

DELIBERAZIONE 23 LUGLIO 2015

377/2015/R/EEL

REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA E DEL MECCANISMO DI PEREQUAZIONE DELLE PERDITE SULLE RETI DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

Nella riunione del 23 luglio 2015

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73;
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione (di seguito: TIV), che sostituisce l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/11);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/11);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, n. 107/09 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 3 maggio 2012, 175/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 175/2012/R/eel);
- la deliberazione 20 dicembre 2012, 559/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 559/2012/R/eel);

- la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 180/2013/R/eel);
- la deliberazione 19 dicembre 2013, 608/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 608/2013/R/eel);
- la deliberazione 10 aprile 2014, 169/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 169/2014/R/eel);
- il documento per la consultazione 20 giugno 2013, 269/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 269/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione 6 giugno 2014, 264/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 264/2014/R/eel);
- il documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 202/2015/R/eel).

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, nell’esercizio dei propri poteri di regolazione dei servizi di rete, fissa i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti (di seguito: fattori di perdita standard) e, in particolare, come da tabella 4 del TIS, definisce:
 - i fattori di perdita standard applicati all’energia elettrica immessa e prelevata sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - i fattori di perdita standard per la determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e per i prelievi di energia reattiva;
- la sezione 3 del TIV disciplina, tra l’altro, i meccanismi di perequazione che si applicano alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, queste ultime stabilite sulla base dei fattori di perdita standard;
- in particolare, il TIV stabilisce che, a partire dall’anno 2007 e con riferimento a ciascun anno, la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa):
 - calcoli il valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa distributtrice;
 - regoli con ciascuna impresa distributtrice tale differenza, valorizzandola al prezzo di cessione applicato dalla società Acquirente unico S.p.A. agli esercenti la maggior tutela nell’anno a cui il calcolo si riferisce;
- 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;
- 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;

- con la deliberazione 175/2012/R/eel, l’Autorità ha rivisto i fattori percentuali di perdita applicati all’energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione, in modo da tenere conto, da un lato, della rilevante crescita della generazione distribuita e delle nuove forme di interazione con la rete elettrica e, dall’altro, del processo di efficientamento delle reti elettriche, anche dal punto di vista gestionale;
- con la deliberazione 559/2012/R/eel, l’Autorità ha stabilito, secondo un approccio graduale, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all’energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché l’avvio di un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche affidato al Politecnico di Milano, in particolare con riferimento al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato nel TIV (di seguito: Studio del Politecnico 2014);
- con la medesima deliberazione, l’Autorità ha inoltre stabilito l’introduzione di un meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici in materia di perdite di rete, da applicare nel 2013 a valere sulle perdite dell’anno 2012, finalizzato a contenere la differenziazione tra le imprese dei saldi di perequazione, preservando al contempo l’incentivo al contenimento delle perdite di rete, in attesa della revisione organica della disciplina; il meccanismo transitorio è stato poi esteso, con modifiche, alle perequazioni degli anni 2013 e 2014, rispettivamente, con la deliberazione 608/2013/R/eel e con la deliberazione 169/2014/R/eel;
- 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 ai distributori e presentati nel documento per la consultazione 269/2013/R/eel;
- infine, l’Autorità, riconoscendo come la rilevante crescita della generazione distribuita 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 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.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il documento per la consultazione 202/2015/R/eel, l’Autorità ha descritto gli esiti dello Studio del Politecnico 2014 e illustrato 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 in vigore e alla differenziazione dei coefficienti da applicare nell’ambito del meccanismo di perequazione delle perdite di rete;
- i risultati dello Studio del Politecnico 2014 hanno evidenziato quanto segue:

- 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, dovrebbe seguire una struttura matriciale a due dimensioni: 1) ambito territoriale di concentrazione e 2) livello di tensione sulle linee in partenza dalla Cabina Primaria in media tensione (in alternativa, solo per le reti in bassa tensione, ambito territoriale di concentrazione e taglia del trasformatore da media a bassa tensione); per alcuni elementi di rete, tuttavia, la numerosità campionaria disponibile non permette di conseguire stime sufficientemente accurate dei fattori di perdita per ogni classe di valori analizzata su base bidimensionale;
- una configurazione più semplice basata sull'unica dimensione dell'ambito di concentrazione, che rappresenta, singolarmente, il *driver* più influente a cui è possibile ricondurre le differenze nel comportamento delle reti rispetto al fenomeno delle perdite di energia elettrica, è risultata significativamente meno idonea ad esprimere una tale differenziazione, ancorché risulti robusta in termini di rappresentatività campionaria;
- le perdite effettive misurate presentano una rilevante caratterizzazione territoriale; dal momento che la stima delle perdite di natura tecnica non ha evidenziato un'analogia variabilità geografica, essendo le medesime influenzate maggiormente da altri fattori, si può ragionevolmente concludere che tale comportamento sia indicativo di una presenza diversificata nel territorio di perdite di natura commerciale, ossia di quella quota parte delle perdite che non dipende dalle caratteristiche fisiche della rete e che può essere ascritta ad altri fattori quali i prelievi fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati;
- l'Autorità, nel suddetto documento per la consultazione, ha pertanto prospettato i seguenti interventi:
 - a) articolazione dei fattori di perdita standard in base alla natura tecnica o commerciale delle perdite ad essi afferenti, riconoscendo le perdite commerciali solo con riferimento ai prelievi dei clienti finali dalle reti in media tensione (con un coefficiente standard in media nazionale pari allo 0,3%) e dalle reti in bassa tensione (con un coefficiente standard in media nazionale pari al 2,7%);
 - b) revisione dei fattori di perdita standard per le perdite di natura tecnica per ogni elemento della rete;
 - c) conseguente aggiornamento dei fattori di perdita in media nazionale da applicare ai prelievi dei clienti finali e alle immissioni degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione nonché agli interscambi tra reti, con decorrenza dall'1 gennaio 2016; lato prelievo, il fattore relativo alla media tensione passerebbe pertanto 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%; lato immissione, il fattore relativo alla media tensione scenderebbe dal 2,4% al 2,3% mentre quello relativo alla bassa tensione aumenterebbe dal 5,1% al 5,2%;
 - d) revisione del meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione, a partire dall'anno 2016 con riferimento alle perdite di

competenza dell'anno 2015, innovando 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 territoriale da applicare ai prelievi dei clienti finali;
 - ii. introduzione della distinzione tra energia immessa dagli impianti connessi alla rete 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 generazione distribuita produce sulle reti di distribuzione;
 - 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 all'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, per l'impresa che comunque ha compiuto investimenti che perseguono un tale contenimento, di beneficiare di meccanismi di attenuazione sui tassi di efficientamento delle perdite commerciali;
 - vi. semplificazione del previgente calcolo dell'energia 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;
- inoltre, il documento per la consultazione 202/2015/R/eel ha confermato 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, solo le perdite tecniche relative ai transiti e alle trasformazioni a monte rispetto al punto di immissione;
 - infine, il suddetto documento per la consultazione ha ipotizzato una eventuale futura responsabilizzazione nel contenimento delle perdite commerciali, oltre che dei distributori, anche dei clienti finali, da perseguirsi, anche tramite una differenziazione territoriale dei fattori standard da applicare ai prelievi.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- hanno inviato osservazioni in risposta alla consultazione: cinque imprese di distribuzione, il gestore della rete di trasmissione nazionale, una società di vendita e due associazioni di categoria;
- per quanto riguarda l'aggiornamento dei fattori di perdita standard da applicare in media nazionale ai prelievi dei clienti finali, i soggetti partecipanti non si sono espressi in merito ai livelli proposti; un'associazione di categoria e la società di vendita hanno, invece, mostrato contrarietà all'ipotesi di differenziare territorialmente i fattori standard da applicare ai prelievi dei clienti finali in quanto, anche qualora fosse compatibile con le disposizioni di cui alla normativa primaria e agli orientamenti esposti dall'Autorità nel procedimento di revisione tariffaria per il nuovo periodo regolatorio, porterebbe ad una penalizzazione dei clienti che adottano comportamenti conformi alle norme e alla regolazione e che insistono in una macrozona avente un valore complessivo di perdite commerciali rilevante; un'impresa di distribuzione, al contrario, ritiene necessario che vi sia uniformità dei coefficienti di perdita da utilizzarsi ai fini perequativi e ai fini di fatturazione dei prelievi;
- per quanto riguarda l'aggiornamento dei fattori di perdita standard da applicare in media nazionale alle immissioni degli impianti connessi alle reti di distribuzione, un'associazione di categoria auspica che, con successivi affinamenti, si possa prevedere una differenziazione di tali fattori per tener conto della diversa incidenza della generazione distribuita a livello territoriale, eventualmente estendendo il concetto di ambito di concentrazione che al momento si riferisce solo alla concentrazione della clientela servita;
- le osservazioni in merito alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete possono essere così sintetizzate:
 - un'impresa di distribuzione e un'associazione di categoria si sono espresse a favore del mantenimento di coefficienti di perdita standard in media nazionale per le perdite tecniche, ritenendo che la differenziazione di tali coefficienti comporti eccessive complessità gestionali a fronte di risultati poco apprezzabili; un'altra impresa di distribuzione, al contrario, auspica l'introduzione di una differenziazione almeno per ambito di concentrazione, in quanto gli esiti dello Studio del Politecnico 2014 hanno evidenziato una significativa variabilità delle perdite tecniche per ambito di concentrazione e livello puntuale di tensione delle reti in media tensione;
 - un'impresa di distribuzione e un'associazione di categoria, pur condividendo la scelta di non procedere alla differenziazione dei fattori di perdita di natura tecnica, hanno manifestato contrarietà all'introduzione di un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, che di fatto opererebbe in continuità con il meccanismo transitorio di cui alla deliberazione 559/2012/R/eel e come successivamente modificato, senza recepire gli esiti dello Studio del Politecnico 2014; inoltre, i soggetti intervenuti hanno anche criticato, per motivi opposti, l'asimmetria presente nella formula di determinazione di tale elemento, in particolare: le imprese in avanzo economico ritengono che ad un dimezzamento

delle premialità, quando le perdite effettive sono inferiori a quelle standard, dovrebbe corrispondere un aumento delle penalità in caso di perdite effettive superiori a quelle standard; viceversa, le imprese in disavanzo ritengono che ad un dimezzamento delle premialità dovrebbe corrispondere un analogo dimezzamento delle penalità;

- la maggior parte degli operatori ha evidenziato alcune criticità relativamente all'introduzione di un elemento di modulazione volto ad assicurare la coerenza tra i fattori di perdita standard applicati all'energia elettrica prelevata e i fattori di perdita standard applicati a fini perequativi alle imprese di distribuzione; in particolare, essendo tale elemento definito sulla base dei risultati di perequazione di tutte le imprese di distribuzione, la sua prevedibilità, a livello di singolo operatore, risulterebbe problematica;
- per quanto riguarda il trattamento della generazione distribuita, un'impresa auspica ulteriori approfondimenti anche con riferimento ai potenziali transiti di energia reattiva conseguenti all'installazione di sistemi di accumulo e *inverter*, ritenendo che gli effetti sulle perdite di rete conseguenti alle immissioni dei generatori nelle reti di distribuzione non si esauriscano nel fenomeno dell'inversione di flusso; un'associazione di categoria evidenzia il problema dell'eventuale assenza di gruppi di misura per ogni singola Cabina Primaria, chiedendo la possibilità di utilizzare il sistema di telecontrollo per individuare comunque le inversioni di flusso a livello di Cabina Primaria ed evitare discriminazioni tra imprese con riferimento al primo anno di applicazione del nuovo regime di perequazione; inoltre, la stessa associazione di categoria chiede che siano considerati nella fattispecie dei prelievi dei clienti finali anche i prelievi per i servizi ausiliari degli impianti della generazione distribuita che non superano le soglie di potenza previste per questi ultimi; per quanto riguarda il valore assegnato al coefficiente di perdita da applicare alle immissioni da generazione distribuita nelle reti in media tensione che generano inversione a livello di Cabina Primaria, un'impresa di distribuzione ritiene che esso non sia adeguatamente dimensionato per tener conto dell'energia che transita dalla semisbarra della Cabina Primaria per poi ridiscendere lungo altre linee connesse alla stessa semisbarra senza che si verifichi inversione verso la rete di trasmissione nazionale;
- in tema di riconoscimento delle perdite commerciali, i soggetti interessati hanno in generale segnalato come il fenomeno sottostante sia in realtà più complesso e variegato rispetto alla semplificazione macrozonale prospettata nel documento per la consultazione; in particolare, è stato evidenziato come il fenomeno dei furti di energia elettrica presenti delle specificità nell'ambito dei contesti urbani, inclusi i grandi centri metropolitani, dove le imprese di distribuzione avrebbero pochi strumenti a disposizione per contrastarlo, ad esempio in caso di occupazione abusiva di immobili e/o di impossibilità di accesso agli impianti di loro proprietà; pertanto non è stata condivisa l'introduzione di traiettorie di contenimento delle perdite commerciali in bassa tensione durante il prossimo periodo regolatorio, in considerazione, da una parte, della natura in larga misura esogena delle medesime, dall'altra, del fatto che il processo di efficientamento

coinvolgerebbe anche le imprese operanti in aree già caratterizzate da livelli di perdite commerciali relativamente bassi; un'impresa di distribuzione ritiene, inoltre, che, per il primo anno di applicazione del nuovo regime perequativo, il livello delle perdite commerciali, stimate con riferimento all'anno 2011, dovrebbe scontare gli effetti della contrazione dei consumi di energia elettrica registrata nel periodo 2011-2014; un'altra impresa di distribuzione, invece, sottolinea come la stima particolarmente elevata delle perdite commerciali afferenti le regioni del Sud possa, in parte, essere ascritta ad una sottostima delle perdite tecniche determinata dalla maggiore penetrazione della generazione distribuita in queste regioni che non è stata compiutamente presa in considerazione nei calcoli di *load flow* basati su reti in assetto passivo; infine, un'impresa di distribuzione e una società di vendita hanno evidenziato la necessità di discriminare maggiormente tra fattori esogeni al di fuori del controllo delle imprese di distribuzione e misure che queste ultime possono aver adottato/adottare per ridurre il livello delle perdite commerciali, al fine di evitare il riconoscimento di benefici ingiustificati agli operatori negligenti;

