

DELIBERAZIONE 3 MAGGIO 2012
175/2012/R/EEL

REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA DI ENERGIA ELETTRICA APPLICATI ALL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA NELLE RETI DI BASSA E MEDIA TENSIONE DAGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 maggio 2012

VISTI:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- 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 legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2006, n. 160/06 e relativi allegati (di seguito: deliberazione 160/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2007, n. 40/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 328/07 e relativi allegati (di seguito: deliberazione 328/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2009, ARG/elt 25/09 e i relativi allegati (di seguito: deliberazione ARG/elt 25/09);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, n. 107/09 (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2010, ARG/elt 81/10 e i relativi allegati (di seguito: deliberazione ARG/elt 81/10);
- la deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2010, ARG/elt 223/10 e i relativi allegati (di seguito: deliberazione ARG/elt 223/10);

- 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 22 marzo 2012, 98/2012/I/eel e i relativi allegati (di seguito: deliberazione 98/2012/I/eel);
- il documento per la consultazione 26 gennaio 2012, 13/2012/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 13/2012/R/eel).

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, nell’esercizio dei suoi poteri di regolazione dei servizi di rete (dispacciamento e trasporto dell’energia elettrica), fissa i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti (di seguito: fattori di perdita standard) e, in particolare, 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 sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti di connessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale e per le imprese distributrici;
- la definizione dei fattori di perdita standard sulle reti di distribuzione ha un impatto sulla remunerazione complessiva delle imprese distributrici, in quanto l’attuale regolazione prevede uno specifico meccanismo di perequazione con la finalità di incentivare ciascuna impresa distributtrice al contenimento delle perdite facendo sì che la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive della rete di ciascuna impresa distributtrice e le corrispondenti perdite standard, sia posta in capo a (a beneficio di) ciascuna impresa distributtrice;
- la regolazione delle perdite standard utilizzata fino ad oggi:
 - attribuisce all’energia elettrica immessa nelle reti in bassa e media tensione lo stesso fattore di perdita standard previsto per l’energia elettrica prelevata al medesimo livello di tensione;
 - ha la finalità di riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica il beneficio corrispondente alla riduzione delle perdite conseguente al fatto che tale energia elettrica viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, nell’ipotesi che tale immissione eviti trasformazioni e riduca i transiti;
- il settore elettrico negli ultimi anni è stato caratterizzato da una forte evoluzione con impatti potenzialmente rilevanti sull’assetto di rete e sulle perdite di rete ad esso associate. In particolare:
 - la rilevante crescita della generazione distribuita (come testimoniato dai monitoraggi condotti dall’Autorità e allegati alle deliberazioni 160/06, 328/07, ARG/elt 25/09, ARG/elt 81/10, ARG/elt 223/10 e 98/2012/I/eel), da un lato, comporta l’avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite; dall’altro, per effetto della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, può anche determinare un incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di esercizio e gestione delle reti;

- la crescita della generazione distribuita è stata ancora più rilevante nell'anno 2011 per effetto del notevole sviluppo degli impianti fotovoltaici, la cui produzione di energia elettrica è risultata pari a circa 11 TWh, a fronte dei circa 2 TWh dell'anno 2010;
- dal 2004 (anno in cui è stata effettuato l'aggiornamento dei fattori di perdita standard vigenti fino alla fine del 2011) ad oggi le reti elettriche, anche per effetto dei meccanismi tariffari incentivanti adottati dall'Autorità, hanno subito un costante processo di efficientamento, anche dal punto di vista gestionale, che potrebbe aver comportato una riduzione delle perdite di rete;
- l'Autorità, sulla base di quanto evidenziato nel precedente alinea, con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione e dell'eventuale necessità di adeguamento dei medesimi fattori; e che tale procedimento si è reso urgente per effetto del rapido sviluppo della generazione distribuita avvenuto nell'anno 2011;
- dalle prime analisi svolte dall'Autorità sugli esiti del meccanismo di perequazione a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, di cui ai precedenti alinea, emergono alcuni elementi di carattere generale da tenere in considerazione in tema di perdite sulle reti di distribuzione. In particolare è emerso che:
 - le perdite effettive, a livello medio nazionale, sono superiori a quelle standard;
 - la differenza fra perdite effettive e perdite standard non è omogenea a livello nazionale, ma presenta dei caratteri marcatamente territoriali;
 - tale differenziazione di carattere territoriale potrebbe trovare spiegazione, da un lato, nelle diverse caratteristiche tecniche della rete elettrica e nella differente concentrazione territoriale dei punti di prelievo, dall'altro, nella presenza di fenomeni di prelievi fraudolenti da parte di clienti finali, anche attraverso la manomissione degli impianti di prelievo (di seguito: perdite per frodi), particolarmente rilevanti in alcune zone del Paese;
- le analisi di cui al precedente alinea non sono da considerarsi esaustive in quanto le informazioni oggi disponibili circa le risultanze dei meccanismi di perequazione dovranno essere integrate con i dati di eventuali rettifiche che potranno pervenire successivamente;
- la revisione dei fattori di perdita standard deve tenere conto della necessità di una differenziazione tra i fattori applicati ai prelievi di energia elettrica e quelli applicati alle immissioni di energia elettrica, al fine di considerare, per quanto attiene le immissioni, lo sviluppo della generazione distribuita e, per quanto attiene i prelievi, l'incremento del fenomeno dei prelievi fraudolenti;
- l'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha commissionato al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano uno studio finalizzato alla valutazione delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione (di seguito: studio del Politecnico);
- l'Autorità, in attesa del completamento del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha adottato la deliberazione ARG/elt 196/11 con cui sono stati rivisti i fattori di perdita standard previsti dal Testo Integrato *Settlement* con decorrenza dall'1 gennaio 2012. In particolare:
 - sono stati rivisti i fattori di perdita standard delle reti di alta e altissima tensione, allineandoli ai risultati indicati nello studio del Politecnico;

- in conseguenza della revisione di cui al precedente alinea, sono stati rivisti i fattori di perdita standard delle reti di bassa e media tensione, in modo da minimizzare il valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard rispetto ai dati a disposizione dell’Autorità sulla base delle risultanze dei meccanismi di perequazione;
- si è previsto di effettuare ulteriori approfondimenti in merito all’adeguatezza dei fattori di perdita standard;
- è stata rimandata a successivi provvedimenti l’ulteriore revisione dei fattori di perdita standard relativamente alle reti in media e in bassa tensione, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica, oltre che di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributrice della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard;
- è stato stabilito che l’adozione dei provvedimenti di cui al precedente punto avvenga entro il 30 settembre 2012; e che sia data priorità alla specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica valutando la possibilità di applicare, già con riferimento all’anno 2012, meccanismi di perequazione tra le diverse imprese distributrici.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, sulla base delle risultanze dello studio del Politecnico, con il documento per la consultazione 13/2012/R/eel, ha illustrato gli orientamenti in merito alla definizione dei fattori di perdita standard da applicarsi alle immissioni di energia elettrica sulle reti di bassa e media tensione evidenziando che:
 - la determinazione dei fattori di perdita standard applicati alle immissioni di energia elettrica deve tener conto esclusivamente delle perdite “tecniche”;
 - non è più possibile ipotizzare, in un contesto di progressivo e rapido sviluppo della generazione distribuita, che:
 - a) tutta l’energia elettrica immessa in media e bassa tensione sia consumata al medesimo livello o al livello di tensione inferiore, determinando così minori perdite di rete (per effetto della riduzione dei transiti e delle trasformazioni di energia elettrica proveniente dai livelli di tensione superiori);
 - b) non si possano riscontrare fenomeni di inversione di flusso (energia elettrica che da un livello di tensione risale verso il livello di tensione superiore e successivamente viene trasportata e distribuita ad utenti connessi su reti diverse da quelle in cui essa era stata immessa);
 - le perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l’impianto, in assenza di inversioni di flusso, possono essere considerate perdite evitate per effetto della presenza della generazione distribuita poiché essa riduce i transiti di energia elettrica su tali linee. Le predette perdite evitate si riducono al crescere delle inversioni di flusso e, nel caso in cui queste ultime dovessero essere particolarmente rilevanti, non solo potrebbero annullarsi ma addirittura si potrebbero riscontrare maggiori perdite di rete;
 - le perdite associate al passaggio dell’energia elettrica sulle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui

- è connesso l'impianto di produzione a livelli ancora superiori, possono essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita;
- le perdite associate al passaggio dell'energia elettrica dalle sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione al livello di tensione immediatamente superiore, a livello generale non possono essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita in quanto vi è diminuzione di perdite solo se la quota di carico coperta dagli impianti di produzione sulle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, e tanto più quanto più rilevante e frequente è la medesima inversione, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione;
 - le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione non possono essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita in quanto vi è diminuzione di perdite solo nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, sia inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati dalla linea stessa. Nel caso, invece, di una forte penetrazione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, in certe ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva. Anche nel caso in cui gli impianti di produzione sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo), le perdite di rete aumentano rispetto all'assetto di rete passiva;
 - il fattore di perdita standard da attribuire all'energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione ha la finalità di riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica il beneficio corrispondente alla eventuale riduzione delle perdite conseguente al fatto che tale energia viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, evitando trasformazioni e riducendo i transiti;
 - sarebbe opportuno determinare i fattori di perdita standard in maniera tale da riconoscere il suddetto beneficio limitatamente ai tratti e agli elementi di rete in cui con elevata probabilità vi sia la certezza che la generazione distribuita comporti una effettiva riduzione delle perdite di rete;
- l'Autorità, sulla base delle considerazioni espresse nei precedenti alinea, con il documento per la consultazione 13/2012/R/eel ha prospettato l'applicazione dei seguenti fattori di perdita standard:
 - 1,8% nel caso di energia elettrica immessa in media tensione (tale fattore corrisponde alle perdite evitate sulle reti di alta e altissima tensione);
 - 3,4% nel caso di energia elettrica immessa in bassa tensione (tale fattore corrisponde alle perdite evitate sulle reti di alta e altissima tensione oltre che alle perdite di trasformazione AT/MT e alle perdite sulle reti di media tensione),
 prevedendo la possibilità che tali fattori di perdita standard possano essere applicati già nel corso dell'anno 2012.

CONSIDERATO CHE:

- in esito al processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 13/2012/R/eel:
 - la maggior parte degli operatori condivide in generale l'esigenza di rivedere in modo organico la disciplina dei fattori di perdita standard, prevedendo che essa sia condotta in modo tale da trasferire primariamente ai clienti finali i benefici conseguenti la riduzione delle perdite di rete, come già parzialmente attuato con la deliberazione ARG/elt 196/11;
 - la quasi totalità degli operatori ritiene che le considerazioni effettuate nel documento per la consultazione 13/2012/R/eel sull'inversione di flusso non tengano in opportuna considerazione le dinamiche di sviluppo degli impianti fotovoltaici (*trend* di installazioni in riduzione per i prossimi anni) e il futuro sviluppo delle *smart grid* e non evidenziano che l'inversione di flusso è un fenomeno localizzato solo in alcune aree particolarmente critiche; pertanto tali operatori ritengono che le perdite di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione al livello di tensione immediatamente superiore debbano essere considerate tra le perdite evitate, eventualmente escludendo i soli casi in cui gli impianti di produzione siano connessi in porzioni di rete caratterizzate da significative inversioni di flusso;
 - quasi tutti gli operatori richiedono che i nuovi fattori di perdita standard siano definiti con congruo anticipo (almeno 3-6 mesi) rispetto alla data di applicazione e che comunque i nuovi fattori non possano essere applicati prima dell'anno 2013 in quanto:
 - a) per l'anno 2012 i contratti sono già stipulati e la modifica a decorrere da un qualunque mese del 2012 ne comporterebbe la rinegoziazione, con conseguenti oneri amministrativi e rischi di contenzioso. Inoltre, qualora l'applicazione dovesse riguardare l'intero anno 2012, oltre alla rinegoziazione dei contratti, si renderebbe necessaria una significativa operazione di conguaglio sul pregresso;
 - b) gli attuali sistemi di fatturazione sono basati sul regime vigente che prevede, tra l'altro, fattori di perdita standard da attribuire all'energia elettrica immessa nelle reti in bassa e media tensione pari a quelli da attribuire all'energia elettrica prelevata al medesimo livello di tensione;
 - alcuni operatori ritengono che il campione di reti utilizzato dal Politecnico per lo studio allegato al documento per la consultazione 13/2012/R/eel non sia rappresentativo, mentre altri operatori chiedono che siano fatti ulteriori approfondimenti di natura tecnica tenendo conto che la futura crescita della generazione distribuita potrebbe addirittura determinare un incremento delle perdite rispetto alla situazione con rete passiva;
- lo studio del Politecnico dimostra che:
 - le perdite di trasformazione AT/MT sono state calcolate a partire da dati di misura effettivi relativi al 90% delle cabine primarie;
 - il campione di reti utilizzato al fine di definire le perdite di trasformazione MT/BT e le perdite lungo le linee di media tensione è pari al 10% delle reti MT; e che le analisi di sensitività effettuate evidenziano che appare poco realistico uno scostamento marcato rispetto ai risultati ottenuti;

- dall'analisi dei dati acquisiti dall'Autorità ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, del TICA si evidenzia che:
 - nell'anno 2010 circa l'8% del totale delle sezioni AT/MT ha presentato l'inversione di flusso per almeno l'1% delle ore annue, mentre circa il 6,5% del totale delle sezioni AT/MT ha presentato l'inversione di flusso per almeno il 5% delle ore annue;
 - nell'anno 2011 circa il 15% del totale delle sezioni AT/MT ha presentato l'inversione di flusso per almeno l'1% delle ore annue mentre circa il 9,6% del totale delle sezioni AT/MT ha presentato l'inversione di flusso per almeno il 5% delle ore annue;
- da quanto riportato nel precedente alinea e dai dati preliminari desumibili dagli elementi messi a disposizione da Terna al Politecnico ai fini della redazione dello studio allegato al documento per la consultazione 13/2012/R/eel e relativi all'intera rete di trasmissione nazionale (ivi inclusi i transiti nelle cabine AT/MT), appare che l'energia elettrica transitata dalla media tensione all'alta tensione nel corso del 2010 possa essere ritenuta ancora trascurabile rispetto al totale dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione connessi alla rete di media tensione; e che tale considerazione è ancora ammissibile in relazione ai dati dell'anno 2011;
- non è ancora possibile disporre dei dati relativi alla quantità di energia elettrica che, per effetto del fenomeno dell'inversione di flusso, transita dalla bassa tensione alla media tensione, poiché tali dati non sono ad oggi rilevati e lo potranno essere solo a seguito della piena diffusione delle *smart grid*; tuttavia, dai dati di energia elettrica prelevata dalla rete di bassa tensione nel 2010 e dai dati di energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita connessi alla rete di bassa tensione nel 2010, quanto affermato al precedente alinea in relazione alla media tensione appare ancor più vero in riferimento alla bassa tensione;
- i dati relativi all'anno 2012 saranno disponibili, a consuntivo, nell'anno 2013 e costituirebbero la base ai fini dell'eventuale determinazione dei fattori percentuali di perdita da applicarsi per l'anno 2014;
- il riconoscimento, ai produttori, di perdite evitate più elevate di quelle che mediamente siano ad essi attribuibili induce l'insorgere di maggiori oneri in capo al sistema elettrico;
- il rilevante sviluppo della generazione distribuita rende necessaria e urgente la revisione delle perdite di rete al fine di evitare l'insorgere dei maggiori oneri di cui al precedente alinea; e che, pur nel rispetto di tale esigenza, è comunque necessario garantire un congruo preavviso agli operatori.

RITENUTO OPPORTUNO:

- prevedere che il presente provvedimento, per le ragioni di urgenza sopra richiamate, debba trovare applicazione già nel corso del 2012;
- determinare i fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione tenendo conto dei risultati riportati nello studio del Politecnico poiché tali risultati, come anche dimostrato dalle analisi di sensitività effettuate, appaiono affidabili e, pertanto, definitivi;
- determinare i fattori di perdita standard di cui al precedente alinea considerando:
 - in coerenza con quanto previsto nel documento per la consultazione 13/2012/R/eel, che:

- a) le perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l'impianto possano essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita;
 - b) le perdite associate al passaggio dell'energia elettrica dalle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui è connesso l'impianto di produzione a livelli ancora superiori, possano essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita;
 - c) le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione non possano essere considerate perdite evitate dalla generazione distribuita;
- a differenza di quanto previsto nel documento per la consultazione 13/2012/R/eel, che le perdite di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto di produzione al livello di tensione immediatamente superiore siano transitoriamente, fino al 2013 (anno per il quale gli ultimi dati a consuntivo disponibili sono quelli riferiti al 2011), considerate tra le perdite;
 - prevedere che i fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione siano aggiornati con successivo provvedimento, da adottarsi entro il 30 settembre 2013, con effetti a decorrere dall'anno 2014, al fine di tener conto del fenomeno dell'inversione di flusso, qualora, nel frattempo, esso sia divenuto rilevante;
 - prevedere che, entro il 30 giugno di ogni anno a partire dal 2012, le imprese distributrici trasmettano all'Autorità i dati relativi all'energia elettrica oggetto di inversione di flusso dalla media tensione all'alta e altissima tensione nell'anno precedente, nonché i dati relativi all'energia elettrica oggetto di inversione di flusso dalla bassa tensione alla media tensione nell'anno precedente (questi ultimi qualora disponibili);
 - prevedere che i nuovi fattori di perdita standard applicati all'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita e immessa nelle reti di bassa e media tensione nell'anno 2012 si applichino a decorrere dall'1 luglio 2012 e fino al 31 dicembre 2013, modificando conseguentemente la Tabella 4 del TIS;
 - rimandare a successivi provvedimenti, da adottarsi entro il 30 settembre 2013 nell'ambito del percorso già delineato con la deliberazione ARG/elt 196/11, l'ulteriore revisione dei fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e in bassa tensione, anche al fine di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributtrice della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard

DELIBERA

1. il Testo Integrato *Settlement* è modificato nei seguenti punti:
 - all'articolo 76, comma 76.1, lettera a), le parole "colonna A" sono sostituite dalle parole "colonna C";
 - la Tabella 4, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2012 e il 31 dicembre 2013, è sostituita dalla seguente:

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	4,7%		2,4%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,5%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		4,7%	
Altro		3,6%	
BT	10,4%		5,1%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,6%	
Altro		8,5%	

2. la colonna C della Tabella 4 allegata al Testo Integrato *Settlement* è aggiornata entro il 30 settembre 2013, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2014, qualora si registri un incremento rilevante del fenomeno delle inversioni di flusso;
3. entro il 30 giugno di ogni anno a partire dal 2012, le imprese distributrici trasmettono all’Autorità i dati relativi all’energia elettrica oggetto di inversione di flusso dalla media tensione all’alta e altissima tensione nell’anno precedente, nonché i dati relativi all’energia elettrica oggetto di inversione di flusso dalla bassa tensione alla media tensione nell’anno precedente (questi ultimi qualora disponibili);
4. la presente deliberazione è pubblicata sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

3 maggio 2012

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni