

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
264/2014/R/EEL

**TRATTAMENTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA AI FINI
DELLA REVISIONE DEL MECCANISMO DI PEREQUAZIONE
DELLE PERDITE SULLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

6 giugno 2014

Premessa

Con la deliberazione 559/2012/R/eel l'Autorità ha stabilito, 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, in particolare con riferimento al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione perdite disciplinato dal TIV.

Con il presente documento per la consultazione l'Autorità, riconoscendo come la rilevante crescita della generazione distribuita comporta, da un lato, l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite, e dall'altro, per effetto della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, un incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di gestione ed esercizio delle reti stesse, illustra le modalità con cui ritiene opportuno tener conto di questi elementi nel corso di svolgimento del suddetto studio per definire i fattori convenzionali di perdita lato immissione da utilizzare a fini perequativi.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 4 luglio 2014. 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
sito internet: 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 di energia elettrica applicati all’energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione, in modo da tenere conto, da un lato, della rilevante crescita della generazione distribuita (di seguito: GD¹) 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 stabilito, 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).
- 1.5 La deliberazione 608/2013/R/eel ha, tra l’altro, evidenziato come gli elementi informativi in esito alla prima fase dello Studio del Politecnico, che già consentono di individuare una serie di parametri rilevanti correlati significativamente con il differenziale tra perdite effettive e perdite standard calcolato a livello di Cabina Primaria² (di seguito: CP), confermano un comportamento molto diverso delle reti elettriche in funzione della diversa localizzazione sul territorio e delle diverse caratteristiche strutturali, in linea con le valutazioni precedentemente svolte dall’Autorità.
- 1.6 Con il presente documento per la consultazione, 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, e dall’altro, per effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, un possibile incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di gestione ed esercizio delle reti stesse, illustra le modalità con cui ritiene opportuno tener conto di questi aspetti nello svolgimento dello Studio del Politecnico per definire i fattori convenzionali di perdita lato immissione da utilizzare a fini perequativi.

¹ 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.

² La Cabina Primaria è un impianto elettrico che ha la funzione di trasformare l’energia in ingresso ad alta tensione in energia a media tensione; essa corrisponde ad un punto di interconnessione della rete di distribuzione con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna.

- 1.7 In un'ottica di coerenza complessiva della disciplina regolatoria in materia di perdite di rete, le analisi condotte nell'ambito dello Studio del Politecnico, relativamente all'impatto della GD sulle perdite di rete, sono inoltre funzionali ad una futura eventuale revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica applicati, su base nazionale, all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di GD e riportati nella colonna (C) della Tavola 4 del TIS³.
- 1.8 Il seguito del presente documento è così strutturato:
- a) nel paragrafo 2 si illustrano, in esito alla prima fase dello Studio del Politecnico, i criteri adottati per la classificazione delle reti di distribuzione in funzione dell'impatto della GD;
 - b) nel paragrafo 3 si prospetta una modalità di trattamento della GD ai fini della quantificazione dei saldi di perequazione relativi alle perdite di rete;
 - c) in appendice, a titolo esemplificativo, sono riportate le vigenti formule di perequazione delle perdite di rete con le opportune correzioni per tener conto delle modalità di trattamento della GD descritte nel paragrafo 3.

2 Classificazione delle reti di distribuzione rispetto al fenomeno della generazione distribuita

2.1 Sulla base dei dati topologici ed energetici raccolti durante la prima fase dello Studio del Politecnico⁴ presso le società di distribuzione interconnesse con la RTN di Terna, è stato possibile classificare le reti in passive e attive in funzione dell'entità del fenomeno relativo all'inversione di flusso dell'energia elettrica a livello di CP per effetto della generazione distribuita. In particolare, in prima approssimazione, le reti con un valore di inversione di flusso (misurato sul lato in media tensione della CP) maggiore di zero, in termini di ore percentuali all'anno in cui si verifica il fenomeno, possono essere considerate "attive". Viceversa, le reti che non presentano inversione di flusso a livello di CP possono essere classificate come "passive". Un ulteriore parametro da tenere in considerazione, ai fini della valutazione delle condizioni di esercizio delle reti, è il rapporto tra l'energia immessa dalla GD e l'energia del carico sulla rete su un orizzonte annuale: tale rapporto consente, infatti, di tener conto dell'impatto che la GD può avere sulle reti a livello ancora più puntuale, come per esempio sulle linee in media tensione, anche laddove non si determini inversione di flusso a livello di CP.

2.2 Combinando i valori dei due parametri di cui al punto precedente è stata adottata la classificazione riportata nella Tavola 1⁵.

³ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica gas e sistema idrico in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*SETTLEMENT*) – Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09.

⁴ Lo Studio del Politecnico è articolato nelle seguenti quattro fasi principali:

Fase I: raccolta di dati topologici ed energetici delle reti di distribuzione a livello di Cabina Primaria (interconnessione con la Rete di Trasmissione Nazionale);

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 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.

⁵ La definizione di rete attiva per una rete MT con un'inversione di flusso $\geq 1\%$ è già stata utilizzata per la selezione dei progetti pilota *smart grid* (deliberazione ARG/elt 39/10); similmente, nelle Regole Tecniche di Connessione per le reti

Tavola 1: Classificazione delle reti sottese alle Cabine Primarie

GD immessa/carico per CP \ Inversione di flusso per CP	0%-1%	>= 1%
>= 50%	Fattispecie non riscontrata	Reti attive ad alta incidenza
10% - 50%	Reti passive ad alta incidenza	
5% - 10%	Reti passive a bassa incidenza	
< 5%		Fattispecie non riscontrata

2.3 In termini quantitativi, con riferimento ad un totale di circa 1700 reti sottese alle CP delle imprese di distribuzione (al netto delle reti scartate dall'analisi per limitare gli errori potenziali dovuti ai cambi di assetto), si è ottenuta la seguente ripartizione:

- le reti *attive ad alta incidenza*⁶ (ovvero che presentano inversione di flusso per almeno l'1% delle ore annue) corrispondono al 16,2%⁷;
- le reti *passive a bassa incidenza* (ovvero con inversione di flusso per meno dell'1% delle ore annue e con un rapporto tra generazione e carico minore del 10%) corrispondono al 66,4%;
- il rimanente 17,4% è costituito da reti *passive ad alta incidenza* (ovvero da reti che presentano inversione di flusso per meno dell'1% delle ore annue e un rapporto tra generazione e carico maggiore o uguale al 10%).

2.4 Durante la seconda fase dello studio sono stati messi a punto i due campioni di reti, rispettivamente in media e bassa tensione, per i calcoli di *load flow* finalizzati alla determinazione dei fattori standard relativi alle perdite di natura tecnica da applicare ai prelievi di energia elettrica nell'ambito del meccanismo di perequazione perdite. I due campioni sono stati estratti inizialmente dall'insieme di reti con inversione pari a zero e, in un secondo tempo, laddove necessario per motivi di rappresentatività campionaria, sono stati integrati con un numero limitato di reti attive. Ai fini dei calcoli di *load flow*, tuttavia, tutte le reti sono state considerate in assetto passivo, ovvero in assenza di impianti di GD.

2.5 In considerazione della numerosità di reti che esibiscono un comportamento anche solo parzialmente attivo, l'assunzione di cui al punto precedente rappresenta una semplificazione rispetto alle reali condizioni di funzionamento delle reti. Tale semplificazione, in assenza di correttivi, potrebbe non essere pienamente coerente con gli esiti dei futuri calcoli di perequazione che incorporeranno fattori convenzionali di perdita, lato prelievo, opportunamente differenziati in funzione delle caratteristiche delle reti. Pertanto, al fine di avere un quadro più realistico del funzionamento delle reti che tenga conto dell'impatto della

di distribuzione MT (Norma CEI 0-16) l'inversione di flusso è utilizzata come indicatore della necessaria evoluzione dei sistemi di controllo e protezione (in quel caso, il limite è fissato al 5%).

⁶ I due termini si riferiscono all'utilizzo combinato, rispettivamente, del primo (inversione di flusso a livello di CP) e del secondo (rapporto tra GD e carico) criterio utilizzato per valutare l'impatto della GD.

⁷ Il criterio è contenuto, ai fini del monitoraggio della GD, nel Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 125/10).

GD sulle perdite di rete, è stato ipotizzato un trattamento specifico per l'energia che determina un'inversione di flusso misurata a livello di interfaccia AT/MT (ovvero di CP), a cui può aggiungersi, in una fase successiva e solo dopo aver condotto opportuni calcoli di *load flow*, un affinamento metodologico in modo da considerare l'impatto che essa può causare sulla rete anche prima di creare inversione di flusso a livello di CP. Questi sviluppi sono descritti nel paragrafo successivo.

3 Trattamento della generazione distribuita nel calcolo dei saldi di perequazione delle perdite di rete

- 3.1 Il vigente meccanismo di perequazione delle perdite di rete (cfr. TIV, articolo 26.3, punto c) prevede che, nel calcolo del delta perdite relativo a ciascun operatore, all'energia immessa nelle reti di distribuzione da impianti GD siano applicati i coefficienti convenzionali di perdita di cui alla colonna (C) della Tabella 4 del TIS. Questi coefficienti riflettono le perdite evitate per effetto della GD con riferimento ai trasformatori e ai transiti a monte rispetto alle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione. Ai fini della valorizzazione dell'energia immessa da impianti GD, tuttavia, è necessario rendere quest'ultima equivalente all'energia che potrebbe essere immessa nella rete di trasmissione nazionale, applicando ad ogni trasformatore e ad ogni transito, inclusa la linea a cui è connesso l'impianto di generazione, un coefficiente standard che rifletta unicamente le perdite di natura tecnica lungo tutto il percorso dalla rete di trasmissione fino al punto di connessione dell'impianto alla rete di distribuzione. Non disponendo di dati robusti per quantificare le perdite tecniche delle linee in bassa tensione, come evidenziato nella deliberazione 559/2012/R/eel, la perequazione vigente, basata come detto sull'utilizzo dei coefficienti convenzionali di perdita di cui alla colonna (C) della Tabella 4 del TIS, riflette l'ipotesi semplificatrice che gli impianti GD siano connessi al trasformatore della cabina primaria o della cabina secondaria⁸ (di seguito: CS). Essendo lo Studio del Politecnico prioritariamente finalizzato alla quantificazione delle perdite di natura tecnica lungo tutti gli elementi delle reti di distribuzione, al completamento del medesimo sarà possibile determinare le perdite tecniche sia sulle linee MT che sulle linee BT, e quindi definire, nell'ambito delle formule della perequazione, coefficienti convenzionali da applicare, ai soli fini della perequazione delle perdite di rete, all'energia immessa da impianti GD che riflettano più puntualmente le perdite di natura tecnica lungo il percorso dalla rete di trasmissione a monte dei medesimi impianti.
- 3.2 Inoltre, al fine di considerare l'impatto effettivo dell'energia elettrica prodotta dagli impianti GD, e non consumata dai carichi elettricamente vicini, si propone di modificare, esclusivamente a fini perequativi, le modalità di utilizzo dei fattori percentuali convenzionali di perdita relativi alle immissioni di cui alla Tabella 4 del TIS. Si prospettano due diverse modalità di trattamento della GD nel calcolo del delta perdite in volume (ovvero della differenza tra perdite effettive e perdite standard): una modalità base di immediata applicazione (Metodo A) ed un eventuale successivo affinamento (Metodo B con due varianti). Nel seguito, dopo l'illustrazione dei due metodi, si propone un possibile percorso applicativo.

⁸ Per cabina secondaria si intende un impianto elettrico di trasformazione dell'energia elettrica da media a bassa tensione.

Metodo A

- 3.3 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 (di un'impresa di riferimento) da impianti di generazione: un flusso che non genera inversione in CP (EGD_{MTNO_INV} per gli impianti connessi in media tensione e EGD_{BTNO_INV} per gli impianti connessi in bassa tensione) e un flusso che risale lungo la rete di distribuzione e che da questa viene immesso nella rete di trasmissione (EGD_{MTINV} per gli impianti connessi in media tensione e EGD_{BTINV} per gli impianti connessi in bassa tensione). L'energia in uscita, misurata su un orizzonte annuale a livello di CP (EUA), sarebbe quindi pari alla somma dei due termini EGD_{MTINV} e EGD_{BTINV} .
- 3.4 All'energia immessa da GD, che non genera inversione in CP, si propone di applicare un coefficiente convenzionale di perdita che, essendo determinato sulla base di dati aggregati sia a livello temporale (un anno di esercizio) sia a livello spaziale (cluster di reti con caratteristiche simili), consenta di "mediare" la variabilità dei seguenti fattori che sono particolarmente rilevanti per gli impatti sulle perdite:
- la distanza tra il punto di connessione degli impianti di generazione e la CP;
 - la distanza tra gli stessi impianti di generazione e i carichi elettricamente più vicini;
 - il grado di coincidenza temporale tra profili di consumo e profili di immissione.
- Ipotizzando che il punto di interconnessione⁹ tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale sia in MT, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, questo coefficiente potrebbe assumere, su base nazionale e per la media tensione, un valore compreso tra 2,4% (livello corrispondente alle perdite tecniche "sicuramente" evitate da un generatore connesso all'interfaccia AT/MT) e 3,4% (livello corrispondente alle perdite tecniche, 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 Milano¹⁰). L'intervallo di valori analogo per la bassa tensione avrebbe come estremi 5,1% e 8,6%.
- 3.5 Ipotizzando sempre che il punto di interconnessione¹¹ tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale sia in MT, ai flussi di energia in inversione a livello di CP verrebbe invece applicato un fattore percentuale di perdita che consenta di tener conto del fatto che la suddetta energia, che fluisce sulla rete di distribuzione fino al trasformatore AT/MT della CP, potrebbe aumentare le perdite su alcuni tratti/elementi della rete. Tale coefficiente, sempre sulla base dei dati ad oggi disponibili in media nazionale, assumerebbe pertanto un valore compreso tra 1,4% (livello corrispondente ad un generatore connesso all'estremo inferiore della linea in media tensione senza carichi elettricamente vicini che genera inversione su tutta la linea MT¹²) e 2,4% (livello corrispondente alle perdite tecniche "sicuramente" evitate da un generatore connesso all'interfaccia AT/MT che non genera inversione lungo linea).
- 3.6 L'attuale assetto e modalità di gestione delle reti di distribuzione consentono di misurare l'inversione di flusso solo a livello di CP, ovvero di conoscere la quantità totale che viene

⁹ Cioè il punto in cui si effettua la misura dell'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice dalla RTN.

¹⁰ La metodologia di stima è descritta nell'Allegato A del documento per la consultazione 13/2012/R/eel.

¹¹ Cioè il punto in cui si effettua la misura dell'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice dalla RTN.

¹² Ulteriori sofisticazioni sono da prevedere qualora si intenda tenere in conto l'energia proveniente dalla rete BT.

immessa dalla rete di distribuzione nella rete di trasmissione nazionale. Un trattamento più puntuale del fenomeno richiederebbe di poter distinguere il livello di tensione a cui sono connessi gli impianti GD, la cui energia provoca inversione, e applicare a questa energia in inversione fattori convenzionali di perdita differenziati per livello di tensione (media e bassa tensione). In prima approssimazione si può ipotizzare che, nel caso in cui l'energia in inversione sia inferiore all'energia immessa nella rete di distribuzione da impianti connessi in media tensione (e trascurando l'eventuale energia immessa da punti di interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento), siano solo questi ultimi a causare l'inversione dei flussi di energia. Sotto tale assunzione si può quindi trascurare l'eventuale inversione prodotta dalla GD connessa a reti in bassa tensione (Formula 1 del punto 3.8).

- 3.7 Nel caso in cui, viceversa, l'energia in inversione sia superiore all'energia immessa nella rete di distribuzione da impianti connessi in media tensione (sempre trascurando l'eventuale energia immessa da punti di interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento), l'applicazione della metodologia indicata dall'Autorità prevede che la quantità eccedente sia attribuita all'energia immessa dalla GD connessa a reti in bassa tensione. (Formula 2 del punto 3.8).
- 3.8 Di seguito, a titolo esemplificativo, sono riportate le formule per il calcolo del delta perdite in volume. Per semplicità di esposizione non sono considerati gli eventuali carichi in alta tensione e tutti i flussi di energia nei punti di interconnessione tra le diverse aree di riferimento delle imprese di distribuzione e all'interno di ciascuna area di riferimento, nonché quelli relativi agli usi propri di trasmissione e distribuzione¹³. I coefficienti convenzionali percentuali di perdita, che compaiono nelle formule, sono da intendersi come valori medi nazionali e si riferiscono, per i prelievi, ai coefficienti di perdita standard attualmente in vigore (comprensivi delle perdite commerciali) e, per le immissioni degli impianti GD che non generano inversione, a valori compresi negli intervalli numerici di cui al precedente punto 3.4, scontando anche la variabilità dei fattori elencati nel medesimo punto. Per quanto riguarda invece le immissioni degli impianti GD, che generano inversione, le formule riportano il valore intermedio dell'intervallo numerico di cui al punto 3.5. Al completamento dello Studio del Politecnico sarà possibile differenziare i coefficienti convenzionali di perdita, sia per i prelievi sia per le immissioni di energia, secondo opportuni fattori che riflettano la localizzazione delle reti sul territorio e altre caratteristiche strutturali.

Formula 1: $EUA = EGD_{MT}^{INV} \leq EGD_{MT}$ (energia in inversione minore o uguale rispetto alla GD in media tensione)

$$q^{\Delta L} = P_{eff} - P_{std} = IMM_{AAT} - PRE_{std} =$$

$$= [EEA * (1+0,024) + (EGD_{MT} - EUA) * (1+0,026) + EUA * (1+0,019) + EGD_{BT} * (1+0,062)] -$$

$$- [EUA * (1+0,024) + ECAR_{MT} * (1+0,04) + ECAR_{BT} * (1+0,104)]$$

Formula 2: $EUA = (EGD_{MT}^{INV} + EGD_{BT}^{INV}) > EGD_{MT}$ (energia in inversione maggiore della GD in media tensione)

$$q^{\Delta L} = P_{eff} - P_{std} = IMM_{AAT} - PRE_{std} =$$

¹³ Si rimanda all'appendice per le formule dettagliate della perequazione perdite del TIV che tengono conto di questi ulteriori elementi.

$$= [EEA*(1+0,024) + EUA*(1+0,019) + (EGD_{BT} - (EUA - EGD_{MT}) * (1+0,062))] -$$

$$- [EUA*(1+0,024) + ECAR_{MT}*(1+0,04) + ECAR_{BT}*(1+0,104)]$$

dove:

$q^{\Delta L}$ = delta perdite (in volume);

P_{eff} = perdite effettive;

P_{std} = perdite standard;

IMM_{AAT} = energia complessivamente immessa nella rete di distribuzione e riportata in alta tensione;

PRE_{std} = prelievi aumentati dei fattori di perdita standard;

EEA = energia immessa dalla rete di trasmissione nella rete di distribuzione (entrante nella CP); il coefficiente convenzionale di perdita del 2,4% incluso nel termine moltiplicativo corrisponde al vigente valore per un punto di interconnessione tra reti con misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT (lato MT) di cui alla colonna (B) della Tabella 4 del TIS;

EUA = energia immessa dalla rete di distribuzione nella rete di trasmissione (uscente dalla CP) e corrispondente alla somma di EGD_{MTINV} e EGD_{BTINV} ; sia nella Formula 1 sia nella Formula 2 questa energia appare due volte: una volta come immissione nella rete di distribuzione e una volta come prelievo dalla rete di distribuzione; nel primo caso, il coefficiente convenzionale di perdita dell'1,9% incluso nel termine moltiplicativo corrisponde al valore intermedio dell'intervallo avente per estremi 1,4% e 2,4% come spiegato al punto 3.5; nel secondo caso, il coefficiente convenzionale di perdita del 2,4% incluso nel termine moltiplicativo corrisponde al vigente valore per un punto di interconnessione tra reti con misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT (lato MT) di cui alla colonna (B) della Tabella 4 del TIS;

EGD_{MT} = energia complessivamente immessa da impianti di GD connessi in media tensione;

EGD_{MTINV} = energia immessa da impianti di GD connessi in media tensione che genera inversione in CP; corrisponde al termine EUA nella Formula 1;

$EGD_{MTNO_INV} = EGD_{MT} - EGD_{MTINV}$ = energia immessa da impianti di GD connessi in media tensione che non genera inversione in CP; il coefficiente convenzionale di perdita del 2,6% incluso nel termine moltiplicativo della Formula 1 corrisponde al valore intermedio dell'intervallo avente per estremi 2,4% e 3,4% corretto per tener conto convenzionalmente degli effetti sulle perdite dei fattori a), b) e c) di cui al punto 3.4;

EGD_{BT} = energia complessivamente immessa da impianti di GD connessi in bassa tensione;

EGD_{BTINV} = energia immessa da impianti di GD connessi in bassa tensione che genera inversione in CP; nella Formula 1 tale energia è considerata nulla per definizione;

$EGD_{BTNO_INV} = EGD_{BT}$ (Formula 1) oppure $EGD_{BTNO_INV} = EGD_{BT} - (EUA - EGD_{MT})$ (Formula 2) = energia immessa da impianti di GD connessi in bassa tensione che non genera inversione in CP; il coefficiente convenzionale di perdita del 6,2% incluso nel termine moltiplicativo della Formula 1 e della Formula 2 corrisponde al valore intermedio dell'intervallo avente per estremi 5,1% e 8,6% corretto per tener conto convenzionalmente degli effetti sulle perdite dei fattori a), b) e c) di cui al punto 3.4;

$ECAR_{MT}$ = energia prelevata dai carichi connessi in media tensione; il coefficiente convenzionale di perdita del 4,0% incluso nel termine moltiplicativo corrisponde al vigente valore per un punto di prelievo in MT di cui alla colonna (A) della Tabella 4 del TIS;

$ECAR_{BT}$ = energia prelevata dai carichi connessi in bassa tensione; il coefficiente convenzionale di perdita del 10,4% incluso nel termine moltiplicativo corrisponde al vigente valore per un punto di prelievo in BT di cui alla colonna (A) della Tabella 4 del TIS.

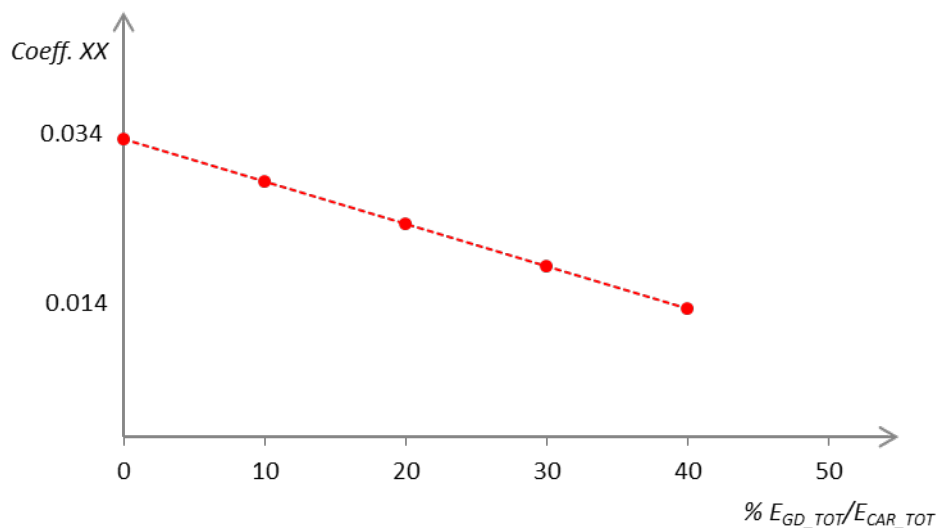
Metodo B

- 3.9 Questo secondo metodo, a differenza del primo, consente di considerare in modo più puntuale l'impatto che la GD può causare sulla rete, prevedendo un trattamento specifico sia per l'energia in inversione sulle linee a valle della CP (§3.10) sia per l'energia in inversione a livello di CP (§ 3.11). Inoltre, nella variante B2, sarebbe possibile misurare anche i flussi di energia in inversione a livello di cabina secondaria ovvero di interfaccia MT/BT, rilasciando in tal modo le ipotesi semplificatrici di cui ai punti 3.6 e 3.7.

Metodo B1

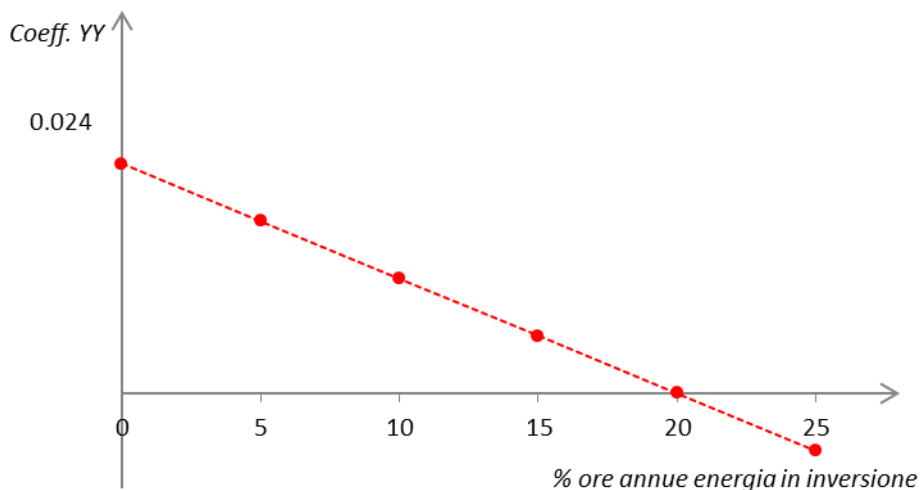
- 3.10 Alla quantità di GD, che non genera inversione a livello di CP (ovvero alla quantità immessa in rete dalla GD al netto di quanto eventualmente in inversione all'interfaccia AT/MT), si propone di applicare, per ogni singola CP, un coefficiente di perdita standard, inizialmente per la sola media tensione (cfr. *Metodo B2* per la bassa tensione), calcolato sulla base del rapporto tra l'energia immessa dalla GD (EGD_{TOT}) e il carico totale sulla rete sottesa alla CP stessa ($ECAR_{TOT}$). Infatti, si ritiene che il suddetto rapporto possa ragionevolmente e parsimoniosamente correlare la penetrazione della GD alle perdite di rete, rappresentando la variabilità dei fattori a), b) e c) di cui al precedente punto 3.4; l'utilizzo di altri indicatori quali, ad esempio, la distanza del generatore dalla CP o dai carichi elettrici sarebbe, infatti, troppo oneroso dal punto vista operativo e troppo volatile nel tempo, oltre che rispetto alle possibili condizioni di esercizio della rete su un intero anno. Il coefficiente di perdita standard applicato all'energia immessa da impianti di GD potrebbe pertanto variare da un valore iniziale (pari, come valore massimo, a quello applicato al carico per le sole perdite tecniche, nel caso ideale in cui tutta l'energia da GD sia consumata in loco da un carico elettricamente vicino, fattispecie che comporta una riduzione delle perdite di rete) fino ad un valore corrispondente ad un generatore connesso all'estremo inferiore della linea in media tensione e/o ipotizzando che l'energia da GD sia del tutto asincrona rispetto ai carichi presenti in rete, generando inversione lungo la linea e un aumento delle perdite di rete. Il Grafico 1 descrive, a titolo puramente indicativo, una possibile articolazione del valore del coefficiente di perdita in funzione del valore del rapporto $EGD_{TOT}/ECAR_{TOT}$.

Grafico 1: Individuazione del coefficiente di perdita standard per l'energia in inversione sulle linee a valle della CP



3.11 Inoltre, con riferimento all'energia che genera inversione a livello di CP, l'analisi dovrebbe tener conto dell'incidenza della GD sulle perdite di rete, attraverso valutazioni differenti rispetto al trasformatore AT/MT e alle linee MT, comportando, a seconda dei casi, l'applicazione di un fattore di perdita potenzialmente assai ridotto corrispondente ad un generatore connesso all'estremo inferiore della linea in media tensione. Il Grafico 2 evidenzia, sempre a titolo puramente indicativo, la possibile articolazione del valore del coefficiente di perdita in funzione del valore percentuale dell'energia in inversione a livello di CP a partire da un valore massimo corrispondente alle perdite tecniche "sicuramente" evitate da un generatore connesso all'interfaccia AT/MT.

Grafico 2: Individuazione del coefficiente di perdita standard per l'energia in inversione a livello di CP



- 3.12 Dal punto di vista operativo si potrebbero, pertanto, condurre specifici calcoli di *load flow* in modo da determinare sia il fattore da applicare alla GD in inversione sia il fattore da applicare alla restante quantità di GD sulla base del rapporto $EGD_{TOT}/ECAR_{TOT}$ (crescente: pari, ad esempio, al 10%, 20%, 30%, 40%, etc.). In questo modo sarebbe possibile individuare con maggiore precisione l'impatto della GD sulle perdite di rete e, conseguentemente, stimare per ciascuna CP il coefficiente di perdita per le immissioni in media tensione più rappresentativo del corretto funzionamento delle reti anche in presenza di elevate quantità di GD.
- 3.13 L'applicazione del metodo B comporterebbe, a titolo esemplificativo, l'utilizzo della Formula 1 come di seguito modificata.

Formula 1bis : $EUA = EGD_{MT} \cdot INV \leq EGD_{MT}$ (energia in inversione minore o uguale rispetto alla GD in media tensione)

$$\begin{aligned}
 q^{\Delta L} &= P_{\text{eff}} - P_{\text{std}} = IMM_{AAT} - PRE_{\text{std}} = \\
 &= [EEA \cdot (1+0,024) + (EGD_{MT} - EUA) \cdot (1+0,0XX) + EUA \cdot (1+0,0YY) + EGD_{BT} \cdot (1+0,062)] - \\
 &- [EUA \cdot (1+0,024) + ECAR_{MT} \cdot (1+0,04) + ECAR_{BT} \cdot (1+0,104)]
 \end{aligned}$$

dove:

0,0XX = coefficiente di perdita standard per le immissioni in media tensione che non causano inversione a livello di CP; valore indicativamente compreso tra 0,014 e 0,034 sulla base delle stime ad oggi disponibili in media nazionale (ipotizzando che il punto di interconnessione tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale sia in MT);

0,0YY = coefficiente di perdita standard per le immissioni in media tensione che causano inversione a livello di CP; valore che parte da un livello massimo pari a 0,024 sulla base delle stime ad oggi disponibili in media nazionale (ipotizzando che il punto di interconnessione tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale sia in MT).

Metodo B2

3.14 Attualmente, nella generalità dei casi non risultano installati misuratori all'interfaccia MT/BT¹⁴. Di conseguenza, non è oggi possibile conoscere l'inversione di flusso all'interfaccia MT/BT; ciò non consente una precisa individuazione del fattore di perdita da applicare all'energia immessa in rete dagli impianti di GD connessi alle reti BT, con riferimento sia al metodo A, sia al metodo B. Per questo motivo, in presenza di elevate quantità di GD sulle reti di distribuzione BT, la misura dei flussi all'interfaccia MT/BT consentirebbe:

- con il metodo A, di applicare all'energia in inversione BT un valore compreso tra 2,1% - 1,1% (intervallo stimato corrispondente ad un generatore connesso all'estremo inferiore della linea in bassa tensione senza carichi elettricamente vicini che genera inversione su tutta la linea BT¹⁵) e 5,1% (livello corrispondente alle perdite tecniche "sicuramente" evitate da un generatore connesso all'interfaccia MT/BT che non genera inversione lungo linea);
- con il metodo B, di calcolare il fattore 0,0XX per le immissioni in bassa tensione che non causano inversione a livello di CS e il fattore 0,0YY per le immissioni in bassa tensione che causano inversione a livello di CS.

Percorso applicativo

3.15 Nell'ambito del processo di revisione generale del meccanismo di perequazione delle perdite di rete, l'Autorità intende proporre l'adozione del metodo A sopra descritto. Tale metodo, infatti, pur essendo meno preciso rispetto al metodo B, presenta i seguenti vantaggi:

- consente di tener conto da subito di una parte rilevante del potenziale impatto della GD sulle perdite di rete dal momento che, sulla base dei dati raccolti presso le società di distribuzione, tutte le CP, che presentano un rapporto $EGD_{TOT}/ECAR_{TOT}$ maggiore del 50%, sono reti *attive ad alta incidenza* (ovvero con un valore di inversione maggiore dell'1%);
- non richiede ulteriori elaborazioni rispetto alle analisi già effettuate dal Politecnico di Milano con il contributo delle imprese di distribuzione;
- può essere facilmente implementabile, con modifiche contenute, anche con le attuali modalità operative che riguardano la comunicazione, da parte delle società di distribuzione alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), dei dati relativi ai flussi energetici (lato immissione e lato prelievo) per la quantificazione, da parte di quest'ultima, dei saldi di perequazione di ciascun operatore. Le imprese di distribuzione possono pertanto mantenere le proprie prassi operative per quanto riguarda la rilevazione dei dati necessari per le determinazioni previste dal TIV.

¹⁴ Similmente, non risultano disponibili in modo generalizzato informazioni circa l'inversione di flusso a livello di singola linea MT (determinabili mediante l'installazione di misuratori in Cabina Primaria all'inizio di ogni linea); tali informazioni renderebbero più mirata l'applicazione dei metodi precedenti.

¹⁵ Analogamente a quanto descritto al punto 3.5 per la media tensione, gli estremi 1,1% e 2,1% sono calcolati per la bassa tensione sottraendo al livello del coefficiente di perdita 5,1% di cui alla colonna (C) della Tabella 4 del TIS i valori dei coefficienti convenzionali di perdita stimati per le perdite tecniche lungo le linee in bassa tensione e compresi nell'intervallo 3-4%.

- 3.16 In una seconda fase, in presenza di una richiesta specifica da parte degli operatori, l'Autorità potrebbe valutare di procedere con l'affinamento metodologico proposto con il metodo B, al fine di consentire, su istanza motivata del singolo operatore e in considerazione delle specifiche condizioni di esercizio della propria rete di distribuzione, di accedere alla modalità alternativa di trattamento puntuale della GD.
- 3.17 Occorre, tuttavia, segnalare che l'applicazione del metodo B comporta una maggiore onerosità sia, *ex ante*, per la definizione puntuale dei coefficienti di perdita da applicare all'energia immessa nelle reti di distribuzione sia, *ex post*, per le inevitabili modifiche da apportare alle modalità operative per il calcolo dei saldi di perequazione. Per quanto riguarda il primo aspetto, ciò richiederà l'avvio di un'analisi ad hoc (da condurre su base nazionale previo coinvolgimento di tutti i distributori di riferimento) con l'esecuzione, da parte degli stessi distributori, di calcoli di *load flow* su un opportuno campione di reti, secondo quanto descritto al punto 3.12. Per quanto riguarda, invece, l'impatto sulle modalità operative di calcolo dei saldi di perequazione, i distributori, che faranno richiesta di accesso al Metodo B, dovranno calcolare ogni anno i flussi energetici in immissione e in prelievo per ogni singola CP, applicando a ciascuna di esse i coefficienti di perdita come precedentemente determinati e comunicando alla Cassa sia i risultati ottenuti a livello aggregato (per l'intera rete di distribuzione di pertinenza dell'impresa) sia i valori associati alle singole reti sottese ad ogni CP. Ciò potrebbe comportare una modifica delle attuali modalità di raccolta dati, in quanto sarebbe necessario conoscere la quantità di energia immessa e prelevata a livello di singola CP sulla base del reale assetto di esercizio, calcolando a seguito di ciascun cambio di assetto la variazione del carico e della GD sottesa ad ogni singola linea e/o CP. Per gli altri operatori continuerebbe invece ad applicarsi il trattamento previsto dal metodo A.
- 3.18 Qualora, a seguito della richiesta da parte degli operatori, dovesse essere avviato il metodo B1 (o B2), i valori dei coefficienti di perdita come determinati secondo il metodo A potrebbero essere successivamente modificati per mantenere la coerenza tra i due approcci, evitando potenziali effetti discriminatori conseguenti alle diverse scelte delle imprese di distribuzione.

Q.1. Si condivide la proposta dell'Autorità di implementare inizialmente il metodo A con le semplificazioni sottese a tale implementazione? In particolare, si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di considerare convenzionalmente gli effetti sulle perdite legati alla distanza tra il punto di connessione di ciascun impianto e la CP e tra impianti di generazione e carichi, nonché quelli derivanti dal potenziale sfasamento temporale tra immissioni e prelievi? Si condivide, inoltre, la proposta di trascurare il fatto che, anche qualora l'energia in inversione a livello di CP su base annua avesse un valore complessivo inferiore all'energia immessa dalla GD in media tensione, essa potrebbe per alcune ore dell'anno derivare, a sua volta, da un'inversione a livello di cabina secondaria (interfaccia MT/BT) e quindi essere prodotta da impianti connessi in bassa tensione?

Q.2. Si ritiene corretto applicare *mutatis mutandis* un trattamento analogo a quello descritto per il metodo A per tener conto dell'impatto della GD sulle perdite delle reti sottese ad un'area di riferimento? Evidenziare eventuali criticità per il calcolo dei saldi di perequazione delle imprese le cui reti sono sottese ad un'area di riferimento.

Q.3. Si condivide l'ordine di priorità (definito in appendice per un'impresa di riferimento) con cui sono modificati i coefficienti di immissione relativi all'energia immessa da impianti GD e dalle interconnessioni con altre aree di riferimento o all'interno dell'area di riferimento (Metodo A)?

Q.4. Si condivide l'affinamento metodologico proposto per tener conto dell'inversione che la GD può causare sulle linee, anche a prescindere dall'eventuale inversione di flusso a livello di CP, e per tenere conto del reale impatto della GD in inversione, facendo riferimento alle caratteristiche e al funzionamento delle diverse reti (Metodo B)?

Q.5. Si condividono le modalità di determinazione (su richiesta degli operatori) e di applicazione (su base volontaria) del metodo B? Evidenziare eventuali criticità circa le modalità operative derivanti dall'adozione del metodo B (nelle varianti B1 e B2) per il calcolo dei saldi di perequazione.

Q.6. Quali meccanismi alternativi rispetto a quanto illustrato nel presente documento per la consultazione potrebbero essere utilizzati per considerare l'impatto della GD sulle perdite di rete?

Appendice: modifiche alle formule di perequazione per l'implementazione del Metodo A

Le formule seguenti esemplificano il calcolo del delta perdite (in volume) come differenza tra immissioni e prelievi aumentati dei fattori standard di perdita, tenendo conto delle modalità di trattamento della GD descritte nel paragrafo 3, a parità di tutte le altre disposizioni attualmente in vigore e tralasciando, per semplicità, i riferimenti temporali dei flussi energetici al mese e alla fascia oraria e, laddove rileva, alla tipologia contrattuale. Per semplicità di esposizione, inoltre, le formule sono riferite ai dati che dovrebbe comunicare alla Cassa un'impresa distributrice di riferimento.

Se $EUA \leq EGD_{MT}$

$$1) IMM_{AAT} = [EEA * \lambda_B + EED * \lambda_B] + [UTeD_{AT} * \lambda_A] + [EUA * \lambda_C + (EGD_{MT} - EUA) * \lambda_C + EGD_{BT} * \lambda_C]$$

Oppure se $EGD_{MT} < EUA \leq EGD_{MT} + EED_{MT}$

$$2) IMM_{AAT} = [EEA * \lambda_B + EED_{BT} * \lambda_B] + [UTeD_{AT} * \lambda_A] + [EUA * \lambda_C + (EED_{MT} - EUA + EGD_{MT}) * \lambda_B + EGD_{BT} * \lambda_C]$$

Oppure se $EGD_{MT} + EED_{MT} < EUA \leq EGD_{MT} + EED_{MT} + EGD_{BT}$

$$3) IMM_{AAT} = [EEA * \lambda_B + EED_{BT} * \lambda_B] + [UTeD_{AT} * \lambda_A] + [EUA * \lambda_C + (EGD_{BT} - EUA + EGD_{MT} + EED_{MT}) * \lambda_C]$$

Oppure se $EGD_{MT} + EED_{MT} + EGD_{BT} < EUA \leq EGD_{MT} + EED_{MT} + EGD_{BT} + EED_{BT}$

$$4) IMM_{AAT} = [EEA * \lambda_B + (EED_{BT} - EUA + EGD_{MT} + EGD_{BT} + EED_{MT}) * \lambda_B] + [UTeD_{AT} * \lambda_A] + EUA * \lambda_C$$

Oppure se $EGD_{MT} + EED_{MT} + EGD_{BT} + EED_{BT} < EUA \leq EGD_{MT} + EED_{MT} + EGD_{BT} + EED_{BT} + EEA$ ¹⁶

$$5) IMM_{AAT} = [(EEA + EED_{BT} - EUA + EGD_{MT} + EGD_{BT} + EED_{MT}) * \lambda_B] + [UTeD_{AT} * \lambda_A] + EUA * \lambda_C$$

$$6) PREstd = [EUA * \lambda_B + EUD * \lambda_B] + [ECAR_{ML_{AT}} * \lambda_A + ECAR_{ML_{MT}} * \lambda_A + ECAR_{ML_{BT}} * \lambda_A] + [ECAR_{MT_H_{BT}} * \lambda_A + UTeDH_{MT} * \lambda_A + UTeDH_{BT} * \lambda_A] + ECAR_{MT_NO_H_{BT}} * \lambda_A + UTeD_{NO_H} * \lambda_A$$

$$7) q^{\Delta L} = (IMM_{AAT} - PREstd)$$

dove:

EEA	= energia entrante in CP, immessa nella rete dell'impresa di distribuzione nei punti di interconnessione con la RTN - TIV art. 26.3 a)
EED	= energia immessa nella rete dell'impresa di distribuzione da punti di interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento - TIV art. 26.3 a)
EED _{MT}	= energia immessa nella rete MT dell'impresa di distribuzione da punti di interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento - TIV art. 26.3 a)
EED _{BT}	= energia immessa nella rete BT dell'impresa di distribuzione da punti di

¹⁶ Questa formula si riferisce al caso particolare in cui la rete di distribuzione include tratti in AT che rientrano nel normale esercizio della RTN gestita da Terna, pur essendo di proprietà di una società di distribuzione.

	interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento - TIV art. 26.3 a)
UTeD _{AT}	= energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo connessi alla RTN e ubicati nell'ambito territoriale dell'impresa di distribuzione - TIV art. 26.3 b)
EGD _{MT}	= energia immessa nella rete dell'impresa distributrice da impianti di generazione connessi in media tensione (nei punti di interconnessione virtuale alla RTN) - TIV art. 26.3 c)
EGD _{BT}	= energia immessa nella rete dell'impresa distributrice da impianti di generazione connessi in bassa tensione (nei punti di interconnessione virtuale alla RTN) - TIV art. 26.3 c)
EUA	= energia uscente da CP, prelevata dalla rete dell'impresa di distribuzione nei punti di interconnessione con la RTN - TIV art. 26.4 a)
EUD	= energia prelevata dalla rete dell'impresa di distribuzione da punti di interconnessione con altre aree di riferimento o compresi nell'area di riferimento - TIV art. 26.4 a)
ECAR_ML _{AT}	= energia prelevata in alta tensione da punti di prelievo relativi a clienti finali del mercato libero o serviti in salvaguardia - TIV art. 26.4 b)
ECAR_ML _{MT}	= energia prelevata in media tensione da punti di prelievo relativi a clienti finali del mercato libero o serviti in salvaguardia - TIV art. 26.4 b)
ECAR_ML _{BT}	= energia prelevata in bassa tensione da punti di prelievo relativi a clienti finali del mercato libero o serviti in salvaguardia - TIV art. 26.4 b)
ECAR_MT_H _{BT}	= energia prelevata da clienti serviti in maggior tutela e trattati su base oraria - TIV art. 26.4 d)
ECAR_MT_NO_H _{BT}	= energia prelevata da clienti serviti in maggior tutela (non trattati su base oraria) - TIV art. 24.1 (q^{c-MT})
UTeDH _{MT}	= energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo in media tensione compresi nell'area di riferimento dell'impresa di distribuzione e trattati su base oraria - TIV art. 26.4 c)
UTeDH _{BT}	= energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo in bassa tensione compresi nell'area di riferimento dell'impresa di distribuzione e trattati su base oraria - TIV art. 26.4 c)
UTeD_NO_H	= energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo in bassa tensione compresi nell'area di riferimento dell'impresa di distribuzione (non trattati su base oraria) - TIV art. 24.1 (q^{c-MT})
λ_A	= $(1 + a)$ dove a rappresenta i coefficienti percentuali convenzionali di perdita per i punti di prelievo
λ_B	= $(1 + b)$ dove b rappresenta i coefficienti percentuali convenzionali di perdita per i punti di interconnessione tra reti
λ_C	= $(1 + c)$ dove c rappresenta i coefficienti percentuali convenzionali di perdita per i punti di immissione in media e bassa tensione