- i soggetti intervenuti concordano sull'orientamento dell'Autorità di semplificazione del calcolo dell'energia corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard volta a superare la distinzione tra mercato libero e tutelato, auspicando un'analisi congiunta da parte dell'Autorità, di Cassa e delle imprese di distribuzione sugli aspetti operativi per la determinazione dei saldi di perequazione nella nuova ottica regolatoria.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il presente provvedimento interviene nell'ambito della regolazione dei fattori convenzionali di perdita delle reti di distribuzione al fine di (i) definire fattori applicabili ai sensi della disciplina del *settlement*, adeguati rispetto al funzionamento del sistema; nonché di (ii) affinare la connessa disciplina incentivante (implicita nel meccanismo perequativo) almeno sotto due profili: (ii.i) quello della differenziazione di fattori di perdita riconosciuti maggiormente in linea con l'effettiva gestione delle reti; nonché (ii.ii) quello della tutela del cliente finale attraverso il trasferimento di una quota ragionevole dell'eventuale beneficio conseguito dall'impresa che presenta perdite effettive inferiori rispetto a quelle standard (ciò anche in ragione del fatto che gli investimenti delle imprese per contenere le proprie perdite trovano remunerazione, prevalentemente, nell'ambito della regolazione tariffaria);
- a tal fine, l'Autorità si è rivolta a un soggetto terzo indipendente e particolarmente qualificato, qual è il Politecnico di Milano, per acquisire un quadro conoscitivo più solido e approfondito rispetto a quello di cui disponeva inizialmente; peraltro, nelle more di tali approfondimenti, l'Autorità, al fine di contenere inefficienze di sistema e carenze sul piano dell'equità che apparivano non adeguatamente fronteggiate dalla regolazione incentivante previgente, ha adottato (con la richiamata deliberazione 559/2012/R/eel) un meccanismo di perequazione transitorio, definito sulla base del

quadro informativo all'epoca disponibile, parziale ma comunque idoneo a sostenere un tale intervento provvisorio;

- come detto, e come si chiarirà meglio nei punti successivi, lo Studio del Politecnico 2014 ha fornito elementi maggiori e certi che, sebbene siano suscettibili di miglioramenti e ulteriori approfondimenti, consentono, da un lato, di aggiornare i fattori di perdita applicabili nell'ambito del *settlement* coerenti con l'insieme delle perdite effettive di sistema, dall'altro lato, di apportare affinamenti al meccanismo di perequazione; su questi presupposti, non appare condivisibile l'osservazione secondo la quale la regolazione prospettata nel documento per la consultazione 202/2015/R/eel – con particolare riferimento al meccanismo di perequazione – sarebbe meramente riprodotiva del regime transitorio di cui alla deliberazione 559/2012/R/eel; infatti:
 - la nuova disciplina, indipendentemente dal suo contenuto, si basa comunque su acquisizioni fattuali ulteriori, più complete e aggiornate; pertanto, anche qualora la regolazione a regime presentasse alcuni profili di analogia con quella transitoria, si tratterebbe comunque di una disciplina fondata su un quadro differente, più attendibile e significativo;
 - peraltro, lo Studio del Politecnico 2014 consente di pervenire a una regolazione che distingue tra perdite tecniche e perdite commerciali, e offre una base dati sufficientemente robusta al fine di compiere una differenziazione territoriale relativamente alle perdite commerciali, in tal modo innovando sia rispetto alla disciplina originaria prevista dal TIV sia rispetto al regime transitorio introdotto con la deliberazione 559/2012/R/eel;
 - per quanto riguarda, invece, le perdite tecniche, lo Studio del Politecnico 2014 evidenzia alcune criticità che potrebbe presentare una regolazione basata su un modello bidimensionale, criticità sia in termini di maggiori oneri che sarebbero posti in capo alle imprese distributrici, sia in termini di rappresentatività della base campionaria; peraltro, come si dirà nei punti successivi, l'Autorità intende consentire alle imprese distributrici che intendano avvalersi di una tale facoltà, di utilizzare fattori tecnici differenziati secondo un modello unidimensionale che, sebbene meno discriminante, supera le predette criticità; anche sotto quest'ultimo aspetto, pertanto, la regolazione a regime innova il meccanismo transitorio;
- il documento per la consultazione 202/2015/R/eel ha prospettato il mantenimento in media nazionale dei fattori di perdita da applicare ai prelievi dei clienti, ancorché localizzati in aree caratterizzate da elevate perdite commerciali secondo quanto stimato dallo Studio del Politecnico 2014, rinviando a successive valutazioni l'eventuale responsabilizzazione dei clienti finali ai fini del contenimento delle medesime; l'Autorità ritiene, inoltre, che tale scelta possa coesistere con l'applicazione di fattori differenziati geograficamente per i prelievi nel meccanismo di perequazione tra imprese di distribuzione;
- per quanto riguarda il trattamento della generazione distribuita, lo Studio del Politecnico 2014 ha evidenziato come quest'ultima comporti ancora perdite evitate a livello di sistema, pur con possibili effetti di segno opposto in alcune realtà locali; inoltre, lato produzione, un'eventuale differenziazione territoriale dei fattori di

- perdita da applicare alle immissioni, in funzione ad esempio della diversa incidenza a livello regionale della generazione distribuita, introdurrebbe degli incentivi distorti alla localizzazione degli impianti;
- come argomentato nel documento per la consultazione, l’Autorità, nel rivedere il meccanismo di perequazione delle perdite, ha inteso perseguire il contenimento di diversi obiettivi:
 - 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;
 - con riferimento agli obiettivi sub b) e d), la scelta, in particolare, di applicare fattori di perdita standard in media nazionale per le perdite di natura tecnica (di seguito: fattori tecnici) e fattori di perdita standard differenziati per macrozona per le perdite di natura commerciale (di seguito: fattori commerciali), risponde all’esigenza di considerare da subito i risultati dello Studio del Politecnico 2014 che sono stati valutati apprezzabili e sufficientemente robusti ai fini della rappresentatività delle diverse condizioni di esercizio delle reti, rinviando alla fase di revisione infra-periodo del prossimo periodo regolatorio l’eventuale introduzione di fattori tecnici differenziati congiuntamente per ambito di concentrazione e livello di tensione sulle linee di rete, verificato anche il superamento delle difficoltà operative – da parte delle imprese di distribuzione - connesse alla misura dei flussi energetici in coerenza con la suddetta differenziazione bidimensionale; tuttavia, al fine di venire incontro a esigenze espresse nell’ambito della consultazione da alcuni operatori di poter utilizzare fattori tecnici differenziati, sebbene non pienamente discriminanti, potrebbe essere riconosciuta, a imprese eventualmente interessate, la facoltà di utilizzare, già a partire dalla perequazione relativa all’anno 2015 e previa specifica richiesta, fattori tecnici differenziati per ambito di concentrazione, in linea con i risultati già consolidati forniti dallo Studio del Politecnico 2014 e presentati in occasione dell’incontro del 18 maggio 2015 con gli operatori;
 - in merito all’introduzione di un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, esso è funzionale al raggiungimento degli obiettivi sub a) e c), in quanto costituisce un correttivo necessario a fronte della semplificazione operata sotto il profilo della differenziazione dei fattori di perdita standard - anche per venir incontro alle istanze

degli operatori di contenimento degli oneri amministrativi - in modo da assicurare che l'incentivo 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 e trasferendo parte dei benefici a favore dei clienti finali; inoltre, l'asimmetria della formula applicativa dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale risulta necessaria e coerente rispetto al perseguimento delle finalità incentivanti dell'istituto; al contempo, tramite la possibilità di richiedere, su base volontaria, l'applicazione di fattori tecnici differenziati per ambito di concentrazione a livello di singola impresa, il meccanismo di perequazione consente di tenere conto ulteriormente di situazioni specifiche, pur preservando un elemento incentivante sia per le imprese strutturalmente in avanzo sia per quelle strutturalmente in disavanzo;

- per quanto riguarda l'elemento di modulazione, sebbene gli effetti derivanti dalla sua applicazione siano stimati di entità modesta, appare condivisibile la valutazione espressa dai soggetti intervenuti in consultazione in merito alla difficile prevedibilità del medesimo a livello di singola impresa;
- circa i possibili effetti sulle perdite di rete, anche in termini di transiti di energia reattiva, che potrebbero derivare dalla diffusione dei sistemi di accumulo e degli *inverter* della generazione distribuita, occorre ricordare che il fenomeno risulta già in parte oggetto di regolazione in quanto ai sensi della deliberazione 180/2013/R/eel, con decorrenza 1 gennaio 2016, una quota pari al 20% del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva spetterà all'impresa di distribuzione per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete; la stessa deliberazione ha anche aumentato il fattore di potenza medio mensile limite dei carichi in media e bassa tensione, con potenza disponibile non inferiore a 16,5 kW (0,95 nei periodi di alto carico, oltre a non consentire l'immissione in rete di energia reattiva), che potrebbero pertanto essere coordinati con i generatori che ad oggi immettono con fattore di potenza diverso da 1 solo su esplicita richiesta del distributore nel regolamento di esercizio;
- per quanto riguarda i casi, comunque limitati dal punto di vista numerico, in cui non sia ancora possibile misurare a livello di singola Cabina Primaria i flussi di energia in uscita verso la rete di trasmissione nazionale, la proposta emersa in consultazione, per la perequazione di competenza dell'anno 2015, di consentire il ricorso al sistema di telecontrollo, appare condivisibile, fatta ovviamente salva la verifica dell'attendibilità, da parte dell'Autorità, dei dati in tal modo rilevati; a decorrere dalla perequazione relativa all'anno 2016 saranno pertanto presi in considerazione solo i flussi energetici misurati a livello di singola Cabina Primaria;
- i prelievi di energia elettrica dalle reti di distribuzione relativi ai servizi ausiliari degli impianti di generazione non sono stati finora oggetto di separata considerazione ai fini dell'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete; in ragione, tuttavia, della crescente diffusione della generazione distribuita, appare condivisibile l'opportunità di analizzare e misurare l'entità di tali prelievi al fine di un loro eventuale riconoscimento anche al di sotto delle soglie di potenza che consentono di qualificarli come prelievi dei clienti finali;

- con riferimento alle osservazioni specifiche sui valori dei fattori di perdita standard proposti in consultazione per le immissioni degli impianti di generazione connessi in media tensione alle reti di distribuzione, l'affinamento dell'approccio metodologico non può prescindere dalla disponibilità di misure più puntuali sul fenomeno dell'inversione del flusso, richiedendo pertanto l'installazione di misuratori in partenza a ciascuna linea in media tensione e, più in prospettiva, anche a livello di Cabina Secondaria;
- per quanto concerne il riconoscimento delle perdite commerciali, la ripartizione macrozonale rappresenta un affinamento rispetto alla regolazione previgente per tener conto in modo convenzionale della differenziazione territoriale dei fenomeni sottostanti; le specificità all'interno delle singole macrozone, evidenziate in consultazione con riferimento in particolare ai furti di energia elettrica, potrebbero ottenere adeguata tutela mediante la previsione di un apposito procedimento in esito al quale l'impresa possa beneficiare di un'attenuazione della traiettoria temporale di riduzione dei fattori commerciali; questa modalità applicativa risponde all'esigenza di separare gli interventi che le singole imprese di distribuzione possono mettere in campo per contenere il fenomeno dei prelievi fraudolenti – oggetto principale della suddetta istruttoria - da quanto è ragionevole ritenere oltre le loro possibilità di controllo; infine, l'applicazione di un tasso di miglioramento annuo anche per le aziende che operano in aree caratterizzate da bassi livelli di perdite commerciali è coerente con il mantenimento di un incentivo al contenimento delle perdite commerciali, in considerazione del fatto che contribuiscono alle medesime fattori quali errori di misura, fatturazione, gestione dei dati, ecc., rispetto ai quali le imprese possono adottare opportune misure di contenimento;
- con riferimento alla stima del livello iniziale delle perdite commerciali, in assenza di evidenze quantitative circa l'andamento dei furti di energia elettrica rispetto alla dinamica dei prelievi dei clienti finali e degli autoconsumi, i valori proposti in consultazione risultano adeguati, essendo i medesimi coerenti con gli esiti complessivi delle perequazioni relative al biennio 2012-2013;
- infine, appare condivisibile l'opportunità, emersa nella consultazione, di coinvolgere le imprese di distribuzione nel processo di semplificazione e modifica delle modalità di comunicazione dei dati e delle informazioni necessarie al calcolo dei saldi di perequazione delle perdite di rete in applicazione del nuovo meccanismo regolatorio prospettato in consultazione.

RITENUTO OPPORTUNO:

- aggiornare, a valere dall'1 gennaio 2016, i fattori di perdita standard di cui alla tabella 4 del TIS da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti per tenere conto dei risultati dello Studio del Politecnico 2014, confermando la definizione di coefficienti uniformi a livello nazionale e mantenendo, in particolare, con riferimento ai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale, un corretto segnale economico in base al principio del costo evitato, ovvero continuando 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;

- rivedere, in esito ai risultati dello Studio del Politecnico 2014, a valere dalla perequazione relativa all'anno di competenza 2015, il meccanismo di perequazione di cui alla Sezione 3 del TIV che si applica alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete, prevedendo:
 - la semplificazione del calcolo corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard, superando la vigente separazione tra l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo dei clienti finali del mercato libero rispetto all'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di tutela;
 - la distinzione tra fattori di perdita standard per le perdite tecniche e fattori di perdita standard per le perdite commerciali;
 - l'applicazione di fattori di perdita standard per le perdite tecniche in media nazionale e fattori di perdita standard per le perdite commerciali differenziati per macrozona;
 - l'applicazione solo ai prelievi dei clienti finali in media e bassa tensione dei fattori di perdita standard per le perdite commerciali;
 - la distinzione tra fattori di perdita standard per le perdite tecniche da applicare alle immissioni nei punti virtuali di connessione alla rete di trasmissione nazionale che generano inversione dei flussi di energia a livello di Cabina Primaria e/o Secondaria e fattori di perdita standard per le perdite tecniche da applicare alle immissioni nei punti virtuali di connessione alla rete di trasmissione nazionale che non generano inversione a livello di Cabina Primaria e/o Secondaria;
 - l'introduzione nel calcolo corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard di 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;
- prevedere, per la perequazione di competenza dell'anno 2015, la possibilità per i casi in cui non sia ancora possibile misurare a livello di singola Cabina Primaria i flussi di energia in uscita verso la rete di trasmissione nazionale di far ricorso al sistema di telecontrollo, riservandosi la facoltà di verificare l'attendibilità dei dati in tal modo rilevati;
- definire una procedura operativa per consentire alle imprese di distribuzione di richiedere, a fini perequativi, l'applicazione di fattori di perdita standard per le perdite tecniche differenziati per ambito di concentrazione (alta, media e bassa), derogando alla regolazione generale che prevede l'applicazione di fattori di perdita standard per le perdite tecniche in media nazionale;
- prevedere, a valere dalla perequazione relativa all'anno di competenza 2016, un percorso temporale di efficientamento, responsabilizzando le imprese di distribuzione al contenimento delle perdite di natura commerciale;

- prevedere su base triennale l'implementazione di un meccanismo di attenuazione dei tassi di efficientamento dei fattori di perdita standard per le perdite commerciali da applicare all'energia prelevata dai punti di prelievo relativi a clienti finali sulle reti in bassa tensione, a fini perequativi, per tener conto degli interventi che le imprese di distribuzione possono realisticamente mettere in atto per contrastare, in particolare, il fenomeno dei prelievi fraudolenti di energia elettrica, nonché per contenere gli ulteriori fattori che contribuiscono a determinarle, quali gli errori di misurazione;
- in particolare, con riferimento al meccanismo di cui sopra, definire una procedura operativa che consenta all'Autorità, anche per il tramite di Cassa, di valutare le misure adottate dalle imprese di distribuzione - ai fini del contenimento delle perdite commerciali; a tale riguardo l'Autorità intende valutare la diligenza gestionale dell'azienda richiedente in termini di:
 - interventi volti a circoscrivere il perimetro dell'area soggetta a prelievi fraudolenti di energia elettrica, anche attraverso l'installazione di misuratori a livello di Cabina Secondaria e l'avvio di campagne di misura del bilancio energetico;
 - intensificazione dei controlli sulle aziende terze che svolgono attività di manutenzione delle reti e dei misuratori, anche attraverso l'inserimento di opportune clausole nei contratti di appalto;
 - verifiche periodiche sui profili di prelievo dei clienti finali e confronto con i dati storici relativi allo stesso cliente o a clienti della stessa tipologia al fine di evidenziare potenziali anomalie nei comportamenti di consumo;
 - verifiche in sito dei punti di prelievo che evidenziano potenziali anomalie di utilizzo e, nel caso di accertamento del fenomeno di prelievo fraudolento da parte dei clienti finali, procedure di denuncia alle autorità competenti;
 - accordi di collaborazione con le forze dell'ordine che consentano, almeno nelle zone più critiche, maggiore disponibilità nel condurre azioni di verifica congiunte;
 - interventi finalizzati a responsabilizzare il personale dipendente rispetto al fenomeno dei prelievi fraudolenti anche con l'adozione di specifiche norme disciplinari;
 - lancio di campagne di comunicazione per sensibilizzare la popolazione nelle aree maggiormente soggette al fenomeno dei prelievi fraudolenti;
 - predisposizione di report annuali con evidenza delle perdite commerciali calcolate a livello di ciascuna provincia e dei furti di materiale (come, ad esempio, cavi o avvolgimenti dei trasformatori nelle Cabine Secondarie);
 - controlli periodici per verificare la corretta funzionalità dei dispositivi di misura e del sistema di telelettura dei dati;
- trasferire a favore dei clienti finali i benefici associati implicitamente all'applicazione dell'elemento di parametrizzazione specifico aziendale nonché i benefici ottenuti in funzione dei percorsi di efficientamento dei fattori di perdita standard per le perdite commerciali da applicare ai prelievi sulle reti in bassa tensione, ponendo le relative partite economiche in capo al Conto per la

perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi di cui all'Articolo 54 del TIT;

- assicurare a livello di sistema la coerenza tra le risorse raccolte applicando i fattori di perdita standard in media nazionale alle varie tipologie di prelievo e le risorse derivanti dall'applicazione dei fattori di perdita standard applicati lato prelievo, a fini perequativi, alle imprese di distribuzione, trasferendo di anno in anno al Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi di cui all'Articolo 54 del TIT, gli importi relativi agli eventuali scostamenti, in assenza di un elemento di modulazione implicito nel calcolo corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard;
- mantenere invariati, per il triennio a decorrere dall'1 gennaio 2016, i fattori di perdita standard da applicare a fini perequativi ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti, fatto salvo quanto previsto in merito al contenimento delle perdite commerciali;
- mantenere invariati, per il triennio a decorrere dall'1 gennaio 2016, i fattori di perdita standard in media nazionale di cui alla tabella 4 del TIS da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti

DELIBERA

Articolo 1

Modificazioni al TIS

1.1 A decorrere dall'1 gennaio 2016, la tabella 4 del TIS è sostituita con la seguente tabella:

Tabella 4

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

| Livello di tensione | Per punti di prelievo % (A) | Per punti di interconnessione tra reti % (B) | Per punti di immissione % (C) |
|---|--|---|--|
| 380 kV | 0,7% | | |
| 220 kV | 1,1% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 | | 0,8% | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT | | 1,1% | |
| Altro | | 0,9% | |
| ≤ 150 kV | 1,8% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT | | 1,1% | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 1,8% | |
| Altro | | 1,5% | |
| MT | 3,8% | | 2,3% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 2,3% | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 3,5% | |
| Altro | | 2,9% | |
| BT | 10,4% | | 5,2% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 5,2% | |
| Altro | | 6,5% | |

*Articolo 2
Modificazioni al TIV*

2.1 Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:

- a. all'articolo 1, comma 1, inserire i seguenti alinea:

“**macrozona** è una delle tre aree territoriali (Nord, Centro, Sud) rilevanti ai fini della perequazione delle perdite di rete. La macrozona Nord comprende le seguenti regioni: Valle d’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Friuli-Venezia-Giulia, Trentino-Alto-Adige e Emilia Romagna; la macrozona Centro include le seguenti regioni: Toscana, Umbria, Marche, Lazio; la macrozona Sud comprende le seguenti regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna;”;

“**ambito di concentrazione** è il raggruppamento degli ambiti territoriali serviti dalle imprese di distribuzione e aventi lo stesso grado di concentrazione. L’ambito ad alta concentrazione comprende i territori comunali con popolazione superiore a 50.000 abitanti; l’ambito a media concentrazione comprende i territori comunali con popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti; l’ambito a bassa concentrazione comprende i territori comunali con popolazione inferiore a 5.000;”;

- b. all’articolo 21, comma 4, dopo “I saldi derivanti dall’applicazione del meccanismo di perequazione di cui al comma 21.1 lettera b)” inserire “e gli importi corrispondenti agli scostamenti a livello di sistema determinati mediante confronto tra il saldo di perequazione di cui al comma 21.1, lettera c), calcolato a fini perequativi ai sensi dell’articolo 24 e l’analogo saldo calcolato tramite l’applicazione dei fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 4 del TIS”;
- c. all’articolo 22, al comma 2, ultimo periodo, dopo le parole “ λ^c è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi applicabili ai clienti finali della tipologia contrattuale c di cui al comma 2.3” è aggiunto “, in funzione dei fattori percentuali di perdita di energia elettrica di cui alla tabella 9, colonna A, oppure alle tabelle 9.1, 9.2 e 9.3, colonna A, in caso di adesione alla procedura di cui al comma 24.8 .”;
- d. l’articolo 24 del TIV è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 24

Perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard

- 24.1 In ciascun anno l’ammontare di perequazione ΔL relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard a fini perequativi da regolare con ciascuna impresa distributrice è pari a:

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

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 di cui al comma 18.4 praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m ;
- $q_{i,m}^{AL}$ 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 seguente formula:

$$q_{i,m}^{AL} = q_{i,m}^{IM} - \sum_j (\lambda_j^{PR-r} * q_{j,i,m}^{PR})$$

dove:

- j indica la macrozona in cui è misurata l'energia elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice;
- $q_{i,m}^{IM}$ è la quantità di energia elettrica determinata ai sensi del comma 24.2 e rappresenta l'energia elettrica immessa nell'area di riferimento nella rete dell'impresa distributrice in ciascuna delle fasce orarie i del mese m ;
- $q_{j,i,m}^{PR}$ è la quantità di energia elettrica determinata ai sensi del comma 24.3 e rappresenta l'energia elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice nella macrozona j , in ciascuna delle fasce orarie i del mese m ;
- λ_j^{PR-r} è il parametro determinato ai sensi del comma 24.6 che esprime le perdite di energia elettrica riconosciute a fini perequativi sulle reti con obbligo di connessione di terzi, riferite all'energia elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice;

24.2 L'energia elettrica immessa nell'area di riferimento nella rete dell'impresa distributrice nella fascia oraria i del mese m è pari alla somma dell'energia elettrica:

- a) immessa nella fascia oraria i del mese m nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato a fini perequativi nella tabella 9, colonna B;
- b) immessa nella fascia oraria i del mese m nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato a fini perequativi nella tabella 9, colonna B;

- c) immessa nella fascia oraria i del mese m nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale aumentata, per la parte stimata che non genera inversione, di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato a fini perequativi nella tabella 9, colonna C;
 - d) immessa nella fascia oraria i del mese m nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale aumentata, per la parte stimata che genera inversione ovvero per l'energia in uscita dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione nazionale come da misura a livello di singola Cabina Primaria e per l'energia in uscita dalla rete in bassa tensione verso la rete in media tensione come da misura a livello di singola Cabina Secondaria, di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato a fini perequativi nella tabella 9, colonna D.
- 24.3 L'energia elettrica prelevata nell'area di riferimento dalla rete dell'impresa distributrice nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m è pari alla somma dell'energia elettrica:
- a) prelevata nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale;
 - b) prelevata nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m 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 nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m dai punti di prelievo relativi a clienti finali ubicati nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice;
 - d) prelevata nella fascia oraria i del mese m 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;
- 24.4 Nel caso di clienti finali i cui punti di prelievo non sono trattati orari, l'attribuzione alla fascia oraria i del mese m dell'energia elettrica prelevata nei medesimi punti di prelievo è determinata ai sensi della disciplina del *load profiling*.
- 24.5 Per l'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 è assunto, nella fascia oraria i del mese m , un profilo di immissione o di prelievo pari al profilo del prelievo residuo d'area dell'area medesima, di cui all'Articolo 7 del TIS.

24.6 Il parametro λ_j^{PR-r} di cui al comma 24.1, è pari, per ciascuna impresa distributrice, a:

$$\lambda_j^{PR-r} = 1 + \Phi * \mu_j^{PR}$$

dove:

- μ_j^{PR} indica il fattore percentuale delle perdite sui prelievi di energia elettrica, risultante dalla combinazione dei fattori percentuali di perdita di tipo tecnico applicabili all'energia elettrica prelevata nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice, come fissati nella tabella 9, colonne A e B, e dei fattori percentuali di perdita di tipo commerciale applicabili all'energia elettrica prelevata nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m dai punti di prelievo relativi a clienti finali ubicati nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice, come fissati nella tabella 10;
- Φ è l'elemento di parametrizzazione specifico aziendale, determinato ai sensi del comma 24.7 in esito al confronto tra le perdite effettive e le perdite standard di ciascuna impresa distributrice.

24.7 Per ciascuna impresa distributrice, l'elemento di parametrizzazione specifico aziendale Φ di cui al comma 24.6, è pari a:

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

dove:

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

$$PE = \sum_{i,m} q_{i,m}^{IM} - \sum_{j,i,m} q_{j,i,m}^{PR}$$

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

$$PS = \sum_{j,i,m} \left[(1 + \mu_j^{PR}) * q_{j,i,m}^{PR} - q_{j,i,m}^{PR} \right]$$

24.8 In via facoltativa, in deroga a quanto disposto ai commi 24.2 e 24.6, l'impresa di distribuzione, tramite apposita comunicazione alla Cassa da presentarsi entro il 30 (trenta) settembre di ciascun anno, può richiedere che, all'energia elettrica immessa e prelevata nell'area di riferimento della propria rete, siano applicati i

fattori percentuali di perdita di tipo tecnico differenziati per ambito di concentrazione come fissati nelle tabelle 9.1, 9.2 e 9.3, colonne A, B, C e D.

24.9 Ai fini della verifica del valore assunto dall'ammontare ΔL di cui al comma 24.1, gli esercenti la maggior tutela sono tenuti a mantenere separata contabilizzazione dell'energia elettrica fornita in ciascun anno, nell'ambito del servizio di maggior tutela, ai punti di prelievo connessi a ciascun livello di tensione ed alla rete di ciascuna impresa distributrice.”;

e. l'articolo 26 del TIV è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 26

Contenimento delle perdite commerciali

26.1 L'ammontare da regolare con la Cassa in ragione del contenimento delle perdite commerciali per ciascuna impresa distributrice è pari a:

$$C = \sum_{j,i,m,t} \left\{ \mu_j^{PR-c} * [1 - (1 - \alpha_j)^t] * q_{j,i,m,t}^{PR-f} * pau_{i,m,t} \right\}$$

dove

- C è l'importo da regolare con la Cassa in ragione del contenimento delle perdite commerciali;
 - t è un indice temporale che assume valori pari a 1,2 e 3 a partire dalla perequazione relativa all'anno di competenza 2016;
 - μ_j^{PR-c} è il fattore di perdita commerciale sui prelievi di energia elettrica in bassa tensione per ciascuna macrozona j di cui alla tabella 10;
 - α_j è il fattore di miglioramento annuo per macrozona j per i fattori percentuali di perdita di tipo commerciale di cui alla tabella 11;
 - $q_{j,i,m,t}^{PR-f}$ è la quantità di energia elettrica prelevata nell'anno t nella macrozona j e nella fascia oraria i del mese m dai punti di prelievo in bassa tensione relativi a clienti finali ubicati nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice;
 - $pau_{i,m,t}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno t di cui al comma 18.4 praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m.
- 26.2 Al fine di tenere conto dei possibili maggiori oneri per le misure di contenimento delle perdite commerciali messe in atto dall'impresa distributrice, ciascuna impresa ha diritto a partecipare al meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali secondo le modalità di cui al presente articolo.
- 26.3 Per poter partecipare al meccanismo di attenuazione di cui al comma 26.2, l'impresa distributrice deve mettere in atto una serie di azioni mirate e comprovanti la propria diligenza gestionale nel contrasto al fenomeno dei

prelievi fraudolenti e nel contenimento, in particolare, degli errori di misurazione, quali:

- a) interventi volti a circoscrivere il perimetro dell'area soggetta a prelievi fraudolenti di energia elettrica, anche attraverso l'installazione di misuratori a livello di Cabina Secondaria e l'avvio di campagne di misura del bilancio energetico;
- b) verifiche periodiche sui profili di prelievo dei clienti finali e confronto con i dati storici relativi allo stesso cliente o a clienti della stessa tipologia al fine di evidenziare potenziali anomalie nei comportamenti di consumo;
- c) verifiche in sito dei punti di prelievo che evidenziano potenziali anomalie di utilizzo e, nel caso di accertamento del fenomeno di prelievo fraudolento da parte dei clienti finali, procedure di denuncia alle autorità competenti;
- d) accordi di collaborazione con le forze dell'ordine che consentano, almeno nelle zone più critiche, maggiore disponibilità nel condurre azioni di verifica congiunte;
- e) interventi finalizzati a responsabilizzare il personale dipendente rispetto al fenomeno dei prelievi fraudolenti anche con l'adozione di specifiche norme disciplinari;
- f) intensificazione dei controlli sulle aziende terze che svolgono attività di manutenzione delle reti e dei misuratori, anche attraverso l'inserimento di opportune clausole nei contratti di appalto;
- g) svolgimento di campagne di comunicazione per sensibilizzare i clienti finali nelle aree maggiormente soggette al fenomeno dei prelievi fraudolenti;
- h) predisposizione di report annuali con evidenza delle perdite commerciali calcolate a livello di ciascuna provincia e dei furti di materiale (come, ad esempio, cavi o avvolgimenti dei trasformatori nelle Cabine Secondarie);
- i) svolgimento di controlli periodici per verificare la corretta funzionalità dei dispositivi di misura e del sistema di telelettura dei dati.

26.4 Al termine del triennio, l'impresa distributrice presenta alla Cassa, secondo modalità operative dalla medesima definite con l'ausilio della Direzione Mercati dell'Autorità, un'istanza di partecipazione contenente, a pena di inammissibilità, l'attestazione di aver messo in atto azioni mirate per l'individuazione e il contenimento delle perdite commerciali ai sensi di quanto previsto al comma 26.2, corredata da una relazione tecnica ed economica delle medesime, incluso il dettaglio dei costi sostenuti indicando, inoltre, con riferimento agli interventi di cui al comma 26.3, lettere a), b), c), g) e i), l'incidenza delle misure adottate rispetto al totale della rete servita e/o al totale dei punti di prelievo relativi a clienti finali ubicati nell'area di riferimento e nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice.

- 26.5 Le informazioni trasmesse alla Cassa ai sensi del comma 26.4:
- a) costituiscono autocertificazione ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. 445/2000;
 - b) devono essere accompagnate da una relazione della società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità dei costi dichiarati nella relazione di cui al comma 26.4 rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società; tale giudizio è espresso sulla base dei principi di revisione contabile utilizzati in sede di redazione del bilancio di esercizio. Nel caso in cui il bilancio di esercizio dell'impresa distributrice non sia sottoposto a revisione legale, il legale rappresentante presenta una dichiarazione attestante la veridicità e la correttezza dei valori riportati nella relazione di cui al comma 26.4.
- 26.6 La Cassa verifica, con l'ausilio della Direzione Mercati dell'Autorità, la completezza della documentazione inviata e la coerenza delle informazioni trasmesse dall'impresa distributrice e, ove rilevi delle incoerenze o lacune, richiede la rettifica dei dati ovvero la motivazione delle differenze rilevate o l'integrazione delle informazioni.
- 26.7 L'esito positivo dell'istanza di adesione al meccanismo di attenuazione di cui al comma 26.2 comporta la non applicabilità delle disposizioni di cui al comma 26.1 con riferimento al triennio oggetto di valutazione.
- 26.8 Al fine di permettere l'implementazione del meccanismo di contenimento delle perdite commerciali di cui al presente articolo:
- entro il 30 aprile dell'anno successivo al triennio oggetto di valutazione, ciascuna impresa distributrice che intende accedere al meccanismo di cui al comma 26.2 presenta istanza alla Cassa;
 - entro il 30 giugno dell'anno successivo al triennio oggetto di valutazione, la Cassa comunica all'Autorità e all'impresa distributrice che ha presentato istanza, per la parte di proprio interesse, l'esito dell'istanza medesima;
 - entro il 30 novembre dell'anno successivo al triennio oggetto di valutazione, in corrispondenza della comunicazione dell'ammontare aggiornato di perequazione relativo a ciascuno dei meccanismi di perequazione di cui all'articolo 21, la Cassa comunica all'Autorità e all'impresa distributrice, per la parte di proprio interesse, gli importi da versare alla Cassa medesima in ragione degli esiti dell'implementazione del meccanismo di contenimento delle perdite di cui al comma 26.1 che dovranno essere regolati in coerenza con le modalità operative di cui all'articolo 27 del TIV.
- 26.9 I dati trasmessi alla Cassa in relazione al meccanismo di attenuazione del processo di efficientamento delle perdite commerciali di cui al comma 26.2 devono essere riferiti agli interventi adottati nel triennio antecedente l'anno in cui l'esame dell'istanza ha luogo.

26.10 Gli importi che risultano dall'applicazione del meccanismo di contenimento delle perdite commerciali di cui al presente articolo sono posti a carico del Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi di cui all'Articolo 54 del TIT”;

f. dopo la Tabella 8 sono inserite le seguenti tabelle:

Tabella 9

Fattori percentuali applicati a fini perequativi per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

| Livello di tensione | Per punti di prelievo % (A) (*) | Per punti di interconnessione tra reti % (B) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (senza inversione) % (C) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (in inversione) % (D) |
|---|--|---|---|--|
| 380 kV | 0,7% | | | |
| 220 kV | 1,1% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 | | 0,8% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT | | 1,1% | | |
| Altro | | 0,9% | | |
| ≤ 150 kV | 1,8% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT | | 1,1% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 1,8% | | |
| Altro | | 1,5% | | |
| MT | 3,5% | | 2,6% | 1,7% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 2,3% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 3,5% | | |
| Altro | | 2,9% | | |
| BT | 7,8% | | 5,8% | 3,9% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 5,2% | | |
| Altro | | 6,5% | | |

(*) A fini perequativi, a questi fattori vanno sommati i fattori relativi alle perdite commerciali di cui alla Tabella 10

Tabella 9.1

Fattori percentuali applicati a fini perequativi - negli ambiti di alta concentrazione - per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

| Livello di tensione | Per punti di prelievo % (A) (*) | Per punti di interconnessione tra reti % (B) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (senza inversione) % (C) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (in inversione) % (D) |
|---|--|---|---|--|
| 380 kV | 0,7% | | | |
| 220 kV | 1,1% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 | | 0,8% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT | | 1,1% | | |
| Altro | | 0,9% | | |
| ≤ 150 kV | 1,8% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT | | 1,1% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 1,8% | | |
| Altro | | 1,5% | | |
| MT | 3,3% | | 2,5% | 1,8% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 2,3% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 3,3% | | |
| Altro | | 2,8% | | |
| BT | 7,2% | | 5,4% | 3,7% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 4,9% | | |
| Altro | | 6,0% | | |

(*) A fini perequativi, a questi fattori vanno sommati i fattori relativi alle perdite commerciali di cui alla Tabella 10

Tabella 9.2

Fattori percentuali applicati a fini perequativi - negli ambiti di media concentrazione - per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

| Livello di tensione | Per punti di prelievo % (A) (*) | Per punti di interconnessione tra reti % (B) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (senza inversione) % (C) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (in inversione) % (D) |
|---|--|---|---|--|
| 380 kV | 0,7% | | | |
| 220 kV | 1,1% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 | | 0,8% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT | | 1,1% | | |
| Altro | | 0,9% | | |
| ≤ 150 kV | 1,8% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT | | 1,1% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 1,8% | | |
| Altro | | 1,5% | | |
| MT | 3,5% | | 2,6% | 1,7% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 2,3% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 3,5% | | |
| Altro | | 2,9% | | |
| BT | 7,8% | | 5,9% | 3,9% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 5,2% | | |
| Altro | | 6,5% | | |

(*) A fini perequativi, a questi fattori vanno sommati i fattori relativi alle perdite commerciali di cui alla Tabella 10

Tabella 9.3

Fattori percentuali applicati a fini perequativi - negli ambiti di bassa concentrazione - per le perdite tecniche di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

| Livello di tensione | Per punti di prelievo % (A) (*) | Per punti di interconnessione tra reti % (B) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (senza inversione) % (C) | Per punti di interconnessione virtuale alla RTN (in inversione) % (D) |
|---|--|---|---|--|
| 380 kV | 0,7% | | | |
| 220 kV | 1,1% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 | | 0,8% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT | | 1,1% | | |
| Altro | | 0,9% | | |
| ≤ 150 kV | 1,8% | | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT | | 1,1% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 1,8% | | |
| Altro | | 1,5% | | |
| MT | 3,6% | | 2,6% | 1,7% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT | | 2,3% | | |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 3,6% | | |
| Altro | | 3,0% | | |
| BT | 8,3% | | 6,1% | 4,0% |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT | | 5,4% | | |
| Altro | | 6,9% | | |

(*) A fini perequativi, a questi fattori vanno sommati i fattori relativi alle perdite commerciali di cui alla Tabella 10

Tabella 10

Fattori percentuali applicati ai prelievi dei clienti finali a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

| Livello di tensione | NORD % | CENTRO % | SUD % |
|----------------------------|---------------|-----------------|--------------|
| AT | - | - | - |
| MT | 0,1% | 0,3% | 0,9% |
| BT | 1,0% | 2,0% | 6,3% |

Tabella 11

Tassi annui di miglioramento sui fattori percentuali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica dai punti di prelievo relativi a clienti finali in bassa tensione

| | NORD % | CENTRO % | SUD % |
|---|---------------|-----------------|--------------|
| Punti di prelievo relativi a clienti finali in BT | 2% | 3% | 5% |

Articolo 3

Disposizioni finali

- 3.1 Fatto salvo quanto previsto all'articolo 2 in tema di contenimento delle perdite commerciali, i fattori di perdita standard per le perdite tecniche e i fattori di perdita standard per le perdite commerciali di cui alle tabelle 9, 9.1, 9.2, 9.3 e 10 del TIV sono fissati a valere dalla perequazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione relativa all'anno 2015 per il successivo triennio e potranno essere rivisti in considerazione dello sviluppo della generazione distribuita, degli effetti derivanti dal processo di contenimento delle perdite commerciali e di eventuali ulteriori affinamenti metodologici.
- 3.2 I fattori di perdita standard in media nazionale di cui alla tabella 4 del TIS da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti sono fissati per il primo triennio a decorrere dall'1 gennaio 2016 e potranno essere rivisti in coerenza con quanto disposto al comma precedente.
- 3.3 Il presente provvedimento e il TIV, come modificato, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.
- 3.4 Il TIV, come modificato dal presente provvedimento, entra in vigore dall'1 gennaio 2016.

23 luglio 2015

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni