate e ai risultati conseguiti;
  - nel capitolo 6, in esito alla conclusione dello Studio del Politecnico 2014, si prospetta una revisione dei fattori percentuali convenzionali da applicare alle immissioni e ai prelievi su scala nazionale con decorrenza dall'1 gennaio 2016;
  - nel capitolo 7, sempre in esito alla conclusione dello Studio del Politecnico 2014, si prospetta un'evoluzione della vigente modalità di perequazione delle perdite di rete a decorrere dalla perequazione di competenza dell'anno 2015.

#### **Sintesi degli interventi**

Gli interventi prospettati nel presente documento per la consultazione possono essere così sintetizzati:

- a) articolazione dei fattori convenzionali di perdita in base alla natura delle perdite di rete (tecnica o commerciale); in particolare, per ogni elemento di rete, il documento per la consultazione prospetta la revisione dei fattori di

perdita standard per le perdite tecniche; per quanto riguarda le perdite commerciali, si prevede di riconoscere tali perdite solo con riferimento ai prelievi dei clienti finali sulle reti MT (con un coefficiente standard pari allo 0,3%) e sulle reti BT (con un coefficiente standard pari al 2,7%);

- b) aggiornamento dei fattori convenzionali di perdita in media nazionale da applicare alle immissioni degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione e ai prelievi dei clienti finali, con decorrenza dall'1 gennaio 2016; in particolare, lato immissioni, il documento di consultazione prospetta una riduzione del fattore relativo alla media tensione dal 2,4% al 2,3% e un aumento del fattore sulla bassa tensione dal 5,1% al 5,2%; lato prelievo, il fattore relativo alla media tensione passerebbe dal 4,0% al 3,8%, con un beneficio immediato a favore dei clienti finali, mentre il fattore relativo alla bassa tensione sarebbe confermato al livello attuale del 10,4%;
- c) revisione del meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione, a partire dal 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015; il nuovo sistema prevede di innovare il meccanismo vigente sotto i seguenti profili:
- i. mantenimento, per la parte tecnica, di fattori di perdita standard uniformi a livello nazionale e introduzione, per la parte commerciale, di fattori di perdita standard differenziati per macrozona da applicare ai prelievi dei clienti finali, come di seguito riportato:

<i><b>Prelievi dei clienti</b></i>	<b>Parte tecnica</b>	<b>Parte commerciale</b>	<b>Totale</b>
MT Nord		0.1%	3.6%
MT Centro	3.5%	0.3%	3.8%
MT Sud		0.9%	4.4%
<b>MT - Media</b>	<b>3.5%</b>	<b>0.3%</b>	<b>3.8%</b>
BT Nord		1.0%	8.8%
BT Centro	7.8%	2.0%	9.8%
BT Sud		6.3%	14.0%
<b>BT - Media</b>	<b>7.8%</b>	<b>2.7%</b>	<b>10.4%</b>

- ii. introduzione della distinzione tra energia immessa dagli impianti connessi alle reti di distribuzione, che genera inversione a livello di Cabina Primaria, e energia che viene assorbita dai carichi locali, al fine di tener conto degli effetti che mediamente la GD produce sulle reti di distribuzione, come di seguito indicato:

<b><i>Immissioni</i></b>	<b>MT</b>	<b>BT</b>
<b>Energia che non genera inversione</b>	2,6%	5,8%
<b>Energia che genera inversione</b>	1,7%	(3,9%)

- iii. introduzione di un elemento di parametrizzazione specifico aziendale volto ad assicurare il controllo del livello di premialità implicita nel meccanismo, evitando in particolare di erogare un premio eccessivo, non giustificato dalle azioni intraprese dalle imprese per il contenimento delle perdite di rete e, al contempo, assicurare un trasferimento a favore dei clienti finali;
- iv. introduzione di un elemento di modulazione volto ad assicurare la coerenza complessiva, a livello di sistema, tra i fattori di perdita standard applicati ai clienti finali sull'energia elettrica prelevata e i fattori di perdita standard applicati a fini perequativi alle imprese di distribuzione;
- v. previsione di percorsi virtuosi di contenimento delle perdite commerciali verso livelli più efficienti in coerenza con la durata del prossimo periodo regolatorio, riconoscendo nel contempo la possibilità di estendere nel tempo il processo di efficientamento per tener conto di eventuali criticità legate a fattori non controllabili dalle imprese di distribuzione.

## **2 La vigente disciplina delle perdite e obiettivi della riforma**

2.1 All'avvio del processo di riforma, a fine 2011, la disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione prevedeva che:

- 1) ai prelievi dei clienti finali fossero applicati fattori di perdita standard uniformi a livello nazionale;
- 2) alle immissioni degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione fossero applicati gli stessi fattori di perdita standard applicati ai prelievi dei clienti finali, a parità di livello di tensione;
- 3) l'eventuale differenza in valore tra perdite effettive e perdite standard fosse trasferita ai distributori, comportando in capo ai medesimi – in funzione del segno algebrico – un beneficio o un onere<sup>2</sup>.

2.2 Il processo di graduale revisione della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, brevemente descritto nel capitolo 1 del presente documento, ha portato alla parziale modifica dei fattori di perdita standard di cui ai commi 1) e 2) del punto 2.1 nonché all'introduzione di un meccanismo transitorio di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione ad integrazione del meccanismo di base di cui al comma 3) del medesimo punto 2.1. Pertanto, la disciplina attualmente in vigore prevede che:

- 1) ai prelievi dei clienti finali siano applicati fattori di perdita standard uniformi a livello nazionale;
- 2) alle immissioni degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione siano applicati fattori di perdita standard uniformi a livello nazionale e dimensionati sulla base delle perdite effettivamente evitate di natura tecnica, differenziandosi in tal modo dai fattori applicati sui prelievi;
- 3) quota parte della differenza in valore economico tra perdite effettive e perdite standard delle imprese distributrici in surplus sia trattenuta a favore, in parte delle imprese di distribuzione che registrano perdite effettive superiori a quelle standard, e in parte dei clienti finali.

2.3 In considerazione dell'ampliamento del set informativo a disposizione dell'Autorità - sia in esito allo Studio del Politecnico 2014 sia in base alle risultanze delle perequazioni del biennio 2012-2013 – con la presente

---

<sup>2</sup> In particolare, in applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di energia elettrica sulle reti, le imprese distributrici con perdite effettive superiori a quelle standard versano alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: la Cassa) il valore corrispondente alla suddetta differenza (imprese distributrici in deficit) mentre le imprese distributrici con perdite effettive inferiori a quelle standard ricevono un trasferimento pari al valore corrispondente alla medesima differenza (imprese distributrici in surplus).

consultazione viene finalizzato il completamento del processo di revisione della disciplina delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, secondo quanto descritto nei capitoli successivi, avendo riguardo ai seguenti obiettivi di carattere generale, declinati in funzione dei diversi soggetti della filiera “fisica” dell’energia elettrica:

- lato produzione, mantenimento di un corretto segnale economico in base al principio del costo evitato, ovvero riconoscendo agli impianti di produzione di energia elettrica, connessi alle reti in media e bassa tensione, solo il beneficio corrispondente all’eventuale riduzione delle perdite sul livello di tensione superiore, conseguente al fatto che tale energia viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, evitando trasformazioni e riducendo i transiti;
- lato distribuzione, definizione di un incentivo al contenimento delle perdite di energia elettrica rappresentativo e coerente con le condizioni reali di esercizio delle reti;
- lato consumo, riconoscimento di fattori di perdita standard da applicare ai prelievi coerenti con una gestione efficiente delle reti a livello medio nazionale.

### **3 Il meccanismo di perequazione perdite vigente e presupposti per la sua revisione**

- 3.1 Il meccanismo di perequazione delle perdite stabilito dal TIV prevede che, in ciascun anno, l’ammontare di perequazione da regolare con ciascuna impresa di distribuzione sia definito sulla base di:
- a) fattori di perdita standard, differenziati per livello di tensione, corrispondenti a quanto applicato alle immissioni e ai prelievi di energia elettrica;
  - b) il valore economico della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, calcolato sulla base del prezzo di cessione dell’energia elettrica praticato dall’Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela.
- 3.2 Tale meccanismo di perequazione, descritto agli art. 24 e 26 del TIV, consente di incentivare le imprese di distribuzione al contenimento delle perdite di rete in quanto ciascuna impresa paga (se positivo) e incassa (se negativo):

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L})$$

dove  $pau$  è il prezzo di cessione di Acquirente unico, differenziato per mese e per fascia, e  $q^{AL}$  è l'energia elettrica corrispondente al delta perdite<sup>3</sup>, differenziata per mese e per fascia, pari, a sua volta, alla differenza tra l'energia elettrica destinata ai clienti serviti nella maggior tutela, determinata ai sensi dell'art. 26 del TIV, e l'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di maggior tutela, inclusa l'energia per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione.

- 3.3 A livello di sistema, un delta perdite complessivo positivo (perdite effettive superiori alle perdite standard) evidenzia uno squilibrio che resta in capo alle imprese di distribuzione; un delta perdite complessivo negativo (perdite effettive inferiori alle perdite standard), viceversa, evidenzia uno squilibrio che viene trasferito a favore delle imprese di distribuzione.
- 3.4 Il meccanismo di perequazione previsto dal TIV corrisponde ad un modello di regolazione particolarmente incentivante che non richiede al regolatore di disporre di informazioni dettagliate sul funzionamento delle reti, in quanto pone il livello delle perdite riconosciute pari ad un livello prefissato, omogeneo sul territorio nazionale, che consente all'impresa di trattenere eventuali benefici associati a valori di perdite effettive inferiori al livello standard riconosciuto.
- 3.5 Tuttavia, i risultati delle perequazioni relative agli anni 2007-2011 (successivamente confermati dalle perequazioni del biennio 2012-2013) non hanno evidenziato un trend significativo di miglioramento nei saldi di perequazione, sia per le imprese con deficit economici, sia per le imprese con surplus economici, ma piuttosto forti differenze tra gli operatori sin dal primo anno di introduzione del meccanismo medesimo. Ciò sembra segnalare che la portata dell'incentivo in esso implicito si è rivelata nel tempo incoerente rispetto agli sforzi che le aziende, in considerazione anche delle diverse condizioni di esercizio delle reti, avrebbero potuto mettere in atto per contenere le perdite oltre quanto già riconosciuto loro a livello tariffario.
- 3.6 Inoltre, tale sistema non ha tenuto adeguatamente conto delle diverse condizioni di esercizio della rete, per effetto, ad esempio, delle caratteristiche tecniche della rete stessa o anche di fenomeni, quali i prelievi fraudolenti da parte dei clienti finali, realizzati anche attraverso la manomissione degli impianti.
- 3.7 In considerazione delle suddette osservazioni, l'Autorità, con la deliberazione 559/2012/R/eel, ha avviato un progetto di studio sul funzionamento delle reti finalizzato alla differenziazione dei fattori di perdita standard per usi perequativi e alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard attualmente in vigore. Contestualmente ha introdotto, con riferimento alla perequazione

---

<sup>3</sup> Ai sensi del TIV il "delta perdite" si riferisce alla valorizzazione economica della differenza tra perdite effettive e perdite standard; per semplicità, lo stesso termine, nei casi in cui non si generino ambiguità, è utilizzato anche con riferimento alla quantità di energia ad esso associata.

dell'anno 2012, un meccanismo transitorio di perequazione tra gli operatori, in attesa di portare a compimento il processo di revisione complessiva di tutta la disciplina. Il meccanismo transitorio è stato poi esteso (con modifiche) alle perequazioni degli anni 2013 e 2014, rispettivamente, con la deliberazione 19 dicembre 2013, 608/2013/R/eel, e con la deliberazione 10 aprile 2014, 169/2014/R/eel.

#### **4 Osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione 269/2013/R/eel e 264/2014/R/eel**

4.1 Nel documento per la consultazione 269/2013/R/eel, dopo aver indicato, anche tramite valutazioni quantitative, i presupposti per la revisione del meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV, sono state descritte le principali attività dello Studio del Politecnico 2014, ovvero:

- a) raccolta presso le imprese di distribuzione dei valori misurati relativi alle perdite effettive per singola Cabina Primaria<sup>4</sup> e dei relativi fattori di perdita effettivi con riferimento ad un intero anno di esercizio, nonché di alcune informazioni relative a parametri rappresentativi delle condizioni strutturali e di esercizio delle reti;
- b) identificazione da parte del Politecnico di Milano di campioni rappresentativi di reti italiane (campione esteso di reti MT e campione ridotto di reti BT, comunque rappresentativo della realtà italiana), ai fini del calcolo dei fattori di perdita standard di natura tecnica sulle reti medesime;
- c) determinazione delle perdite standard di natura tecnica sulle reti del campione MT e del campione BT di cui al punto precedente, mediante utilizzo da parte delle imprese di distribuzione di calcoli di *load flow* eseguiti su profili di carico misurati oppure, in caso di mancanza, su profili standard selezionati dalle imprese medesime e concordati con il Politecnico di Milano;
- d) correlazione dei suddetti risultati (perdite tecniche) con le principali variabili da cui essi risultano influenzati 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;
- e) 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;
- f) definizione, per ciascuna impresa distributrice, di un fattore percentuale

---

<sup>4</sup> La Cabina Primaria corrisponde ad un punto di interconnessione della rete di distribuzione con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna; in essa l'energia in ingresso ad alta tensione viene trasformata in uscita in energia in media tensione.

standard delle perdite di tipo tecnico (PST), calcolato sulla base della configurazione della propria rete di distribuzione, i cui tratti sono opportunamente assegnati alle classi rappresentative di cui al punto d), e dei corrispondenti fattori medi di perdita standard di cui al punto e); in alternativa, il PST potrebbe essere differenziato per livello di tensione;

- g) definizione di un fattore standard delle perdite di tipo commerciale (PSC), differenziato per cluster di reti con diversi livelli di efficienza gestionale oppure, in alternativa, differenziato per ciascuna impresa di distribuzione a partire dal confronto tra le perdite effettive sulla rete e il PST specifico aziendale.

4.2 Nello stesso documento per la consultazione sono state presentate le modifiche alle formule della perequazione perdite previste dal TIV, determinate in funzione dei risultati attesi in esito agli approfondimenti dello Studio del Politecnico 2014; in particolare, uno degli obiettivi della riformulazione è quello di preservare, in capo alle imprese di distribuzione, l'incentivo al contenimento delle perdite, rendendolo nel contempo più coerente con le reali condizioni di esercizio della rete e, di conseguenza, con lo sforzo che l'impresa potrebbe profondere per conseguirlo.

4.3 Inoltre, ferma restando la necessità di garantire la neutralità degli esercenti la maggior tutela rispetto alla gestione delle perdite di rete, l'Autorità ha valutato la possibilità che gli eventuali scostamenti derivanti dall'applicazione - su base nazionale - di fattori di perdita standard in prelievo ai clienti finali, e l'ammontare complessivo di perequazione risultante dall'applicazione di fattori di perdita differenziati alle imprese distributrici, siano trasferiti a beneficio o a carico del sistema tramite specifiche regolazioni economiche operate dalla Cassa.

4.4 Infine, il documento ha prospettato la possibilità di riconoscere all'impresa di distribuzione i costi relativi alle perdite fisiche reali sui trasformatori AT/MT di Cabina Primaria anziché seguire l'approccio convenzionale prospettato per la generalità dei segmenti della rete elettrica.

4.5 Le osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 269/2013/R/eel sono di seguito sintetizzate:

- le imprese di distribuzione hanno espresso alcune perplessità riguardo all'impianto presentato sia con riferimento alla necessità di acquisire un elevato numero di informazioni di dettaglio sia all'elevato grado di complessità potenzialmente derivante dalla selezione di una molteplicità di *driver* correlati con il fenomeno delle perdite di natura tecnica; alcuni operatori hanno pertanto suggerito di privilegiare l'ambito di concentrazione (densità abitativa) e, in subordine, il livello di tensione come parametri principali per la classificazione delle reti;

- per quanto riguarda la scelta tra un PST definito a livello di impresa o differenziato per livello di tensione non è emersa una posizione condivisa;
- rispetto alle perdite sui trasformatori AT/MT di Cabina Primaria, l'approccio basato sulle perdite fisiche reali (e non su quelle convenzionali) non è stato valutato positivamente dai rispondenti in quanto più complicato e ininfluenza per il calcolo del delta perdite dal momento che eventuali scostamenti tra perdite effettive e perdite standard a livello di sistema per questo elemento della rete ricadono nella definizione del corrispettivo per l'approvvigionamento nel mercato delle risorse necessarie al dispacciamento (cosiddetto *uplift*);
- le imprese di distribuzione ritengono che sia opportuno confermare i PST per un intero periodo regolatorio (almeno 4-5 anni) al fine di dare stabilità ai valori di perdita riconosciuti a ciascuna impresa, diluire nel tempo gli oneri amministrativi derivanti dalle attività di aggiornamento dei medesimi e consentire una corretta pianificazione degli investimenti sulle reti;
- in merito alla definizione del PSC le imprese distributrici rispondenti si sono espresse a favore di una differenziazione per impresa o, quantomeno, che tenga conto dei fattori esogeni legati al contesto all'interno del quale la medesima opera; un'associazione di categoria lato consumatori ha manifestato il proprio dissenso al riconoscimento delle perdite commerciali in quanto derivanti da errori di fatturazione e/o errata programmazione dei misuratori da parte dei distributori o da prelievi fraudolenti, ovvero da cause che possono essere controllate dai distributori o comunque rientranti nel rischio di impresa in capo ai medesimi;
- per quanto riguarda la nuova formula proposta per la quantificazione del delta perdite, alcune imprese distributrici hanno criticato la presenza nella formula di un meccanismo asimmetrico che riduce le perdite standard riconosciute all'impresa nel caso in cui le sue perdite effettive dovessero risultare inferiori alle perdite standard di natura tecnica; allo stesso modo è stato criticato il fatto che, nell'ipotesi di perdite effettive maggiori di quelle standard (tecniche più commerciali) all'impresa siano riconosciute solo quest'ultime;
- relativamente alla modalità di trattamento degli eventuali scostamenti derivanti dall'applicazione - su base nazionale - di fattori di perdita standard in prelievo ai clienti finali e l'ammontare complessivo di perequazione risultante dall'applicazione di fattori di perdita differenziati alle imprese distributrici, è emersa da parte degli operatori l'esigenza di avere più informazioni sull'articolazione del meccanismo nonché il timore che questo possa generare un aggravio degli oneri amministrativi in capo ai medesimi e alla Cassa;
- infine, un operatore ha suggerito, in alternativa all'approccio prospettato dall'Autorità per la regolazione delle perdite di rete a fini perequativi, di gestire le medesime in analogia con le modalità previste dalla regolazione tariffaria per il trattamento dei costi operativi, in particolare mediante un meccanismo di

*price cap* che prenda come riferimento per le perdite standard di ciascuna impresa un valore allineato alle proprie perdite storiche, abbinato ad un meccanismo di *profit sharing*.

- 4.6 L’Autorità prende atto di molte delle osservazioni descritte che trovano, quindi, riscontro nella proposta di revisione del meccanismo di perequazione di cui al capitolo 7. Con riferimento all’osservazione specifica sul riconoscimento delle perdite commerciali, è opportuno ricordare che la regolazione vigente perviene ad un riconoscimento delle perdite di rete (di tipo sia tecnico sia commerciale) su base convenzionale e che, a tale riguardo, l’Autorità intende confermare, come pure risulta dalle precedenti consultazioni sul punto, il proprio approccio, evitando un riconoscimento a “piè di lista” ma piuttosto prevedendo una modalità di trattamento delle perdite commerciali basata su fattori convenzionali differenziati per tenere conto della variabilità geografica dei fenomeni sottostanti, accompagnata da specifici meccanismi di contenimento verso livelli mediamente efficienti. A tale riguardo, l’Autorità evidenzia come uno dei valori aggiunti dello Studio del Politecnico 2014 sia proprio quello di pervenire ad una scomposizione delle perdite tra componente tecnica e componente commerciale e, di conseguenza, di poter definire modalità differenziate di incentivazione al contenimento delle perdite in funzione della natura delle medesime. Inoltre, con riferimento alla proposta di adottare, in alternativa all’approccio prospettato, un meccanismo di *price cap* (con possibilità di *profit sharing* tra imprese distributrici e clienti finali), l’Autorità evidenzia che questa opzione è stata attentamente considerata inizialmente, ma successivamente scartata, in considerazione anche della forte eterogeneità dei risultati di perequazione delle perdite tra le imprese di distribuzione, i quali suggeriscono di proseguire attraverso un riconoscimento delle perdite di rete su base convenzionale (seppure mediante una differenziazione legata alle caratteristiche tecniche e alle diverse condizioni di esercizio delle reti), al fine di meglio perseguire gli obiettivi del meccanismo di perequazione, più volte enunciati dall’Autorità e di seguito ripresi, nonché di evitare un trattamento del fenomeno eccessivamente differenziato a livello di ciascuna impresa distributtrice.
- 4.7 Il documento per la consultazione 269/2013/R/eel ha anche prospettato l’esigenza di introdurre, nelle formule del meccanismo di perequazione perdite, una coerente differenziazione dei fattori di perdita standard da applicare all’energia immessa nelle reti di distribuzione per tener conto del fenomeno della GD. Ciò è stato oggetto di approfondimento in uno specifico documento per la consultazione pubblicato il 6 giugno 2014 (264/2014/R/eel).
- 4.8 La raccolta di dati topologici ed energetici presso le società di distribuzione interconnesse con la RTN di Terna, durante la prima fase dello Studio del Politecnico 2014, ha permesso di:
- classificare le reti in passive e attive in funzione dell’entità del fenomeno

relativo all'inversione di flusso dell'energia elettrica a livello di Cabina Primaria, per effetto della GD;

- valutare la numerosità delle reti che esibiscono un comportamento anche solo parzialmente attivo, evidenziando la necessità di introdurre opportuni fattori correttivi nelle formule di perequazione in vigore; queste ultime, infatti, assumono un funzionamento delle reti in assetto passivo.

4.9 In considerazione di quanto emerso da questi approfondimenti, nel documento per la consultazione 264/2014/R/eel l'Autorità ha proposto due modalità per il trattamento della generazione distribuita ai fini della revisione del meccanismo di perequazione perdite:

- il Metodo A), che si caratterizza per la semplicità e relativa rapidità di implementazione, prevede di scomporre concettualmente in due flussi l'energia immessa nella rete di distribuzione da impianti di generazione. Al primo flusso, che non genera inversione a livello di Cabina Primaria, verrebbe applicato un fattore di perdita standard ipotizzato, in media nazionale per la media tensione, all'interno dell'intervallo tra il valore relativo alle perdite tecniche evitate da un generatore connesso al trasformatore AT/MT e il valore corrispondente alle perdite tecniche evitate, incluse quelle relative alla linea allo stesso livello di tensione a cui è connesso l'impianto di generazione, come stimate nel 2011 dal Politecnico di Milano (intervallo tra 2,4% e 3,4% con gli attuali valori dei coefficienti standard)<sup>5</sup>. Al secondo flusso, che invece genera inversione a livello di Cabina Primaria, verrebbe applicato un fattore di perdita standard, in media nazionale per la media tensione, compreso nell'intervallo tra il livello corrispondente ad un generatore connesso all'estremo inferiore della linea senza carichi elettricamente vicini che genera inversione su tutta la linea MT (1,4% con gli attuali valori dei coefficienti standard) e il livello corrispondente alle perdite tecniche evitate da un generatore connesso all'interfaccia AT/MT che non genera inversione lungo la linea (2,4% con gli attuali valori dei coefficienti standard)<sup>6</sup>;
- Il Metodo B), che consente di considerare in modo più puntuale l'impatto che la GD può causare sulla rete, prevede lo svolgimento di specifici calcoli di *load flow* finalizzati a stimare sia il fattore di perdita standard da applicare all'energia in inversione sia quello da applicare alla restante energia che non genera inversione, tenendo conto del rapporto tra l'energia immessa dalla GD e il carico totale sulla rete sotteso ad ogni Cabina Primaria. Un ulteriore affinamento del metodo consentirebbe di individuare in modo puntuale il

---

<sup>5</sup> L'intervallo di valori analogo per la bassa tensione avrebbe come estremi 5,1% e 8,6%.

Studio del Politecnico 2011: *Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione* - Allegato A al documento per la consultazione 26 gennaio 2012, 13/2012/R/eel, (di seguito: Studio del Politecnico 2011).

<sup>6</sup> Per semplicità il Metodo A) tiene conto solo in modo approssimato dell'energia in inversione proveniente dalla rete in bassa tensione.

coefficiente da applicare all'energia immessa in rete dagli impianti connessi alle reti BT che genera inversione a livello di Cabina Secondaria<sup>7</sup>, previa installazione di misuratori in corrispondenza dell'interfaccia MT/BT.

4.10 In considerazione del *trade-off* tra semplicità implementativa e rappresentatività del reale funzionamento delle reti, l'Autorità ha definito un percorso applicativo che prevede da subito l'adozione del Metodo A), valutando in un secondo momento, in presenza di una richiesta specifica da parte degli operatori, l'applicazione degli affinamenti metodologici previsti dal Metodo B).

4.11 In risposta al documento per la consultazione 264/2014/R/eel sono pervenute le seguenti osservazioni:

- le imprese di distribuzione evidenziano la necessità di poter disporre di tutti gli elementi necessari al calcolo degli importi di perequazione con la nuova metodologia in via di definizione; ciò al fine di poter valutare in termini quantitativi l'impatto economico del futuro meccanismo di perequazione perdite;
- per quanto riguarda il trattamento della GD, esse condividono il percorso applicativo proposto dall'Autorità che, privilegiando la semplicità di applicazione, consente di non appesantire l'operatività sottesa all'introduzione dei nuovi coefficienti di perdita standard a fini perequativi;
- circa l'orientamento espresso dall'Autorità con il Metodo A) di considerare in modo convenzionale gli effetti sulle perdite legati alla distanza tra il punto di connessione di ciascun generatore e la Cabina Primaria e tra impianti di generazione e carichi, nonché quelli derivanti dal potenziale sfasamento temporale tra immissioni e prelievi, un operatore ha evidenziato la necessità di tener conto della differenza tra la lunghezza media delle linee MT sottese alle Cabine Primarie rispetto alla lunghezza media nazionale; infatti, in alcuni casi, i flussi di energia possono risalire l'intera linea MT, transitare per la semisbarra di Cabina Primaria e percorrere tratti ulteriori di altre linee MT (che partono dalla stessa semisbarra), andando ad alimentare i carichi connessi a queste ultime senza che si verifichi inversione verso la RTN. Analogamente, occorrerebbe tener conto delle eventuali risalite di energia immessa sulle linee BT che si ridistribuisce su altre linee BT, sottese alla stessa Cabina Secondaria, senza transitare verso la rete MT. Inoltre, dal momento che nelle aree di bassa e media concentrazione (abitativa), caratterizzate dalla significativa presenza di generazione distribuita di origine fotovoltaica, lo sfasamento temporale tra immissioni e prelievi potrebbe essere rilevante, occorrerebbe tener conto delle perdite effettive sulle linee MT e BT differenziate per ambito di concentrazione e tipologia di rete considerata.

---

<sup>7</sup> Per Cabina Secondaria si intende un impianto elettrico di trasformazione dell'energia elettrica da media a bassa tensione.

- 4.12 Il presente documento per la consultazione, in particolare nei capitoli 6 e 7, fornisce tutti gli elementi informativi necessari allo svolgimento delle opportune simulazioni numeriche per valutare l'impatto economico del nuovo meccanismo di perequazione sulle imprese distributrici, consentendo lo svolgimento di analisi di *sensitivity* rispetto alle problematiche evidenziate nel punto precedente.
- 4.13 Con riferimento alle osservazioni specifiche sugli intervalli numerici per i valori dei fattori di perdita standard proposti in consultazione, l'Autorità ritiene che l'affinamento dell'approccio metodologico non possa prescindere dalla disponibilità di misure più puntuali sul fenomeno dell'inversione del flusso. E' infatti possibile immaginare che la misura dell'energia in inversione possa essere effettuata, a cura di ciascuna impresa, qualora la stessa lo ritenga necessario sulla base delle criticità riscontrate con i flussi di GD, non solo a livello di Cabina Primaria, ma anche in partenza a ciascuna linea MT della Cabina Primaria in modo da misurare esattamente l'energia in inversione anche nel caso in cui i flussi risalcano l'intera linea MT, transitino per la semisbarra di Cabina Primaria e percorrano tratti ulteriori di altre linee MT (che partono dalla stessa semisbarra), andando ad alimentare i carichi connessi a queste ultime senza creare inversione verso la RTN a livello di Cabina Primaria. In questo caso, la misura dell'energia da GD in inversione verrebbe determinata per mezzo di un misuratore posto in partenza a ciascuna linea MT; tali valori andrebbero sommati in modo da ricostruire l'energia in inversione sulle linee MT.
- 4.14 La stessa misura potrebbe essere effettuata, sempre a cura dell'impresa qualora la stessa lo ritenga necessario, anche sui trasformatori MT/BT in modo da considerare più in dettaglio l'energia in inversione sulle linee BT che potrebbe non essere vista all'interfaccia di Cabina Primaria. In questo caso, l'energia immessa dalla rete di distribuzione nella RTN risulterebbe convenzionalmente pari alla somma dell'energia in inversione sulle linee MT e di quella in inversione sulle linee BT come definita a livello di misuratore di Cabina Secondaria.

## **5 Studio del Politecnico di Milano**

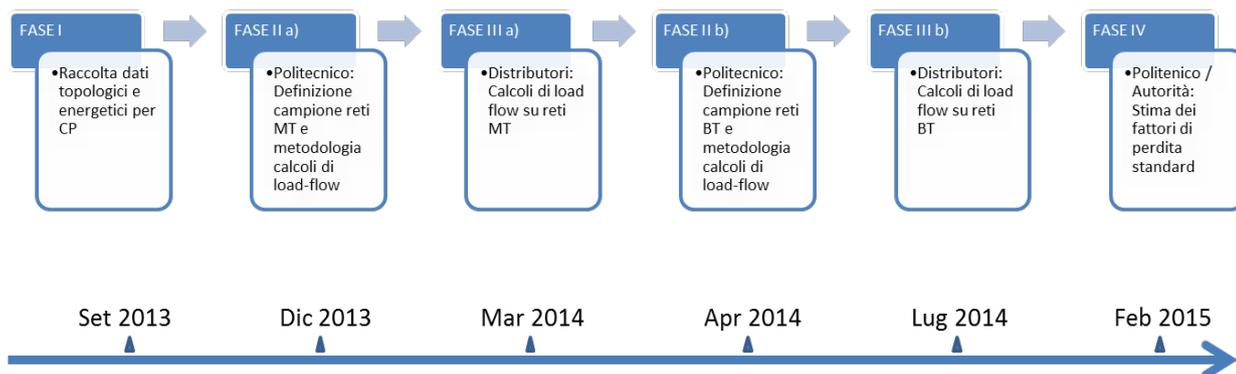
### Aspetti organizzativi e metodologici

- 5.1 Il progetto di studio delle reti di distribuzione è stato condotto dall'Autorità nel biennio 2013-2014 con l'assistenza tecnica del Politecnico di Milano e la collaborazione delle imprese di riferimento, ovvero delle imprese connesse alla RTN tramite almeno una Cabina Primaria. Il progetto si è svolto secondo quattro fasi principali, come di seguito sintetizzato:
- Fase I: raccolta di dati topologici ed energetici delle reti di distribuzione a livello di Cabina Primaria (interconnessione con la RTN);

- Fase II: identificazione di un campione rappresentativo di reti, sia per la media che per la bassa tensione, ai fini del calcolo dei fattori di perdita standard di natura tecnica sulle reti medesime;
- Fase III: esecuzione di calcoli di *load flow* sulle reti campionarie in media e bassa tensione per la determinazione delle perdite di natura tecnica;
- Fase IV: stima dei fattori standard relativi alle perdite tecniche e stima delle perdite di natura commerciale.

Le tempistiche di effettiva implementazione del progetto sono riportate nel grafico 1.

**Graf. 1 – Progetto di studio delle reti di distribuzione**



5.2 La prima fase del progetto, avviata a valle dell'incontro con i distributori del 19 febbraio 2013, ha comportato la raccolta, presso le imprese di distribuzione, dei valori misurati di perdite effettive per singola Cabina Primaria (calcolate come differenza tra immissioni e prelievi) e dei relativi fattori di perdita (effettivi) con riferimento ad un intero anno di esercizio, nonché di alcune informazioni circa i parametri rappresentativi delle condizioni strutturali e di esercizio delle reti (livello di tensione, ambito di concentrazione, lunghezza delle linee, numero di utenti attivi e passivi a livello di MT e BT, ecc.). Durante la raccolta dei dati è stato necessario procedere ad una serie di verifiche puntuali, ad esempio per escludere dall'analisi le reti caratterizzate da frequenti cambi di assetto o con un elevato numero di interconnessioni e per riportare in modo corretto tutte le misure al livello della media tensione, assicurando la comparabilità dei dati forniti. Sulla base dei dati raccolti è stato poi possibile classificare le reti in passive e attive in funzione dell'entità del fenomeno relativo all'inversione di flusso dell'energia a livello di Cabina Primaria per effetto della generazione distribuita. La prima fase è stata completata nella prima metà del mese di settembre 2013.

- 5.3 Durante la seconda fase del progetto, nel corso del quarto trimestre 2013, è stato dapprima messo a punto il campione di reti in media tensione per i calcoli di *load flow* finalizzati alla determinazione dei fattori standard relativi alle perdite di natura tecnica, considerando solo i carichi passivi (ovvero considerando tutte le reti in assetto passivo, senza inversione di flusso). Le reti del campione estratto risultano essere rappresentative non solo dei parametri geografici (provincia) o strutturali della rete (livello di tensione), ma anche della modalità con cui le reti stesse sono esercite (ambito di concentrazione e, più in dettaglio, densità lineare di carico<sup>8</sup> che è maggiore per contesti cittadini, minore in ambito rurale) che ne influenza il comportamento. Nei primi mesi del 2014 è stato predisposto un campione analogo di reti per la bassa tensione. Anche in questo caso le reti sono state considerate in assetto passivo. Il campione estratto risulta essere rappresentativo a livello di regione, ambito di concentrazione e potenza nominale del trasformatore MT/BT, oltre che rispetto al livello di tensione MT della rete a monte. In parallelo alla predisposizione dei campioni di reti, sono state messe a punto le metodologie per lo svolgimento dei calcoli di *load flow* da parte delle imprese di distribuzione. I dettagli dell'approccio utilizzato per l'estrazione dei due campioni e delle metodologie di calcolo sono riportati in appendice.
- 5.4 Durante la terza fase del progetto, 25 imprese distributrici (su 29), con l'assistenza tecnica del Politecnico di Milano, hanno condotto i calcoli di *load flow* con riferimento ai campioni di reti in media tensione e 23 imprese distributrici hanno condotto i calcoli analoghi per le reti in bassa tensione. La terza fase si è conclusa nell'estate del 2014.

*Risultati dello studio: stima dei fattori standard di perdita (perdite tecniche) a livello locale*

- 5.5 In esito ai calcoli di *load-flow* sono stati stimati, per ogni impresa di riferimento, i fattori di perdita di natura tecnica associati ai diversi elementi della propria rete (trasformatori e linee) sottesi alla stessa Cabina Primaria. Il passo successivo ha comportato, per i singoli elementi di rete, l'aggregazione – tramite medie ponderate - dei risultati campionari, ottenuti a livello di Cabina Primaria, secondo le classi rappresentative e le dimensioni riportate nella tavola 1.

---

<sup>8</sup> La densità lineare di carico è pari al rapporto tra la potenza contrattuale dei clienti in media e bassa tensione e la lunghezza della rete in media tensione.

**Tav. 1 – Classi rappresentative dei diversi elementi di rete**

<b>Elemento di rete</b>	<b>Ambito di concentrazione<sup>9</sup></b>	<b>Livello di tensione (kV)</b>	<b>Potenza nominale (kVA)</b>
<b>Trasformatore AT/MT</b>	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	
<b>Linee MT</b>	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	
<b>Trasformatore MT/BT</b>	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	50-100-160- 250-400-630
<b>Linee BT</b>	Alta-Media-Bassa	<15; 15; 20; >20	50-100-160- 250-400-630

- 5.6 I risultati dei calcoli di *load flow* sono stati successivamente corretti con i coefficienti riportati nella Tavola 2 per tener conto degli effetti sulle perdite di rete che non è stato possibile modellizzare in modo esplicito. In particolare sono stati introdotti i seguenti fattori correttivi:
- fattore correttivo legato al modello di calcolo per quantificare alcuni elementi tra cui le incertezze dei parametri impiegati (come per la resistenza considerata a 20° C e non alla reale temperatura di esercizio, la lunghezza delle linee, ecc.), le perdite sugli elementi trasversali della rete (ad esempio, le perdite lungo gli isolatori), le perdite sugli elementi di rete non considerati nel modello, come i quadri e le sbarre, ed eventuali squilibri tra le fasi (soprattutto con riferimento alle reti BT); tale fattore è stato considerato sia per le reti MT (trasformatori e linee), sia per le reti BT;
  - fattore correttivo legato al riporto del carico BT alla Cabina Secondaria. Tale fattore è applicato solo con riferimento alle reti MT e solo per quelle reti in cui tale fenomeno non è stato effettivamente considerato nei calcoli di *load flow*;
  - fattore correttivo legato all’assetto fuori standard delle reti MT in funzione delle necessità di esercizio (quali guasti o lavori di manutenzione/sviluppo). Tale fattore è applicato alle sole linee MT ed è basato sull’ipotesi che, mediamente, ogni linea funzioni per il 5% del tempo annuo in assetto fuori

<sup>9</sup> La deliberazione 337/07 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 comunali servite dalla stessa impresa distributrice all’interno di una stessa provincia e aventi lo stesso grado di concentrazione. Nel presente documento per la consultazione, per “ambito di concentrazione” si intende il raggruppamento degli ambiti territoriali serviti dalle imprese di distribuzione e aventi lo stesso grado di concentrazione.

standard con un conseguente aumento delle perdite;

- fattore correttivo legato alle perdite nella misura (perdite sui misuratori elettronici dei clienti MT e BT) applicato alle sole linee MT e BT;
- fattore correttivo legato all'utilizzo di profili standard non misurati ricavati da curve tipo (per la rete MT) o tramite procedure semplificate (per la rete BT) dedotte a partire dal prelievo residuo dell'area (PRA). Tale fattore è applicato a livello MT e BT per le sole reti in cui tale fenomeno è incidente (sono escluse le reti in cui i calcoli di *load flow* sono stati effettuati sulla base dei dati effettivamente registrati dai contatori o da sistemi DSM - *Distribution Management System*);
- fattore correttivo per tenere conto del fattore di potenza dei carichi BT di cui non si conosce l'esatto valore. Tale fattore è applicato solo a livello di rete BT.

**Tav. 2 – Coefficienti correttivi**

<b>Trasformatore AT/MT</b>	<b>Linee MT</b>	<b>Trasformatore MT/BT</b>	<b>Linee BT</b>
0,02%	0,40%	0,48%	1,17%

- 5.7 Le seguenti tavole di dettaglio riportano i fattori di perdita standard per i diversi elementi di una rete di distribuzione. I valori incorporano i coefficienti correttivi di cui al punto precedente. Rispetto al livello di tensione MT, i valori evidenziano una maggiore efficienza delle reti con tensione superiore a 20 kV ed una minore efficienza delle reti con livelli di tensione inferiori a 15 kV. L'ordinamento in termini di efficienza delle reti con tensione pari a 15 kV e 20 kV risulta, invece, in alcuni casi invertito soprattutto con riferimento alle reti a 20 kV che si trovano in un ambito a media concentrazione. In tale caso, infatti, dall'analisi dei valori forniti dalle imprese, si è riscontrato che tali reti presentano spesso una densità elettrica (calcolata come rapporto tra la potenza contrattuale dei carichi MT e BT connessi e la lunghezza della rete) ridotta e, quindi, perdite maggiori. Ciò dovrebbe trovare conferma anche nel fatto che spesso le reti MT a 20 kV sono concentrate al Sud e soprattutto nell'ambito a media concentrazione. Tali reti sono situate in contesti più simili ad un ambito di bassa concentrazione, ovvero caratterizzati da linee lunghe e con poco carico, e pertanto potrebbero mostrare valori di perdite maggiori. La stessa osservazione vale anche per le linee BT.
- 5.8 Sulla base delle valutazioni elaborate nell'ambito dello Studio del Politecnico 2014, la configurazione che meglio appare in grado di rappresentare la realtà di esercizio delle reti, con riferimento specifico al fenomeno delle perdite di energia elettrica di tipo tecnico, segue una struttura matriciale a due dimensioni: ambito territoriale di concentrazione e livello di tensione sulle linee per le reti MT;

ambito territoriale di concentrazione e taglia del trasformatore MT/BT (oppure livello di tensione sulle linee) per le reti BT. Una configurazione più semplice basata su un'unica dimensione, nella fattispecie l'ambito di concentrazione che rappresenta, singolarmente, il *driver* più potente a cui è possibile ricondurre le differenze nel comportamento delle reti rispetto al fenomeno delle perdite, è stata inizialmente presa in considerazione per differenziare i fattori convenzionali di perdita ma successivamente scartata in quanto non sufficientemente discriminante. I parametri stimati sono riportati nelle Tavole da 3 a 6 a seguire.

**Tav. 3 – Fattori di perdita standard per i trasformatori AT/MT**

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	0,52%	0,59%	0,58%
15 kV	0,48%	0,48%	0,49%
20 kV	0,50%	0,53%	0,53%
> 20 kV	0,39%	0,52%	

**Tav. 4 – Fattori di perdita standard per le linee MT**

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	1,27%	1,43%	2,27%
15 kV	1,09%	1,18%	1,29%
20 kV	0,96%	1,15%	1,08%
> 20 kV	0,68%	0,70%	

**Tav. 5 – Fattori di perdita standard per i trasformatori MT/BT**

Taglia del trafo	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
50 kVA			2,43%
100 kVA		2,01%	2,02%
160 kVA		1,86%	1,78%
250 kVA	1,66%	1,68%	1,65%
400 kVA	1,55%	1,60%	1,34%
630 kVA	1,40%	1,43%	0,75%

**Tav. 5.1 – Fattori di perdita standard per i trasformatori MT/BT**

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	1,49%	1,55%	2,17%
15 kV	1,54%	1,69%	1,71%
20 kV	1,53%	1,60%	1,76%
> 20 kV	1,59%	1,32%	

**Tav. 6 – Fattori di perdita standard per le linee BT**

Taglia del trafo	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
50 kVA			2,46%
100 kVA		2,82%	2,78%
160 kVA		2,56%	2,61%
250 kVA	2,26%	2,60%	2,93%
400 kVA	2,55%	2,60%	4,20%
630 kVA	2,05%	2,65%	2,49%

**Tav. 6.1 – Fattori di perdita standard per le linee BT**

Livello di tensione MT	Ambito di concentrazione		
	Alta	Media	Bassa
< 15 kV	2.21%	3.03%	2.40%
15 kV	2.38%	2.46%	2.74%
20 kV	2.30%	2.69%	2.96%
> 20 kV	2.17%	1.64%	

5.9 Sebbene l'applicazione di fattori di perdita tecnici per ambito di concentrazione e per livello di tensione (o taglia del trasformatore), come sopra rappresentati, consentirebbe una regolazione delle perdite di energia elettrica maggiormente aderente alle condizioni di esercizio delle reti sul territorio nazionale, le stime ottenute tramite lo Studio del Politecnico 2014 potrebbero risentire di imprecisioni legate al campione ridotto su cui sono state effettuate queste specifiche simulazioni. Inoltre, per procedere ad implementare una regolazione basata su una siffatta disaggregazione bi-dimensionale dei coefficienti di perdita di tipo tecnico (ad esempio per ambito di concentrazione e livello di tensione) si richiederebbe alle imprese distributrici, ai fini della stima su base campionaria (e,

successivamente su tutte le reti di distribuzione), di adottare le misure di seguito specificate:

- svolgimento di nuovi calcoli di *load flow* su un campione di rete MT e BT maggiormente rappresentativo del fenomeno in esame (numero omogeneo di reti in ciascuna delle classi rappresentative);
- definizione di modalità per la misura dei flussi energetici suddivisi tra le diverse classi rappresentative, in particolare, associando l'energia assorbita da ciascun cliente ad uno specifico livello di tensione MT.

Risultati dello studio: stima dei fattori standard di perdita (perdite tecniche) a livello nazionale

5.10 A valle dei calcoli di *load-flow*, condotti dalle imprese di distribuzione di riferimento, è stato possibile ristimare i fattori di perdita standard (perdite tecniche) in media nazionale per ogni elemento della rete di distribuzione (trasformatori e linee) e confrontarli con gli esiti del precedente studio, condotto dal Politecnico di Milano nel 2011 applicando metodologie analoghe di analisi. La tavola 7 riporta questo confronto.

**Tav. 7 – Fattori percentuali convenzionali di perdita a livello nazionale**

Elemento di rete	Fattori % di perdita stimati (perdite tecniche)	
	Studio Politecnico 2014	Studio Politecnico 2011
Linea AT	1,8	1,8
Trafo AT/MT	0,5	0,6
Linea MT	1,2	1,0
Trafo MT/BT	1,7	1,9
Linea BT	2,6	3-4

5.11 Lo scostamento maggiore tra le vecchie e le nuove stime riguarda il coefficiente relativo alle linee in bassa tensione. Come già evidenziato nei precedenti documenti per la consultazione, la stima riportata, sotto forma di intervallo, nello Studio del Politecnico 2011, era stata effettuata su un campione molto ridotto di reti di distribuzione che non conteneva tutte le informazioni necessarie per effettuare il calcolo corretto delle perdite (ad esempio, l'indicazione della sezione monofase o trifase della linea e della fase a cui ciascun carico risulta collegato) e

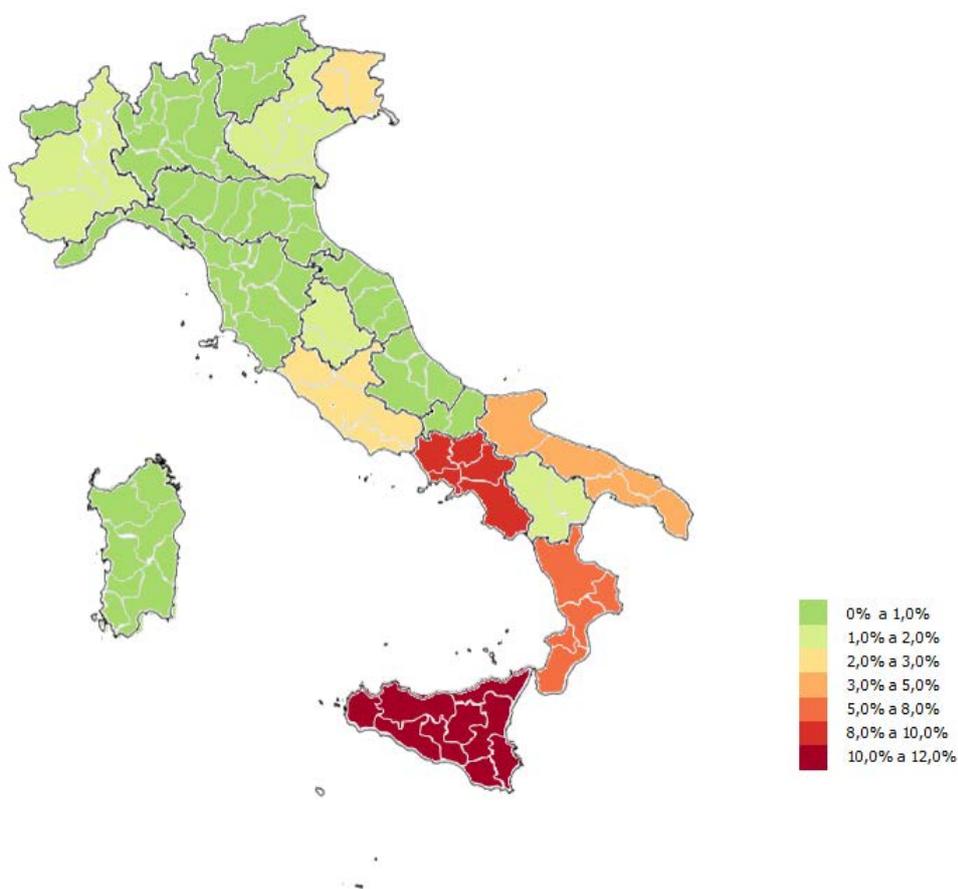
pertanto non è stata utilizzata a fini regolatori. La nuova stima puntuale, invece, è stata effettuata su un campione rappresentativo della realtà presente sul territorio nazionale e correttamente modellizzato con tutte le informazioni necessarie e, pertanto, è considerata un risultato affidabile al fine di rivedere il fattore di perdita standard relativo alle linee a questo livello di tensione.

*Risultati dello studio: stima delle perdite commerciali*

- 5.12 In esito allo Studio del Politecnico 2014 è stato possibile, per la prima volta, dare evidenza separata delle perdite di natura commerciale, ovvero di quella parte delle perdite che non dipende dalle caratteristiche fisiche della rete e che può essere ascritta ad altri fattori come i prelievi fraudolenti di energia elettrica e gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati. La stima delle perdite commerciali è stata effettuata a partire dai dati forniti nelle fasi 1 e 3 dello studio. In particolare, durante la fase 1 sono state determinate le perdite effettive in ogni macrozona (Nord, Centro, Sud); a questi valori sono state sottratte le perdite tecniche determinate nella fase 3 sempre a livello di ciascuna macrozona. Ai fini della stima delle perdite tecniche è opportuno segnalare che i coefficienti tecnici determinati dalla nuova analisi sono stati applicati ai valori di perequazione dell'anno 2013, adottando alcune ipotesi semplificative (alcuni dati sono stati stimati in quanto non direttamente disponibili nella perequazione attuale). Allo stesso modo, la determinazione delle perdite effettive è stata realizzata sulla base del campione inviato dalle imprese di distribuzione nella fase 1, che contiene delle semplificazioni nei calcoli delle quantità energetiche (soprattutto con riferimento alle interconnessioni).
- 5.13 Le analisi compiute dal Politecnico di Milano consegnano un quadro del livello di perdite effettive notevolmente differenziato sul territorio nazionale, con livelli compresi tra il 6% circa nelle regioni del Nord e il 12% circa nelle regioni del Sud. Al contempo, le stime compiute nell'ambito dello Studio del Politecnico 2014 non evidenziano un'analogia differenziazione su base tecnica delle perdite di rete, essendo le medesime influenzate da variabili che non presentano una significativa caratterizzazione regionale, quali appunto l'ambito di concentrazione, il livello di tensione sulle linee MT o la taglia del trasformatore MT/BT per le reti BT. In esito al confronto tra perdite effettive e perdite standard, le perdite di rete di natura commerciale possono essere stimate ad un livello inferiore all'1% nelle regioni del Nord, in un intervallo compreso tra l'1-2% nelle regioni del Centro e ad un livello compreso tra il 5-6% nelle regioni del Sud.
- 5.14 Sebbene diversi fenomeni contribuiscano a rendere le perdite effettive differenti dalle perdite tecniche, quali anche errori nella misura dell'energia immessa o prelevata dalla rete, si ritiene, tuttavia, che il comportamento osservato, anche come evidenziato nei precedenti anni da alcune imprese di distribuzione, sia effettivamente indicativo di un fenomeno, quello delle perdite commerciali,

presente in diverso modo sul territorio italiano, come risulta dal grafico 2 che riporta su una mappa tematica la distribuzione delle perdite commerciali stimate a livello regionale.

**Graf. 2 – Distribuzione regionale delle perdite commerciali stimate (valori percentuali)**



5.15 I fattori convenzionali percentuali di perdita relativi alle perdite commerciali sono riportati nella tavola 9; essi tengono conto delle stime effettuate nell'ambito dello Studio del Politecnico 2014, dell'obiettivo di riconoscimento delle perdite su base convenzionale e degli esiti del meccanismo di perequazione delle perdite negli

ultimi anni. In particolare, per quanto concerne il livello di riconoscimento delle perdite commerciali, l’Autorità intende fare salvo il principio di trattamento delle perdite su base convenzionale, assicurando che, pur nell’ambito della differenziazione territoriale operata a fini perequativi, mediamente il livello delle perdite commerciali implicitamente riconosciuto risulti compatibile con il fattore percentuale di perdita standard attualmente vigente sui prelievi in BT dei clienti finali (10,4%) e in riduzione rispetto al fattore percentuale di perdita standard attualmente vigente sui prelievi in MT (da 4,0% a 3,8%).

- 5.16 Ai fini della perequazione delle perdite di rete sulle reti di distribuzione, l’Autorità prospetta di applicare i fattori di perdita di tipo commerciale soltanto ai prelievi degli utenti finali. Sarebbero quindi esclusi dall’applicazione dei suddetti coefficienti i prelievi di energia elettrica relativi a punti di interconnessione tra reti e a punti per usi propri di trasmissione e distribuzione, in quanto direttamente misurati e comunque non soggetti a furti.

**Tav. 9 – Fattori di perdita standard per le perdite commerciali**

Elementi di rete	Macrozona		
	Nord	Centro	Sud
Rete AAT	---	---	---
Rete AT	---	---	---
Trasformatore AT/MT	---	---	---
Linee MT	0,1%	0,3%	0,9%
Trasformatore MT/BT	0,2%	0,5%	1,4%
Linee BT	0,7%	1,2%	4,0%

## **6 Revisione dei fattori di perdita standard per i prelievi e le immissioni dalle/nelle reti in media e bassa tensione**

- 6.1 La disciplina attualmente in vigore prevede che ai prelievi dei clienti finali connessi in media e bassa tensione e alle immissioni degli impianti di generazione nelle reti di distribuzione siano applicati, in modo uniforme, i fattori di perdita standard di cui alle colonne A) e C) della Tavola 4 del TIS<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (SETTLEMENT) – Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09.

- 6.2 A conclusione dello Studio del Politecnico 2014, l’Autorità intende completare il processo di revisione dei fattori di perdita standard per i prelievi dei clienti finali e per le immissioni degli impianti di generazione distribuita, avviato con la deliberazione 196/2011, al fine di perseguire, oltre agli obiettivi generali indicati nel capitolo 2, anche i seguenti obiettivi specifici:
- a) affinare e rendere più trasparente la disciplina delle perdite di rete, evidenziando nei fattori di perdita standard applicati ai prelievi di energia elettrica, i diversi elementi che contribuiscono alla formazione delle perdite (di natura tecnica e commerciale);
  - b) determinare in modo prudenziale i fattori convenzionali delle perdite standard da applicare ai prelievi con decorrenza dall’1 gennaio 2016, trasferendo direttamente a favore dei clienti finali gli eventuali benefici e prevedendo per gli anni successivi un percorso di efficientamento della componente afferente le perdite commerciali da definire in coerenza con il prossimo periodo regolatorio; ciò è anche funzionale a minimizzare l’inevitabile disallineamento iniziale con il nuovo regime di perequazione che entrerà in vigore a valere sull’anno di competenza 2015;
  - c) valutare se, sulla base dei nuovi dati disponibili, sia opportuno tener conto in modo più puntuale dell’energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione che genera inversione a livello di Cabina Primaria, al fine di aggiornare i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare alle immissioni in media e bassa tensione a partire dall’1 gennaio 2016.
- 6.3 Il tema del contenimento delle perdite di natura commerciale va affrontato. A tal fine si può valutare la responsabilizzazione, oltre che dei distributori, anche dei clienti finali, da perseguirsi, eventualmente, anche tramite una differenziazione territoriale dei fattori standard da applicare ai prelievi.
- 6.4 La tavola 10 riporta, per ogni elemento di rete, i fattori di perdita standard per le perdite tecniche e, laddove rilevanti, per le perdite commerciali, confrontandoli con i corrispondenti fattori convenzionali di perdita previsti dalla disciplina in vigore.

**Tav. 10 – Fattori percentuali convenzionali di perdita a livello nazionale a fini regolatori**

Elemento di rete	Nuova regolazione dall'1 gennaio 2016			Regolazione vigente (*)
	Perdite tecniche	Perdite commerciali	Perdite totali	Perdite totali
<b>Linea AT</b>	1,8	---	1,8	1,8
<b>Trafo AT/MT</b>	0,5	---	0,5	0,6
<b>Linea MT</b>	1,2	0,3	1,5	1,6
<b>Trafo MT/BT</b>	1,7	0,6	2,3	2,6
<b>Linea BT</b>	2,6	1,8	4,3	3,8

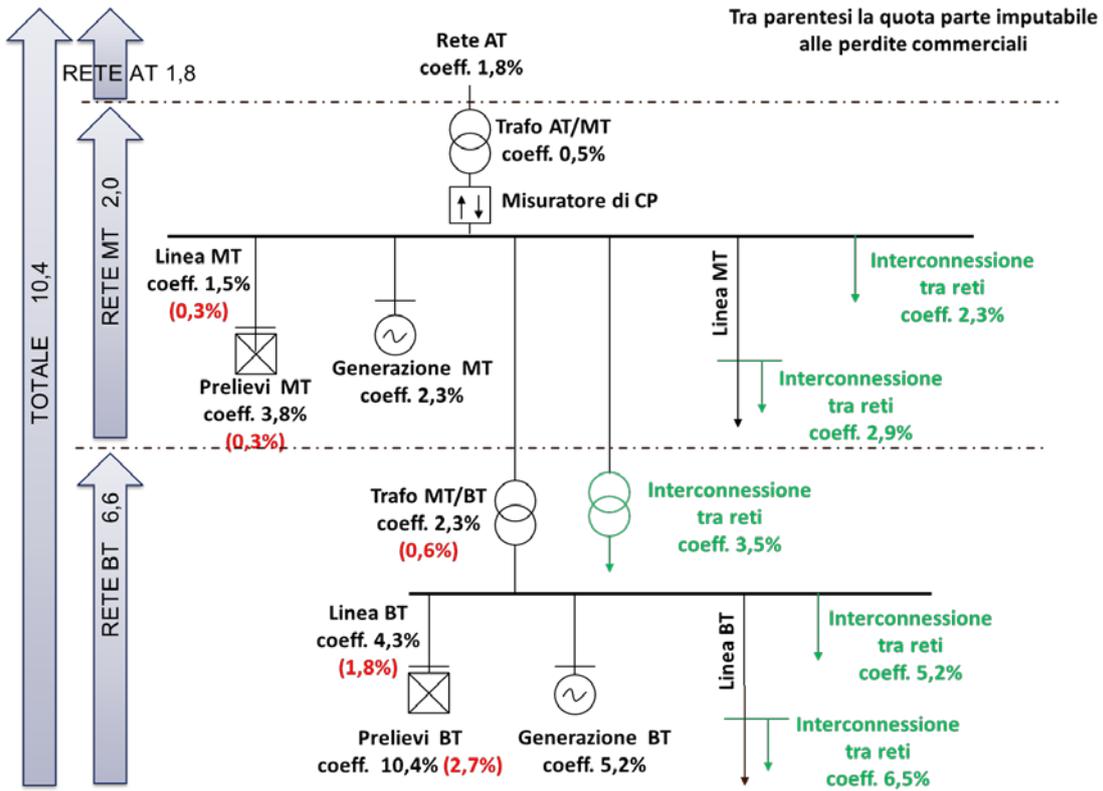
(\*) Elaborazione sulla base della Tavola 4 del TIS. I fattori percentuali convenzionali di perdita applicati attualmente a fini regolatori si riferiscono alle perdite complessive senza distinzione in base alla natura fisica o commerciale delle medesime.

6.5 Per quanto riguarda le immissioni della GD, tenendo conto del peso ancora contenuto, seppur crescente, dell'energia elettrica immessa nella rete di distribuzione che transita verso la RTN (energia in inversione)<sup>11</sup>, si propone di confermare l'approccio delineato con la deliberazione 175/2012/R/eel, ritenendo corretto continuare a riconoscere come perdite evitate, nei fattori convenzionali di perdita da applicare alle immissioni nelle reti in media e bassa tensione, le perdite tecniche relative ai transiti e alle trasformazioni a monte rispetto al punto di immissione. Le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione non verrebbero, pertanto, considerate perdite evitate dalla generazione distribuita, in linea con la disciplina in vigore. I nuovi valori dei fattori di perdita standard da applicare alle immissioni in media e bassa tensione riflettono, pertanto, l'aggiornamento dei coefficienti associati ai diversi elementi di rete di cui alla tavola 9 relativamente alle sole perdite di natura tecnica.

6.6 I fattori di perdita standard da applicare ai prelievi, alle immissioni nelle reti di distribuzione e alle interconnessioni tra reti sono riportati nel grafico 3.

<sup>11</sup> Nel 2012 e nel 2013, su un totale di 4000 sezioni AT/MT, le percentuali di quelle che hanno registrato un'inversione di flusso maggiore dell'1% sono state pari, rispettivamente, al 21% e al 27%. Non si dispongono di dati sulle inversioni di flusso a livello di singola linea MT o di Cabina Secondaria.

**Graf. 3 – Fattori di perdita standard (perdite tecniche e commerciali) a livello nazionale**



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

7.1 Nel rivedere la disciplina che regola il meccanismo di perequazione delle perdite di rete, l’Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- a) promuovere l’efficienza nella gestione della rete, mantenendo un incentivo al contenimento delle perdite commisurato, da una parte, al *range* di azioni che le imprese di distribuzione possono realisticamente mettere in atto a tal fine e, dall’altro, ai costi ulteriori derivanti da tali azioni che non trovano copertura tramite quanto riconosciuto dalla regolazione tariffaria;
- b) promuovere una maggiore equità, riconoscendo, sia pure a livello convenzionale, le differenti condizioni di esercizio delle reti tra le imprese di distribuzione;
- c) consentire ai clienti finali di beneficiare dei guadagni di efficienza conseguiti dalle imprese distributrici e/o dei vantaggi che ad esse possono derivare dalla gestione delle reti in contesti operativi esogenamente favorevoli al contenimento delle perdite di rete;
- d) contenere gli oneri amministrativi in capo alle imprese distributrici connessi con il passaggio dal meccanismo vigente al nuovo regime di perequazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.

7.2 Il nuovo meccanismo di perequazione delle perdite innova, pertanto, il meccanismo esistente attraverso:

- la definizione di fattori di perdita standard differenziati in base alla natura delle perdite (tecniche *versus* commerciali), assicurando in tal modo la possibilità di definire traiettorie differenziate per una gestione più efficiente delle reti, in linea con il conseguimento dell’obiettivo a) di cui al punto 7.1;
- la differenziazione dei fattori di perdita standard di natura commerciale a livello di macrozona, al fine di consentire un riconoscimento delle medesime maggiormente coerente con la distribuzione e intensità del fenomeno sul territorio italiano. A tale riguardo l’Autorità intende, da un lato, confermare il proprio approccio di trattamento delle perdite commerciali su base convenzionale, evitando un riconoscimento a “piè di lista” delle medesime, dall’altro, innovare tramite una differenziazione dei fattori convenzionali di riconoscimento per tenere conto della variabilità geografica delle perdite di natura commerciale, accompagnata da strumenti di regolazione volti a promuovere percorsi virtuosi di contenimento delle perdite verso livelli più efficienti. Ciò è funzionale al raggiungimento dell’obiettivo b) di cui al punto 7.1;
- l’applicazione, per ogni elemento di rete, dei fattori di perdita standard di tipo

tecnico in media nazionale che risultano dallo Studio del Politecnico 2014, tenendo conto, sia pure parzialmente, anche degli effetti della non trascurabile penetrazione della GD. L'Autorità valuta al riguardo che fattori tecnici, differenziati congiuntamente per ambito di concentrazione e livello di tensione sulle linee di rete, consentirebbero di rappresentare più fedelmente il reale esercizio delle reti. Tuttavia, le stime dei fattori tecnici così differenziati richiedono di essere consolidate e potranno essere utilizzate, a valle di ulteriori analisi (sia di tipo tecnico sia di tipo costi-benefici) e su richiesta delle imprese distributrici, tramite un affinamento metodologico del meccanismo di perequazione delle perdite, la cui introduzione potrà essere valutata già durante il prossimo periodo regolatorio, in fase di revisione infra-periodo. L'orientamento prospettato dall'Autorità persegue pertanto l'obiettivo b) di cui al punto 7.1, compatibilmente con le esigenze di cui all'obiettivo d) del medesimo punto;

- l'introduzione di un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, come di seguito definito, volto ad assicurare il controllo del livello di premialità implicita nel meccanismo e, al contempo, assicurare un trasferimento a favore dei clienti finali, coerentemente sia con l'obiettivo a) sia con l'obiettivo c) di cui al punto 7.1.

In particolare, l'introduzione di un elemento di parametrizzazione specifico aziendale costituisce un correttivo necessario a fronte della semplificazione operata sotto il profilo della differenziazione dei fattori di perdita standard, in modo da assicurare che quanto riconosciuto convenzionalmente a ciascuna impresa di distribuzione preservi caratteristiche di proporzionalità rispetto alle condizioni reali di esercizio delle reti, evitando di erogare un premio eccessivo, non giustificato dalle azioni intraprese dalle imprese per il contenimento delle perdite di rete<sup>12</sup>. L'applicazione di tale elemento di parametrizzazione potrebbe essere riconsiderata a fronte di un affinamento metodologico del meccanismo di perequazione delle perdite volto a introdurre una differenziazione dei fattori di perdita di tipo tecnico per ambito di concentrazione e livello di tensione sulle linee in media tensione.

Inoltre, al fine di conseguire il rispetto dell'obiettivo d) di cui al punto 7.1, si propone di semplificare la struttura delle informazioni che le imprese di distribuzione devono inviare annualmente alla Cassa per il calcolo dei saldi di perequazione ai sensi del TIV, eliminando alcune voci non più necessarie<sup>13</sup> a

---

<sup>12</sup> E' opportuno a tal riguardo ricordare che, dalle analisi effettuate, circa un terzo delle imprese di distribuzione avrebbero registrato nell'anno di competenza 2013 perdite effettive inferiori alle perdite standard di natura tecnica.

<sup>13</sup> Ad esempio, l'art. 24.1 del TIV prevede di profilare l'energia elettrica fornita ai clienti serviti in maggior tutela utilizzando il profilo (per mese e per fascia) dell'energia elettrica immessa nella rete di distribuzione e destinata agli stessi clienti. Dal momento che, tuttavia, i distributori da tempo rilevano i prelievi per fascia e per mese di quasi tutti i clienti serviti in tutela, la distinzione per tipologia di mercato non è più necessaria ai fini del calcolo dei saldi di perequazione.

fronte, tuttavia, dell'introduzione di alcune disaggregazioni ulteriori funzionali all'applicazione del nuovo meccanismo. Si tratta, in parte, di informazioni già nella disponibilità degli operatori in quanto previste dalla vigente regolazione della qualità delle reti.

- 7.3 Riguardo al trattamento della generazione distribuita, si vuole evidenziare come, a fini perequativi, la metodologia prospettata nel documento per la consultazione 264/2014/R/eel (Metodo A) sia coerente con l'introduzione di fattori di perdita differenziati in funzione delle caratteristiche delle reti. Infatti, in questo contesto, rileva non tanto la localizzazione puntuale dei singoli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione quanto gli effetti che mediamente produce la presenza della generazione distribuita su ciascuna rete, rendendo opportuna la distinzione tra energia in inversione verso la RTN e energia presumibilmente assorbita dai carichi locali. Tali effetti, anche in considerazione delle osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 264/2014/R/eel, non possono che essere considerati in maniera convenzionale ai fini dell'applicazione del Metodo A. Rispetto ai valori indicativi espressi in media nazionale nel suddetto documento per la consultazione, l'attuale proposta, che si inserisce in un quadro che non prevede differenziazione dei coefficienti per le perdite di natura tecnica, esprime una maggiore cautela nella definizione dei fattori di perdita standard da applicare all'energia immessa nelle reti di distribuzione che non genera inversione a livello di Cabina Primaria, riconoscendo la possibilità concreta di fenomeni di inversione di flusso anche lungo le linee e i trasformatori senza transito verso la RTN.
- 7.4 E' opportuno, inoltre, evidenziare che la misura dell'energia elettrica da generazione distribuita in inversione deve essere effettuata presso ciascuna Cabina Primaria, tramite misuratori posizionati sulla parte AT o MT del trasformatore. Per il calcolo di tale quantità energetica, non possono, quindi, essere considerati i misuratori posti su linee AT di proprietà dell'impresa di distribuzione, che rappresentano il punto di scambio ufficiale tra la RTN gestita da Terna e la medesima impresa di distribuzione. In assenza di misuratori posti in Cabina Primaria, il valore dell'energia da generazione distribuita in inversione verrebbe posto pari a zero.
- 7.5 Da un punto di vista operativo, ai fini dell'applicazione del nuovo meccanismo di perequazione delle perdite di rete, in sede di compilazione dei moduli di perequazione, le imprese di distribuzione dovranno:
- a) diversamente da quanto oggi previsto, fornire tutti i dati relativi alle immissioni e ai prelievi dei clienti finali sia al lordo sia al netto delle perdite, ovvero con e senza l'applicazione dei corrispondenti fattori percentuali per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
  - b) dare separata evidenza dell'energia immessa/prelevata annualmente nella/dalla

rete dell'impresa di distribuzione nei punti di interconnessione con la RTN e nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento e/o compresi nell'area di riferimento (TIV art. 26.3.a e art. 26.4.a), disaggregando i dati per livello di tensione, e per macrozona, ferma restando la disaggregazione per fascia e per mese laddove già richiesta;

- c) disaggregare i prelievi dei clienti finali per livello di tensione e macrozona, ferma restando la disaggregazione per fascia e per mese laddove già richiesta;
- d) disaggregare le immissioni degli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione per livello di tensione, ferma restando la disaggregazione per fascia e per mese laddove già richiesta.

7.6 In applicazione del nuovo meccanismo di perequazione delle perdite di rete, sulla base dei dati forniti dalle imprese di distribuzione, in ciascun anno l'ammontare di perequazione  $\Delta L$  relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard da regolare con ciascuna impresa distributrice sarà pertanto pari a:

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L})$$

(1)

dove:

- $i$  assume i valori delle fasce orarie F1, F2 e F3;
- $m$  indica il mese dell'anno;
- $pau_{i,m}$  è il prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie  $i$  del mese  $m$ ;
- $q_{i,m}^{\Delta L}$  è l'energia elettrica corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard a fini perequativi per ciascuna delle fasce orarie  $i$  del mese  $m$ , calcolata secondo la formula di cui al punto 7.7.

7.7 L'Autorità intende procedere ad una semplificazione del previgente calcolo dell'energia elettrica corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard, laddove lo stesso prevedeva di considerare separatamente 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. Tale esigenza di differenziazione, originariamente vincolata dalla relativa disponibilità dei dati di misura sui due mercati, risulta essere venuta meno, dal momento che le imprese distributrici sono in grado di rilevare i prelievi sulla propria rete per fascia e per mese, con riferimento alla prevalenza sia dei clienti serviti sul mercato libero sia dei clienti serviti in maggior tutela. L'Autorità prospetta pertanto di

effettuare il suddetto calcolo, per ciascuna fascia e ciascun mese, secondo la seguente formula:

$$q^{\Delta L} = \sum_j [(1 + \lambda^{IM}) * q^{IM} - (1 + \lambda_j^{PR-r}) * q_j^{PR}]$$

(2)

dove:

- $j$  indica la macrozona in cui sono misurati i prelievi di energia elettrica;
- $q^{IM}$ , corrisponde all'energia elettrica immessa nell'area di riferimento nella rete dell'impresa distributrice;
- $q_j^{PR}$  corrisponde all'energia elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice, ripartita per macrozona laddove richiesto;
- $\lambda_j^{IM}$  corrisponde al fattore percentuale da applicare alle immissioni per tenere conto delle perdite di energia elettrica a fini perequativi sulle reti con obbligo di connessione di terzi, come fissato e descritto al punto 7.12;
- $\lambda_j^{PR-r}$  corrisponde al fattore percentuale riconosciuto da applicare ai prelievi per tenere conto delle perdite di energia elettrica a fini perequativi sulle reti con obbligo di connessione di terzi, calcolato secondo la modalità di cui al punto 7.13.

7.8 Ai fini del calcolo di cui sopra, l'Autorità prospetta di determinare l'elemento  $q^{IM}$ , in ciascuna fascia e ciascun mese dell'anno, come somma dell'energia elettrica:

- a) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale;
- b) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento;
- c) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale ovvero dagli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione.

7.9 Con riferimento all'elemento  $q_j^{PR}$ , l'Autorità prospetta di determinare il medesimo, in ciascuna fascia e ciascun mese dell'anno, come somma dell'energia elettrica:

- a) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale;
- b) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento;

- c) prelevata dai punti di prelievo relativi a clienti finali del mercato libero, clienti finali serviti in salvaguardia e clienti finali serviti in maggior tutela, ubicati nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice;
- d) prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo compresi nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice.

7.10 Nel caso di clienti finali i cui punti di prelievo non sono trattati orari, l'attribuzione per fascia e per mese dell'energia elettrica prelevata nei medesimi punti di prelievo verrebbe effettuata ai sensi della disciplina del *load profiling*.

7.11 Con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di interconnessione tra porzioni di rete appartenenti a diverse imprese distributrici all'interno di una medesima area di riferimento che non sono dotati di misuratore orario si considera di assumere, in coerenza con la disciplina vigente, un profilo di immissione o di prelievo per fascia e per mese pari al profilo del prelievo residuo d'area dell'area medesima, di cui all'Articolo 7 del TIS.

7.12 Rispetto al fattore percentuale  $\lambda^{IM}$  da applicare, a fini perequativi, alle immissioni per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti, si prospetta di applicare il vettore dei fattori riportati nella tavola 11, segnatamente differenziati per livello di tensione (AT, MT, BT). Per i punti di interconnessione tra reti i fattori riportati seguono lo schema della Tavola 4 del TIS.

**Tav. 11 - Fattori percentuali di perdita sulle immissioni di energia elettrica**

	Livello di tensione AT	Livello di tensione MT	Livello di tensione BT
Per i punti di interconnessione con la RTN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220: <b>0,8%</b></li> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT: <b>1,1%</b></li> </ul>		
Per i punti di interconnessione tra reti	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altro: <b>0,9%</b></li> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT: <b>1,1%</b></li> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT: <b>1,8%</b></li> <li>- Altro: <b>1,5%</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT: <b>2,3%</b></li> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT: <b>3,5%</b></li> <li>- Altro: <b>2,9%</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT: <b>5,2%</b></li> <li>- Altro: <b>6,5%</b></li> </ul>
Per i punti di interconnessione virtuale alla RTN (senza inversione)		<b>2,6%</b>	<b>5,8%</b>
Per i punti di interconnessione virtuale alla RTN (con inversione)	---	<b>1,7%(*)</b>	<b>3,9%**)</b>

(\*) Questo coefficiente dovrà essere applicato all'energia prelevata dalla RTN a livello di Cabina Primaria.

(\*\*) Questo coefficiente potrà essere applicato solo previa misurazione dell'energia in inversione a livello di trasformatore MT/BT.

7.13 Con riferimento al fattore percentuale  $\lambda_j^{PR-r}$  da applicare, a fini perequativi, ai prelievi per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti, lo stesso viene calcolato come:

$$\lambda_j^{PR-r} = \Phi * \lambda_j^{PR}$$

(3)

dove

- $\lambda_j^{PR}$  costituisce il vettore dei fattori percentuali di perdita sui prelievi di energia elettrica, risultante dalla combinazione dei fattori di perdita di tipo tecnico  $\lambda^{PR-t}$ , di cui alla Tavola 12, differenziati per livello di tensione, e dei fattori di perdita di tipo commerciale  $\lambda^{PR-c}$  di cui alla Tavola 13, differenziati per livello di tensione e macrozona. Per i punti di interconnessione tra reti i fattori riportati seguono lo schema della Tavola 4 del TIS.

**Tav. 12 - Fattori percentuali di perdita di natura tecnica ( $\lambda^{PR-t}$ ) sui prelievi di energia elettrica**

	Livello di tensione AT	Livello di tensione MT	Livello di tensione BT
Per i punti di interconnessione con la RTN	- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220: <b>0,8%</b>		
Per i punti di interconnessione tra reti	- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT: <b>1,1%</b> - Altro: <b>0,9%</b> - Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT: <b>1,1%</b> - Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT: <b>1,8%</b> - Altro: <b>1,5%</b>	- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT: <b>2,3%</b> - Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT: <b>3,5%</b> - Altro: <b>2,9%</b>	- Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT: <b>5,2%</b> - Altro: <b>6,5%</b>
Per i punti di prelievo dei clienti finali	- 380 kV: <b>0,7%</b> - 220 kV: <b>1,1%</b> - ≤150 kV: <b>1,8%</b>	<b>3,5%</b>	<b>7,8%</b>
Per i punti di prelievo per usi propri di trasmissione e distribuzione	- 380 kV: <b>0,7%</b> - 220 kV: <b>1,1%</b> - ≤150 kV: <b>1,8%</b>	<b>3,5%</b>	<b>7,8%</b>

**Tav. 13 - Fattori percentuali di perdita di natura commerciale ( $\lambda^{PR_c}_j$ ) sui prelievi di energia elettrica**

	AT			MT			BT		
	Nord	Centro	Sud	Nord	Centro	Sud	Nord	Centro	Sud
Per i punti di prelievo dei clienti finali	--	--	--	0,1%	0,3%	0,9%	1,0%	2,0%	6,3%

- $\Phi$  costituisce un elemento di parametrizzazione specifico aziendale volto ad assicurare che l'incentivo riconosciuto alle imprese distributrici, anche in ragione delle azioni intraprese di contenimento delle perdite di energia elettrica, preservi la coerenza con le condizioni effettive di esercizio delle reti, evitando il rischio di riconoscere alle medesime extra-profitti altrimenti non giustificati.

7.14 L'elemento di parametrizzazione specifico aziendale  $\Phi$  verrebbe a sua volta calcolato, per ciascuna fascia e mese dell'anno, come:

$$\Phi = \left\{ \min \left[ \frac{(PE + PS)}{2}; PS \right] \right\} * \frac{1}{PS} * \Omega$$

(4)

dove:

- PE indica le perdite effettive, per ciascuna impresa distributtrice, come di seguito determinate:

$$PE = \sum_j \left[ (1 + \lambda^{IM}) * q^{IM} - q_j^{PR} \right]$$

(5)

- PS indica le perdite standard, per ciascuna impresa distributtrice, come di seguito determinate:

$$PS = \sum_j \left[ (1 + \lambda_j^{PR}) * q_j^{PR} - q_j^{PR} \right]$$

(6)

- $\Omega$  è il coefficiente di modulazione delle perdite standard volto ad assicurare la coerenza complessiva ex ante, a livello di sistema, tra i fattori di perdita standard applicati in media nazionale lato prelievo e i fattori di perdita

standard applicati a fini perequativi alle imprese distributrici, calcolato secondo la seguente formula:

$$\Omega = \frac{\sum_n \sum_{i,m,j} (1 + \lambda^{PR}) * q_{i,m,j}^{PR} - \sum_n \sum_{i,m,j} q_{i,m,j}^{PR}}{\sum_n \sum_{i,m,j} (1 + \lambda_j^{PR}) * q_{i,m,j}^{PR} - \sum_n \sum_{i,m,j} q_{i,m,j}^{PR}} \quad (7)$$

dove  $\lambda^{PR}$  costituisce il vettore dei fattori percentuali di perdita standard in media nazionale applicato all'energia elettrica prelevata ai diversi livelli di tensione dalle reti delle  $n$  imprese di distribuzione.

- 7.15 Alla luce dei dati rilevati in fase di applicazione del meccanismo vigente di perequazione delle perdite e delle informazioni raccolte nell'ambito dello Studio del Politecnico 2014, l'Autorità ritiene inoltre necessario prevedere, in aggiunta a quanto sopra delineato, un meccanismo di riconoscimento delle perdite di rete di tipo commerciale che incentivi, al contempo, la riduzione del tasso medio nazionale e la riduzione dei significativi divari territoriali nelle diverse regioni del Paese, in particolare tra le regioni del Centro-Nord e quelle del Sud.
- 7.16 Nello specifico, in considerazione di situazioni territoriali molto differenziate, l'Autorità valuta l'introduzione di un processo di convergenza graduale sui fattori di perdita di natura commerciale applicati ai prelievi dei clienti finali in BT verso livelli obiettivo da conseguire attraverso un meccanismo del tipo premio/penale, in analogia con quanto implementato dall'Autorità per la regolazione della continuità del servizio elettrico.
- 7.17 A tale riguardo, dopo aver esplicitato il livello di partenza e il livello obiettivo nazionale, l'Autorità ipotizza di individuare i livelli tendenziali, definiti per ciascuna delle macrozone Nord, Centro, Sud, che consentono di raggiungere gradualmente, lungo una curva che mantenga costante nel tempo il tasso annuo di miglioramento, l'obiettivo individuato a livello nazionale, favorendo al contempo la convergenza tra i diversi territori. La Tavola 14 riporta, a livello nazionale e per ciascuna macrozona, i fattori di perdita commerciale (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).

**Tav. 14 - Fattori di perdita commerciale sui prelievi dei clienti finali in BT – Livelli obiettivo e tassi annui di miglioramento per macrozona**

	Fattore di perdita commerciale - Livello base	Fattore di perdita commerciale - Livello obiettivo	Tasso annuo di miglioramento
Nord	1,0%	0,9%	2%
Centro	2,0%	1,7%	3%
Sud	6,3%	4,6%	5%
<b>Medio nazionale</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,1%</b>	<b>4%</b>

- 7.18 Sulla base di tale meccanismo, nel caso in cui l'impresa distributrice registri perdite commerciali superiori al livello tendenziale implicito, i maggiori oneri resteranno 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 potrà conseguire un premio pari alla differenza tra il livello tendenziale e quello effettivamente rilevato.
- 7.19 Allo scopo di tener conto degli interventi che le imprese di distribuzione possono realisticamente mettere in campo per ridurre, in particolare, il fenomeno dei prelievi fraudolenti, si ipotizza che il tasso annuo di riduzione dei coefficienti di perdita commerciale possa essere attenuato nel tempo, se l'impresa di distribuzione dimostra diligenza gestionale sotto il profilo del contenimento delle perdite commerciali, in particolare con riferimento al fenomeno dei furti di energia elettrica, tramite l'individuazione, la verifica e la segnalazione di situazioni critiche alle autorità competenti. A tale riguardo, l'impresa di distribuzione potrebbe, ad esempio, individuare le zone in cui si verificano i furti attraverso un bilancio energetico a livello di trasformatore MT/BT, installando, se del caso, appositi misuratori presso le Cabine Secondarie, in modo da confrontare l'energia fornita agli utenti BT sottesi ad una Cabina Secondaria con l'energia fatturata agli stessi clienti. A seguito dell'individuazione del fenomeno, qualora possibile, l'impresa di distribuzione dovrebbe verificare in campo la situazione, appurando l'eventuale manomissione del contatore o di altre porzioni della rete da parte del cliente. Infine, l'impresa dovrebbe segnalare tale situazione alle autorità competenti secondo le procedure già previste dalla legge. In questo modo, le imprese di distribuzione, effettivamente soggette a tale fenomeno e in grado di dimostrare ogni anno gli sforzi messi in campo per contenerlo, non verrebbero penalizzate per quanto è ragionevolmente da ritenersi oltre le loro possibilità di controllo.

- 7.20 Per quanto concerne i fattori convenzionali di perdita commerciale applicati ai prelievi dei clienti finali in MT, a valle di ulteriori approfondimenti sui fenomeni sottostanti, l’Autorità valuterà una ulteriore riduzione dei medesimi fattori rispetto a quanto già prospettato nel presente documento di consultazione, già in occasione della revisione infra-periodo del prossimo periodo regolatorio, con l’obiettivo di un azzeramento sostanziale entro la fine del periodo medesimo.
- 7.21 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, l’Autorità ipotizza che le risorse corrispondenti siano poste in capo al conto UC3 in modo da poter essere trasferite di anno in anno a favore dei clienti finali. Inoltre, in presenza di miglioramenti strutturali nella gestione delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, l’Autorità prospetta di procedere, in fase di revisione infra-periodo o di avvio di un nuovo periodo regolatorio, ad una revisione al ribasso dei fattori di perdita standard applicati ai clienti finali al fine di assicurare l’allineamento coi fattori di perdita applicati a fini perequativi alle imprese di distribuzione.
- 7.22 I fattori di perdita standard relativi alle perdite di natura tecnica resterebbero, invece, invariati per tutto il prossimo periodo regolatorio, fatta salva la possibilità di introdurre, in fase di revisione infra-periodo, una differenziazione dei medesimi articolata su più dimensioni come indicato al precedente punto 7.2

Q.1 Con riferimento allo Studio del Politecnico 2014, si concorda con i fattori di perdita standard di natura tecnica a livello nazionale ottenuti in esito ai calcoli di *load flow* effettuati con la collaborazione delle imprese distributrici? Si condividono i fattori correttivi (tipologia e valore associato) introdotti per considerare fenomeni non direttamente ritrovabili con i calcoli di *load flow*? Argomentare.

Q.2 Con riferimento allo Studio del Politecnico 2014, in particolare al trattamento della generazione distribuita, si ritiene condivisibile misurare l’energia in inversione tramite misuratori sulle linee MT e/o sui trasformatori MT/BT, soprattutto nelle aree critiche in cui la presenza della GD è elevata? Argomentare.

Q.3 Si ritengono le classi individuate nello Studio del Politecnico 2014 rappresentative di un diverso livello di perdite con riferimento sia alle reti di media tensione, sia a quelle di bassa tensione? Si condivide la valutazione in base alla quale una differenziazione tecnica basata soltanto sulla classe “ambito di concentrazione” non risulti sufficientemente discriminante rispetto al fenomeno studiato, per cui sarebbe opportuno considerare una struttura bi-dimensionale (in particolare la combinazione “ambito di concentrazione” e “livello di tensione”)?

Argomentare.

Q.4. Con riferimento al nuovo meccanismo di perequazione delle perdite, si condividono gli obiettivi specifici perseguiti dall'Autorità?

Q.5. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di applicare, per ogni elemento di rete, fattori di perdita standard di tipo tecnico in media nazionale e di valutare, a seguito di ulteriori analisi, l'introduzione di una differenziazione bi-dimensionale (per "ambito di concentrazione" e "livello di tensione") dei medesimi fattori? Si ritiene possibile fornire i dati relativi a immissioni e prelievi disaggregati coerentemente con tale grado di differenziazione? Argomentare.

Q.6. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di differenziare i fattori di perdita standard di natura commerciale a livello di macrozona, in maggiore coerenza con la distribuzione e intensità del fenomeno delle perdite commerciali sul territorio italiano? Si condivide l'orientamento di applicare i suddetti fattori esclusivamente ai prelievi da parte dei clienti finali? Argomentare.

Q.7. Si ritiene condivisibile l'approccio prospettato dall'Autorità per il trattamento della generazione distribuita a fini perequativi? Si concorda con i coefficienti attribuiti alle immissioni da GD lato perequazione con riferimento alla metodologia A? Argomentare.

Q.8. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di procedere ad una semplificazione del previgente calcolo dell'energia elettrica corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard, nella direzione di superare la 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? Si rilevano eventuali criticità rispetto all'approccio prospettato? Argomentare.

Q.9. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di completare la regolazione delle perdite commerciali tramite l'introduzione di un meccanismo di riconoscimento delle suddette perdite che incentivi, al contempo, la riduzione del tasso medio nazionale e la riduzione dei significativi divari territoriali nelle diverse regioni del Paese, in particolare tra le regioni del Centro-Nord e quelle del Sud? Si rilevano eventuali criticità rispetto all'approccio prospettato? Quali ulteriori azioni di rilevamento e contrasto del fenomeno delle perdite commerciali sono ipotizzabili? Argomentare.

## Appendice metodologica

### Estrazione del campione di reti in media tensione

Ai fini dell'estrazione del campione in media tensione sono stati utilizzati i dati forniti da ciascuna impresa di distribuzione nella fase 1 dello studio, calcolando per ciascuna Cabina Primaria (CP) sia le perdite fisiche percentuali (rispetto all'intero carico MT e BT), sia il delta perdite percentuale (differenza delle perdite effettive e delle perdite standard, utilizzando i fattori di perdita definiti nella Tabella 4 del TIS). I risultati sono stati aggregati secondo i seguenti parametri significativi:

- provincia;
- ambiti di concentrazione ISTAT (alta, media e bassa concentrazione);
- livello di tensione (< 15 kV; 15 kV; 20 kV; > 20 kV);
- densità lineare di carico (pari al rapporto tra la potenza contrattuale dei clienti in MT e BT e la lunghezza della rete MT).

Inizialmente, i soli dati utilizzati per lo studio sono quelli relativi a reti passive (ovvero reti che presentano un valore di inversione di flusso in CP pari allo 0%). Tali reti, pur presentando valori di GD non sempre trascurabili, sono rappresentative di un comportamento di rete passiva, in cui le perdite dipendono solamente dalla quantità di carico presente. In particolare, le reti fornite dai distributori durante la fase 1 dello studio, filtrate da tutti gli errori, possono essere così classificate.

- Reti non utilizzabili → 24 CP per cui le imprese di distribuzione non hanno fornito i dati di inversione.
- Reti con inversione → sono le reti che presentano un valore di inversione superiore allo 0%, reti cioè per le quali il termine EUA (Energia Uscente Attiva) misurato sul lato MT del trasformatore di CP risulta diverso da zero almeno per un'ora all'anno. Di queste:
  - 270 CP presentano un'inversione di flusso  $\geq 1\%$  (soglia TICA, Del. 125/10), di cui:
    - 41 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 400% e il 100%
    - 73 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 100% e il 50%
    - 149 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 50% e il 10%
    - 7 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 10% e il 5%
  - 182 hanno inversione compresa tra l'1% e lo 0%, di cui:
    - 109 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 50% e il 10%
    - 43 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 10% e il 5%
    - 20 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 5% e l'1%
    - 10 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra l'1% e lo 0%

- 0 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  pari allo 0%
- Reti senza inversione → sono le reti che presentano un valore di inversione pari a 0%, reti cioè per le quali il termine EUA (Energia Uscente Attiva) misurato sul lato MT del trafo di CP risulta sempre uguale a zero. Di queste:
  - 181 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 40% e il 10%
  - 244 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 10% e il 5%
  - 473 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra il 5% e l'1%
  - 310 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  tra l'1% e lo 0%
  - 8 CP hanno un rapporto  $E_{GD}/E_{CAR}$  pari allo 0%

Le reti del campione per i calcoli di *load flow* sono state estratte dall'insieme di reti senza inversione secondo alcuni indicatori risultati di interesse per le perdite di rete. In particolare, la suddivisione geografica (dati per regione e dati per provincia) mostra un comportamento molto diverso delle reti elettriche in funzione della diversa localizzazione sul territorio. In generale, le CP localizzate nelle regioni e nelle provincie del Sud mostrano valori di perdite (sia fisiche, sia calcolate come differenza con le perdite standard) molto al di sopra dei valori medi (che rispetto all'intero database fornito, rappresentativo di tutto il territorio nazionale, valgono 8,16% per le perdite fisiche e 0,49% per il delta perdite<sup>14</sup>).

Per questo motivo, si è deciso di estrarre il campione MT in modo che ogni provincia (per un totale di 110) contenga almeno una rete rappresentativa degli indicatori “ambito di concentrazione” (per un totale di 3) e “livello di tensione” (per un totale di 4). Teoricamente dovrebbero, pertanto, esserci 12 classi per ogni provincia; tuttavia, è opportuno segnalare che non tutte le classi sono significative in ogni provincia e, di conseguenza, il campione risulta più piccolo. La densità lineare di carico, che rappresenterebbe il parametro più indicativo della distribuzione dei carichi sul territorio, è, infatti, difficilmente suddivisibile in classi separate e, inoltre, può variare nel tempo anche a seguito di cambi di assetto che si verificano sulle reti. Per tenerne in conto, si è comunque deciso di basare la scelta della CP da estrarre per ciascun insieme (provincia-tensione-ambito di concentrazione) individuando la rete con il valore di densità lineare di carico più vicino al valore medio per ciascuna provincia. In questo modo le reti scelte risultano rappresentative non solo dei parametri geografici (provincia) o strutturali della rete (livello di tensione), ma anche della modalità con cui le reti stesse sono esercite (densità lineare di carico maggiore per contesti cittadini, minore in ambito rurale) che ne influenza il comportamento.

---

<sup>14</sup> Questi dati sono leggermente diversi rispetto a quanto risulta dall'analisi dei saldi di perequazione (in particolare 7,9% per le perdite effettive e 0,5% per il delta perdite con riferimento all'anno 2011, in ragione delle ipotesi semplificative che si sono fatte nel raccogliere le informazioni presso ciascuna impresa di distribuzione (ad esempio, trascurando l'eventuale rete AT e parti di rete alimentate da CP di una diversa impresa di distribuzione, etc.).

In aggiunta alle reti estratte attraverso questa procedura considerando le sole reti passive, laddove le classi individuate sono risultate vuote (seppur significative), si è proceduto a ripopolare il database anche con reti che mostrano un'inversione di flusso in CP superiore allo 0% (escluse nella fase iniziale di selezione).

### **Estrazione del campione di reti in bassa tensione**

Ai fini dell'estrazione del campione sono stati utilizzati i dati forniti da ciascuna impresa di distribuzione (ambito di concentrazione; potenza nominale del trasformatore di Cabina Secondaria - CS; numero di clienti BT). I risultati sono poi stati aggregati secondo i seguenti parametri significativi:

- regione;
- ambito di concentrazione ISTAT (alta, media e bassa concentrazione);
- potenza nominale del trasformatore di CS.

La suddivisione geografica, ottenuta a partire dall'analisi dei dati sulla media tensione, ha mostrato un comportamento delle reti elettriche molto diverso in funzione della diversa localizzazione sul territorio.

Per questo motivo, si è deciso di estrarre il campione BT mantenendo sempre una suddivisione geografica ma, data la numerosità delle CS e delle classi scelte (meglio illustrate nel seguito), si è deciso di estrarre il campione facendo riferimento a ciascuna regione e non più a ciascuna provincia. Si è quindi fatto in modo che ciascuna regione contenesse almeno una rete rappresentativa degli indicatori "ambito di concentrazione" (per un totale di 3) e "potenza nominale del trasformatore MT/BT" (per un totale di 6).

In particolare, analizzando i dati relativi alle CS dell'intera rete di distribuzione nazionale, si è osservato che non tutte le 6 classi di potenza nominale dei trafo MT/BT ricorrono in tutti gli ambiti. Per semplicità e per contenere lo sforzo computazionale, si è deciso di limitare l'abbinamento ambito di concentrazione – potenza nominale trafo MT/BT come nel seguito:

- reti in bassa concentrazione → potenza nominale del trafo MT/BT pari a 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA, 250 kVA;
- reti in media concentrazione → potenza nominale del trafo MT/BT pari a 100 kVA, 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA;
- reti in alta concentrazione → potenza nominale del trafo MT/BT pari a 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA.

Oltre l'86% delle CS rientra in una di queste dodici classi; ciò significa che le classi così individuate sono sufficientemente rappresentative della realtà di esercizio e coprono la quasi totalità dei casi esistenti.

Le CS sono state scelte a partire dalle CP già selezionate per i calcoli di *load flow*; qualora però tali CP non contengano una CS per ognuna delle dodici classi, l'estrazione è stata estesa anche alle CP non coinvolte nei calcoli MT.

Infine, la selezione delle CS è stata effettuata scegliendo, tra tutte le CS disponibili, quelle con un elevato numero di clienti in modo che la rete sottesa fosse effettivamente rappresentativa di una rete tipo (sono stati esclusi i casi di reti in fase di sviluppo che collegano pochi clienti).

### **Metodologia per i calcoli di *load-flow* in media tensione**

La determinazione del fattore percentuale delle perdite di tipo tecnico relativo a ciascuna rete MT è basata sul calcolo di:

- a) valore, calcolato su orizzonte annuale, dell'energia fornita (Energia Fornita Annua, EFA) da ciascuna CP ai carichi sottesi avendo come punti di prelievo, rispettivamente:
  - i. le cabine secondarie MT/BT;
  - ii. i carichi MT;
- b) valore, calcolato su orizzonte annuale, delle perdite sulla rete MT medesima (Perdite Attive Annue, PAA), con i medesimi punti di prelievo sopra definiti.

A valle dei calcoli di cui al punto a) e b), i fattori percentuali sono stati determinati come rapporto tra PAA e EFA.

Per i calcoli di cui sopra, è necessario definire la modellizzazione della rete MT e individuare il livello di carico di ciascuna utenza connessa, insieme al relativo profilo annuo di variazione. In particolare, la definizione di come i carichi evolvono nel tempo, e l'attribuzione a ciascuno di essi della corrispondente curva di prelievo, permette di individuare, attraverso calcoli di *load flow* (estesi su un intero anno di esercizio), le perdite reali del sistema.

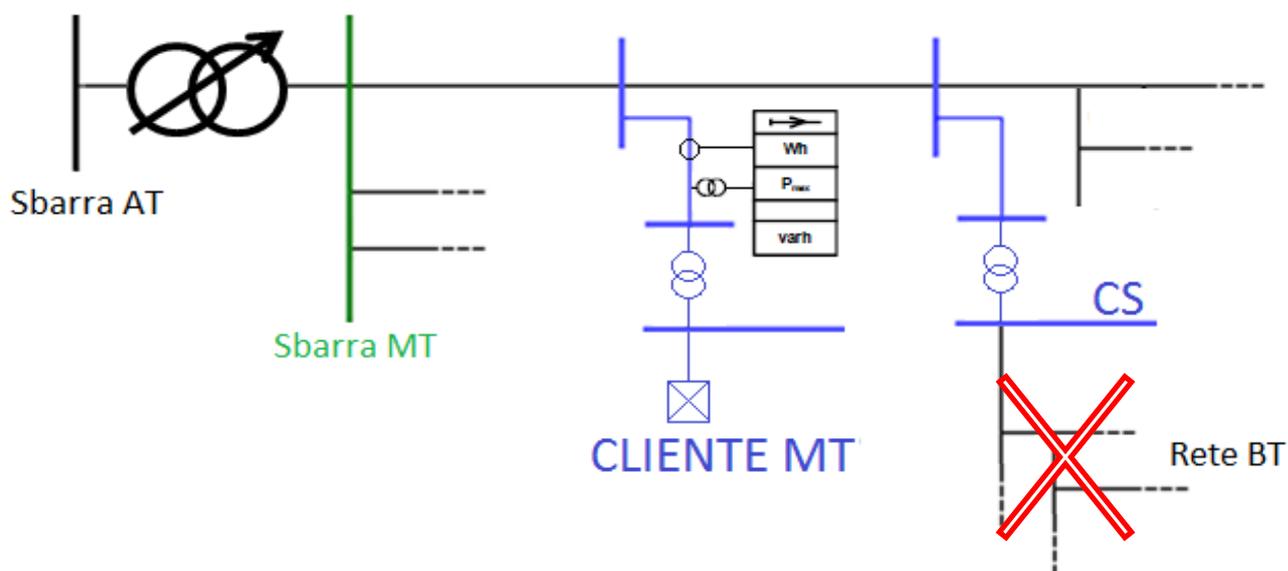
#### *Modellizzazione della rete MT*

Le reti MT del campione su cui effettuare le analisi sono state modellizzate, attraverso opportuno software di calcolo, includendo le informazioni topologiche ed elettrotecniche reali di ciascun elemento di rete (trasformatore AT/MT, linea MT, trasformatore MT/BT). Si è trascurata la struttura dettagliata della rete BT a valle del trasformatore MT/BT di CS (ultimo nodo modellizzato), senza compromettere il significato dello studio (la parte BT sarà approfondita nel seguito); in particolare, si è considerato un carico BT equivalente direttamente collegato alla CS, opportunamente aumentato per comprendere le perdite di potenza attiva sui conduttori BT (tramite i coefficienti standard definiti dal TIS).

Si sono poi trascurati tutti i generatori MT e BT attualmente connessi, effettuando i calcoli di *load flow* solo su rete passiva.

La struttura delle informazioni contenute per ciascuna rete MT del campione è schematizzata in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

**Figura 1. Struttura tipica delle reti contenute nel campione analizzato.**



I parametri di resistenza, reattanza, suscettanza con cui sono stati modellizzati i trasformatori AT/MT, i trasformatori MT/BT e le linee MT sono, rispettivamente, quelli nominali (come da dati di targa) per i trasformatori, o quelli a temperatura standard (tipicamente pari a 20°C) per le linee.

#### *Curve di carico*

Nel seguito sono riportate due procedure tra loro alternative che le imprese di distribuzione hanno utilizzato per la determinazione delle curve di carico da impiegare nei calcoli di *load flow* ripetuti.

La procedura A, basata sull'utilizzo di profili reali, è quella ottimale, impiegata in caso di presenza di sistemi DMS o di precedenti elaborazioni e studi sul comportamento dei carichi sottesi; in subordine, in mancanza di dati specifici sui carichi, è stata utilizzata la procedura semplificata B.

### PROCEDURA A

Si effettuano 8760 *load flow*, uno per ogni ora dell'anno, attribuendo a ciascun punto di prelievo (cliente MT o trasformatore MT/BT di cabina secondaria) il valore di potenza (energia oraria) realmente assorbito in ciascuna ora<sup>15</sup> e determinando il valore complessivo dell'energia fornita da parte della CP, insieme alle relative perdite, per un intero anno di esercizio.

### PROCEDURA B

Si riduce il numero di *load flow* da effettuare (72 punti a rappresentare l'intero anno, fatto di 8760 ore) utilizzando una curva semplificata di variazione della potenza assorbita da ciascun punto di prelievo.

Al fine di garantire un sufficiente grado di realismo nelle simulazioni, è stata implementata una modellazione delle curve temporali dei carichi (clienti MT; Cabine Secondarie) effettuata attraverso analisi dedicate. A partire dalle curve cronologiche (relative ad un intero anno di esercizio, 8760 punti) rappresentative del prelievo aggregato di utenti MT e del prelievo aggregato di utenti BT a livello nazionale, è stata sviluppata una procedura finalizzata ad individuare due profili di carico che, in un numero limitato di punti, contenessero le stesse informazioni di utilizzo e contemporaneità di quelle reali rappresentative dei diversi stati operativi (evoluzione temporale durante un intero anno di esercizio) dei carichi collegati alle reti di distribuzioni MT in Italia. L'approccio che si è scelto di utilizzare è quello delle "fasce orarie" per mezzo di curve formate da 72 punti, che rappresentano la variazione dei carichi in un intero anno di esercizio.

L'accuratezza di tale modellizzazione è stata provata attraverso indicatori statistici di valenza generale (deviazione standard) e parametri elettrici più specifici (perdite su alcune reti tipo), come già indicato in precedenti studi in materia.

I due profili (in p.u.<sup>16</sup>) sono stati applicati rispettivamente a ciascun cliente MT (moltiplicando ciascun punto della curva per la rispettiva potenza contrattuale) e a ciascuna CS (moltiplicando ciascun punto della curva per la rispettiva potenza nominale di trasformazione del trasformatore MT/BT); definiti i profili di variazione dei carichi connessi alle reti di distribuzione MT, si è proseguito con la determinazione dei relativi valori energetici. Al fine di determinare l'energia circolante su ciascuna rete del campione è infatti necessario attribuire a ciascun carico un coefficiente "k" (che rappresenta il prodotto dei coefficienti di utilizzo e contemporaneità). Tali coefficienti sono stati utilizzati per scalare i corrispondenti valori di potenza dei carichi (potenza contrattuale per i Clienti MT e potenza nominale di trasformazione del trasformatore MT/BT per le CS). Anche in questo caso si sono differenziati gli utenti connessi in media tensione da quelli connessi in bassa tensione, individuando per i primi un

---

<sup>15</sup> Curve realmente misurate, o curve stimate su base storica, a cura dei DSO.

<sup>16</sup> Il riferimento ad una grandezza può essere effettuato rispetto al suo valore fisico oppure in "per unità" scegliendo una base univoca a cui riferirla.

coefficiente  $k_{MT}$  (Clienti MT) e, per i secondi, un coefficiente  $k_{MT/BT}$  (Cabine Secondarie)<sup>17</sup>: tali coefficienti sono stati definiti attraverso una comparazione fra i flussi annui risultanti dall'applicazione delle curve orarie a ciascun carico e i flussi annui reali misurati su un intero anno di esercizio, variando a step omogenei (e molto ridotti) i due coefficienti fin tanto che l'energia complessiva in un anno derivante dall'applicazione delle curve orarie sia uguale a quella realmente misurata. A questo fine è importante precisare che ciascuno dei 72 punti ha una caratterizzazione oraria differente e tale da riportare i 72 punti a 8760 ore.

### *Output delle analisi*

I risultati di ciascun calcolo di *load flow* sono stati riportati per ciascun livello di tensione di ciascuna rete. I calcoli di *load flow* sono stati eseguiti in modo da definire per ogni nodo:

- la tensione nominale;
- la tensione effettivamente registrata;
- la potenza attiva;
- la potenza reattiva

e per ogni lato della rete (che coincide ad un tronco di rete tra due nodi successivi, linea o trafo):

- la corrente effettivamente circolante;
- le perdite attive;
- le perdite reattive;
- i parametri elettrotecnici del tronco di rete.

I risultati aggregati, suddivisi per ciascun livello di tensione di CP, riportano le:

- perdite attive complessive;
- perdite reattive complessive;
- perdite attive e reattive in ciascun trasformatore AT/MT;
- perdite attive e reattive totali nei trasformatori MT/BT;
- perdite attive e reattive di ciascuna linea MT;
- energia fornita ai clienti MT e ai trasformatori MT/BT;
- lunghezza linee MT;
- ambito di concentrazione prevalente e percentuale sulla base del numero di clienti;
- potenza contrattuale totale dei clienti MT;
- potenza contrattuale totale dei clienti BT;
- livello/i di tensione della CP.

### **Metodologia per i calcoli di *load-flow* in bassa tensione**

---

<sup>17</sup> Il  $k_{MT}$  e il  $k_{MT/BT}$  da utilizzare come prima iterazione è pari ad 1.

La determinazione del fattore percentuale delle perdite di tipo tecnico relativo a ciascuna rete BT è basata sul calcolo di:

- a) valore, definito su un orizzonte annuale, dell'energia fornita (Energia Fornita Annua, EFA) da ciascuna CS ai carichi sottesi avendo come punti di prelievo, rispettivamente:
  - iii. i carichi BT con potenza maggiore o uguale a 55 kW;
  - iv. gli altri carichi BT;
- b) valore, definito su un orizzonte annuale, delle perdite sulla rete BT medesima (Perdite Attive Annue, PAA), con i medesimi punti di prelievo sopra definiti.

A valle dei calcoli di cui al punto a) e b), i fattori percentuali sono stati determinati come rapporto tra PAA e EFA.

Per i calcoli di cui sopra, è stato necessario definire la modellizzazione della rete BT e individuare il livello di carico di ciascuna utenza connessa, insieme al relativo profilo annuo di variazione. Definire, infatti, come i carichi evolvono nel tempo, e attribuire a ciascuno di essi la corrispondente curva di prelievo, permette di individuare, attraverso calcoli di *load flow* (estesi su un intero anno di esercizio), le perdite reali del sistema.

#### *Modellizzazione della rete BT*

Le reti BT del campione su cui effettuare le analisi sono state modellizzate, attraverso opportuno software di calcolo, includendo le informazioni topologiche ed elettrotecniche reali di ciascun elemento di rete (trasformatore MT/BT, linea BT).

Si sono trascurati tutti i generatori BT attualmente connessi, effettuando i calcoli di *load flow* solo su rete passiva.

I parametri di resistenza, reattanza, suscettanza con cui sono stati modellizzati il trasformatore MT/BT e le linee BT sono, rispettivamente, quelli nominali (come da dati di targa) per i trasformatori, o quelli a temperatura standard (tipicamente pari a 20°C) per le linee.

Nel caso in cui le CS selezionate presentassero più di un trafo MT/BT, i calcoli di *load flow* sono stati effettuati su uno solo di essi, e, in particolare, su quello che presenta il numero maggiore di utenti BT sottesi.

Il fattore di potenza applicato ai carichi BT, in presenza di dati misurati, è quello reale del cliente stesso. In alternativa, per semplicità si è considerato presso ogni carico BT lo stesso valore di  $\cos\varphi$  utilizzato lato BT del trasformatore MT/BT nei calcoli delle perdite MT, trascurando le variazioni del fattore di potenza introdotte dalle perdite lungo la linea.

Le prese e i montanti interni agli edifici di cui non si ha conoscenza sono stati trascurati, o, in alternativa, qualora l'impresa di distribuzione ritenga che essi costituiscano una

parte rilevante della rete, sono stati approssimati tramite l'utilizzo di una lunghezza media di rete.

Qualora possibile, i calcoli sulla rete BT sono stati integrati tramite le informazioni ottenute dai calcoli sulla rete MT; ciò significa che, nel caso in cui la CS selezionata sia sottesa ad una delle CP del campione MT, il valore di tensione sulla sbarra MT del trafo di cabina secondaria è stato assunto pari a quello medio annuo determinato dalle precedenti analisi.

I calcoli di *load flow* sono stati effettuati considerando la diversa natura della rete trifase e monofase (indicando separatamente le perdite sulla parte di rete trifase e quelle sulla parte di rete monofase); ciò ha significato, in principio, l'utilizzo di uno strumento capace di rappresentare la dissimmetria dei carichi (carichi monofase) e delle linee (linee monofase, linee trifase con 4° filo). In questo caso, le linee monofase sono state caratterizzate con i corretti parametri sia per il conduttore di andata, sia per quello di ritorno e le linee trifase con il 4° filo e i corretti parametri dei conduttori di fase, del filo di neutro.

Inoltre, in presenza delle necessarie informazioni sulla rete, sono stati considerati nel calcolo eventuali squilibri del carico BT (il calcolo di *load-flow* tiene conto dello squilibrio e considera le perdite sulle tre fasi e sul 4° filo). In assenza di informazioni specifiche sulle fasi di afferenza dei carichi (e sempre nell'ipotesi di utilizzare un programma che consenta la rappresentazione dissimmetrica dei carichi), i carichi monofase afferenti al medesimo *nodo elettrico* della linea BT sono stati distribuiti nel modo più uniforme possibile fra le tre fasi.

### *Curve di carico*

Nel seguito vengono individuate tre procedure, tra loro alternative, per la determinazione delle curve di carico impiegate nei calcoli di *load flow* ripetuti da applicarsi su base oraria (8760 punti) o su base semplificata (72 punti ottenuti a partire da 8760 valori).

Nel caso di clienti che siano entrati/usciti nel/dal servizio nel corso dell'anno, le formule definite nelle seguenti procedure sono state corrette opportunamente:

- nel caso di utilizzo di curve a fasce (72 punti), la potenza contrattuale di questi clienti è stata ridotta in proporzione al numero di ore di esistenza di ciascun cliente rispetto alle 8760 h;
- nel caso di utilizzo di curve orarie (8760 punti), per questi clienti la sommatoria del prodotto tra la potenza contrattuale e il punti della curva è stato esteso, anziché da 1 a 8760, alle sole ore effettive di servizio.

### PROCEDURA A

Si effettuano 8760 *load flow*, uno per ogni ora dell'anno, attribuendo:

- alle utenze BT con Pd>55kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici (8760 punti);
- alle utenze “complementari” all’insieme di cui sopra (e cioè utenze BT con Pd<55kW che non sono trattate su base oraria), una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata PRA (Prelievo Residuo di Area, 8760 punti), valida per un’area di riferimento e per tutto l’anno, in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore. Per ottenere l’uguaglianza tra l’energia realmente consumata dal carico (rinvenuta tramite lettura totale annua del contatore) e l’energia calcolata a partire dalla curva oraria del PRA in p.u. è stato necessario moltiplicare tale curva per la potenza contrattuale del cliente e applicare a ciascun cliente un  $k_{BT}$  calcolato come:

$$k_{BT\_clientej} = \frac{E_{TOT\_clientej}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale\_clientej} \cdot curva\_PRA\_pu_i}$$

Come nel caso della MT, l’impresa di distribuzione ha potuto decidere di ridurre il numero di *load flow* da effettuare (72 punti a rappresentare l'intero anno, fatto di 8760 ore) utilizzando una curva semplificata di variazione della potenza assorbita da ciascun punto di prelievo (in questo caso la procedura utilizzata sarà denominata A’). Si effettuano 72 *load flow* attribuendo:

- alle utenze BT con Pd>55kW le curve di carico registrate dai misuratori elettronici ridotte a 72 punti;
- alle utenze “complementari” all’insieme di cui sopra (e cioè utenze BT con Pd<55kW che non sono trattate su base oraria), una curva proporzionale alla curva oraria aggregata relativa denominata PRA (Prelievo Residuo di Area, semplificata in 72 punti), valida per un’area di riferimento e per tutto l’anno, in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore. In questo caso, il  $k_{BT}$  per ciascun cliente dovrà essere calcolato come:

$$k_{BT\_clientej} = \frac{E_{TOT\_clientej}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale\_clientej} \cdot curva\_PRA\_pu_i \cdot h\_eqv_i}$$

### PROCEDURA B

Qualora fossero disponibili le curve di potenza oraria registrate a livello di ciascuna singola CS, si è attribuita a ciascuna utenza BT sottesa alla CS stessa una curva proporzionale a quella registrata in CS in modo da ottenere per ciascuno punto di

prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore (applicazione di un  $k_{BT}$ ). La procedura è stata effettuata rispetto a 8760 valori (in questo caso la procedura adottata è denominata propriamente B), o a 72 valori ottenuti partendo dalla curva completa con 8760 valori (in questo caso la procedura adottata è detta B'). Il  $k_{BT}$  per ciascun gruppo di clienti sottesi ad una CS è stato calcolato per ciascuna CS come:

$$k_{BT\_CSj} = \frac{E_{TOT\_CSj}}{\sum_{i=1}^{8760} \cdot \sum_{j=1}^{BT \text{ totali della CSj}} P_{contrattuale\_carichi\_CSj} \cdot curva\_CSj_i}$$

nel caso di curva con 8760 valori;

$$k_{BT\_CSj} = \frac{E_{TOT\_CSj}}{\sum_{i=1}^{72} \cdot \sum_{j=1}^{BT \text{ totali della CSj}} P_{contrattuale\_carichi\_CSj} \cdot curva\_CSj_i \cdot h_{eqv_i}}$$

nel caso di curva con 72 valori.

### PROCEDURA C

Si utilizza per ogni tipologia di carico (cliente domestico, cliente industriale, etc.) una curva standard (curva stimata, a cura dei DSO) opportunamente applicata in modo da ottenere per ciascuno punto di prelievo BT la totale energia assorbita in un anno come indicato dal contatore (applicazione di un  $k_{BT}$ ), e si effettuano i calcoli di *load flow* rispetto ad un intero anno di esercizio su base oraria (8760 punti, procedura C) o su base semplificata (72 punti, procedura C'). I  $k_{BT}$  sono stati calcolati per ciascun cliente come:

$$k_{BT\_cliente\_domesticoj} = \frac{E_{TOT\_cliente\_domesticoj}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale\_cliente\_domesticoj} \cdot curva\_domesticoj\_pu_i}$$

$$k_{BT\_cliente\_non\_domesticoj} = \frac{E_{TOT\_cliente\_non\_domesticoj}}{\sum_{i=1}^{8760} P_{contrattuale\_cliente\_non\_domesticoj} \cdot curva\_non\_domesticoj\_pu_i}$$

nel caso di curva con 8760 valori;

$$k_{BT\_cliente\_domesticoj} = \frac{E_{TOT\_cliente\_domesticoj}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale\_cliente\_domesticoj} \cdot curva\_domesticoj\_pu_i \cdot h_{eqv_i}}$$

$$k_{BT\_cliente\_non\_domesticoj} = \frac{E_{TOT\_cliente\_non\_domesticoj}}{\sum_{i=1}^{72} P_{contrattuale\_cliente\_non\_domesticoj} \cdot curva\_non\_domesticoj\_pu_i \cdot h_{eqv_i}}$$

nel caso di curva con 72 valori.

### *Output delle analisi*

I risultati di ciascun calcolo di *load flow* sono stati riportati per ciascuna rete. I calcoli di *load flow* sono stati eseguiti in modo da definire per ogni nodo:

- la tensione nominale;
- la tensione effettivamente registrata;
- la potenza attiva;
- la potenza reattiva

e per ogni lato della rete (che coincide ad un tronco di rete tra due nodi successivi, linea o trafo):

- la corrente effettivamente circolante;
- le perdite attive;
- le perdite reattive;
- i parametri elettrotecnici del tronco di rete (opportunamente modellizzati sulla base del tipo di linea monofase o trifase:  $R_1, X_1, R_0, X_0, R_n, X_n$ , etc.).

I risultati aggregati riportano invece i seguenti parametri:

- parametri del trasformatore MT/BT di CS per cui sono effettuati i calcoli di *load flow* (potenza nominale, parametri reali della macchina in esame);
- valore di tensione della sbarra MT del trafo di CS;
- numero totale di trasformatori MT/BT di ciascuna CS<sup>18</sup> e numero di clienti BT sottesi per ciascuno di essi con relativa potenza contrattuale ed energia fornita;
- perdite attive complessive;
- perdite reattive complessive;
- perdite attive e reattive totali nel trasformatore MT/BT;
- perdite attive e reattive di ciascuna linea BT (trifase), se disponibile;
- perdite attive e reattive di ciascuna linea BT (monofase), se disponibile;
- perdite attive e reattive di ciascuna linea BT (totale linea);
- energia fornita ai clienti BT e energia del trasformatore MT/BT;
- lunghezza linee BT trifase;
- lunghezza linee BT monofase;
- ambito di concentrazione prevalente e percentuale sulla base del numero di clienti;
- potenza contrattuale totale dei clienti BT.

---

<sup>18</sup> Può essere uno nel caso in cui la CS selezionata abbia un solo trafo (i dati saranno identici a quelli forniti nei punti precedenti) o maggiore di uno nel caso in cui la CS abbia più trafo; in questo caso, su questi ulteriori trasformatori i calcoli di *load flow* non sono stati effettuati.