

Deliberazione 29 dicembre 2011 - ARG/elt 199/11

Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione

L’AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2011

Visti:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE;
- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- la direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;
- 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 e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la decisione n. 406/2009/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020;
- il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- il decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670;
- la legge 7 agosto 1982, n. 529;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;

- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 recante di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CE”;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/09);
- il decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56;
- la legge 4 giugno 2010, n. 96, recante “Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2009”;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11);
- la legge 14 settembre 2011, n. 148, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 (di seguito: legge n. 148/11);
- la legge 22 dicembre 2011, n. 214, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201 (di seguito: legge n. 214/11);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999;
- il decreto del Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministro del Tesoro del Bilancio e della Programmazione economica 26 gennaio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del Tesoro del Bilancio e della Programmazione economica 17 aprile 2001;
- il decreto del Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005, come integrato e modificato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;

- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 22 dicembre 2006 come modificato dal decreto 21 dicembre 2007, ai sensi dell'articolo 13 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 8 marzo 2006;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 19 febbraio 2007;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare 21 dicembre 2007 (di seguito: decreto 21 dicembre 2007);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010, recante "Attuazione dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99/09, in materia di rapporti intercorrenti fra i gestori delle reti elettriche, le società di distribuzione in concessione, i proprietari di reti private ed i clienti finali collegati a tali reti";
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 maggio 2011;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97;
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2003, n. 83/03;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151/03, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 5/04) ed in particolare l'Allegato A recante disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell’Autorità 10 novembre 2005, n. 235/05;
- la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- la deliberazione dell’Autorità 11 gennaio 2006, n. 4/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06;
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06;
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07)
- l’Allegato A alla deliberazione n. 11/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07;
- la deliberazione dell’Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- la deliberazione dell’Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- la deliberazione dell’Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- l’Allegato A alla deliberazione n. 156/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: deliberazione n. 278/07);
- l’Allegato A alla deliberazione n. 278/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- la deliberazione dell’Autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- l’Allegato A, alla deliberazione n. 333/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- l’Allegato A alla deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato;
- l’Allegato B alla deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08;
- la deliberazione dell’Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- la deliberazione dell’Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 33/08);
- la deliberazione dell’Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08;
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: ARG/elt 74/08);

- l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 81/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08;
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008 ARG/elt 95/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/08);
- l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2009, ARG/elt 31/09;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2009, ARG/elt 48/09;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009 ARG/elt 107/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 107/09);
- l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 30 ottobre 2009, GOP 46/09;
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, ARG/elt 201/09;
- la deliberazione dell'Autorità 2009 28 dicembre 2009, GOP 71/09;
- la deliberazione dell'Autorità 8 gennaio 2010, GOP 1/10;
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10 come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2010 ARG/elt 33/10;
- la deliberazione dell'Autorità 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10;
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 67/10);
- la deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2010, ARG/elt 72/10;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 87/10);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2010, ARG/elt 103/10;

- la deliberazione dell’Autorità 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10;
- la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10;
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10);
- la deliberazione dell’Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10;
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10;
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2010, GOP 75/10;
- la deliberazione dell’Autorità 4 gennaio 2011, GOP 1/11;
- la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11);
- la deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11;
- la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 197/11);
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 198/11);
- l’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11;
- la determina del Direttore della Direzione Tariffe dell’Autorità, 25 novembre 2010, n. 8/10;
- il documento per la consultazione 16 marzo 2011, DCO 5/11;
- il documento per la consultazione 21 aprile 2011, DCO 13/11;
- il documento per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11;
- il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 34/11;
- il documento per la consultazione 10 novembre 2011, DCO 42/11;
- il documento per la consultazione 6 dicembre 2011, DCO 45/11.

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 6/11, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, per il periodo di regolazione 2012 –2015 e ha disposto che a tale procedimento fosse applicata la metodologia dell’analisi di impatto della regolazione (AIR), ai sensi della deliberazione GOP 46/08, per gli aspetti più rilevanti;
- con la citata deliberazione ARG/elt 6/11, l’Autorità ha, in particolare, previsto di tener conto nell’ambito del procedimento:
 - a) delle modifiche del quadro normativo europeo in relazione all’obiettivo di portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell’energia elettrica e in relazione all’obiettivo di ridurre le emissioni dei gas a effetto serra, al fine di adempiere agli impegni della Comunità Europea in materia di riduzione delle emissioni di gas serra entro il 2020;
 - b) della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture necessarie per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi generali di sviluppo e integrazione del sistema elettrico nazionale e con l’obiettivo di garantire la sicurezza degli

- approvvigionamenti anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali;
- c) dell'opportunità di incentivare lo sviluppo e il rinnovamento delle reti, con particolare riferimento alle reti di distribuzione anche rivedendo il vigente sistema di riconoscimento dei costi e pervenendo ad una regolazione tariffaria dei costi riconosciuti "per impresa", ferma restando l'applicazione di una tariffa unica nazionale ai sensi di legge;
 - d) della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
 - e) dell'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - f) dell'esigenza di procedere, ove possibile, con l'ulteriore omogeneizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi e regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- sulla base di tali indicazioni, sono stati individuati gli obiettivi generali che, alla luce dell'evoluzione del quadro normativo comunitario e nazionale, hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nei documenti per la consultazione riferiti al procedimento in oggetto, e in particolare:
 - a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture;
 - b) garantire l'economicità dei servizi a rete, anche supportando i processi di aggregazione tra distributori di energia elettrica di piccole dimensioni;
 - c) promuovere l'efficienza e l'efficacia nell'attività di misura;
 - d) assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, promuovendone la semplificazione e la stabilità;
 - in coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione delle regole tariffarie per il quarto periodo di regolazione ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità; in particolare:
 - a. nel corso dei primi mesi dell'anno 2011 è stata attivata una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori (*Focus Group*) e gli utenti dei servizi;
 - b. in data 16 marzo 2011 è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 5/11, recante *Orientamenti finali in relazione all'ipotesi di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche*, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 29 aprile 2011;
 - c. in data 21 aprile 2011 è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 13/11, recante *Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti*, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 30 giugno 2011;
 - d. in data 21 luglio 2011, con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 29/11, recante *L'inquadramento generale del procedimento e i*

- criteri per la determinazione dei costi riconosciuti*, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 30 settembre 2011;
- e. in data 4 agosto 2011 è stato diffuso il documento di consultazione DCO 34/11, recante *Criteri e meccanismi per l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali* in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 10 ottobre 2011 ;
 - f. in data 10 novembre 2011 è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 42/11, recante i *Criteri di allocazione dei costi, tariffe, vincoli ai ricavi e perequazione*, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 21 novembre 2011;
 - g. in data 9 dicembre 2011 è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 45/11, recante gli *Orientamenti finali* dell'Autorità, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 19 dicembre 2011;
 - h. nel corso del secondo semestre 2011, in parallelo alle sopra citate consultazioni pubbliche, sono stati organizzati incontri di approfondimento tecnico su tematiche specifiche oggetto del procedimento, con il gestore del sistema di trasmissione, con i principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica, con le loro associazioni, nonché con le associazioni dei consumatori finali;
- le osservazioni pervenute in relazione ad ogni fase della consultazione sono state pubblicate o sono in via di pubblicazione sul sito internet dell'Autorità e sono state prese in considerazione al fine dello sviluppo di ciascuna fase successiva del procedimento;
 - il procedimento in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per la regolazione della qualità dei servizi elettrici per il medesimo periodo di regolazione, avviato con deliberazione ARG/elt 149/10 ed in relazione al quale sono state adottate le deliberazioni ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11.

Considerato che:

- il periodo di regolazione 2012-2015 si inserisce in un quadro di rapida evoluzione del sistema elettrico in quanto sulla spinta degli obiettivi fissati con il cosiddetto *Green Package* e del sistema di incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili definiti a livello nazionale, si stanno modificando rapidamente e radicalmente alcune condizioni che impattano sull'uso, sull'assetto e sullo sviluppo delle reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica;
- con riferimento al precedente punto, la diffusione della generazione distribuita sta già determinando e, ancor più in futuro, determinerà un cambiamento di paradigma di funzionamento delle reti elettriche verso una logica "*smart*", che pone l'esigenza di tempestive politiche di indirizzo e gradualità per evitare l'emergere di inefficienze a carico del sistema;
- la gran parte della produzione da impianti di piccola taglia, prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili, è connessa a reti di media e bassa tensione e che una quota non trascurabile di tale produzione è auto-consumata in loco; e che questa circostanza modifica e rende non prevedibili i tradizionali andamenti dei flussi di energia elettrica, che transiteranno sulle reti del sistema elettrico nazionale.

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, commi 1 e 2, della legge n. 481/95, il sistema tariffario deve garantire l'economicità e la redditività degli esercenti il servizio, armonizzando gli obiettivi economici finanziari di tali soggetti con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- al fine di garantire l'effettiva applicazione del criterio della salvaguardia dell'economicità e della redditività degli esercenti e, nel contempo, promuovere l'interesse di utenti e consumatori, come si desume dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi;
- gli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura sono tenuti ad adempiere agli obblighi in materia di separazione amministrativa e contabile, fissati dall'Autorità ai sensi della richiamata legge n. 481/95 e attualmente disciplinati dalla deliberazione n. 11/07;
- a partire dal 2008, relativamente ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità, ai fini tariffari, ha chiesto agli esercenti, in maniera sistematica, con modalità telematica, di fornire informazioni dettagliate circa il capitale investito di pertinenza dei servizi di cui sopra;
- in sede di consultazione l'Autorità ha espresso l'intenzione di operare in sostanziale continuità coi precedenti periodi di regolazione, in particolare:
 - a) prendendo a riferimento, per la fissazione dei costi operativi, i costi effettivi desumibili dai conti annuali separati relativi al più recente bilancio disponibile, ossia l'anno 2010;
 - b) prevedendo l'equa ripartizione tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze rispetto ai livelli tariffari riconosciuti nel medesimo anno, in continuità con l'ipotesi adottata per il periodo di regolazione 2008-2011;
 - c) tenendo conto dei dati relativi agli investimenti realizzati, come dichiarati dalle imprese, valorizzati secondo il criterio del costo storico rivalutato, in continuità metodologica con i precedenti periodi di regolazione;
- in relazione alla determinazione del capitale investito l'Autorità, in particolare nei DCO 29/11 e 42/11 ha evidenziato la necessità:
 - a) di introdurre una modalità semplificata di valorizzazione del capitale investito per il periodo ante 2004 per il servizio di trasmissione e ante 2008 per il servizio di distribuzione, anche al fine di superare le carenze in termini di affidabilità e completezza che caratterizzano i dati disponibili presso le imprese;
 - b) di prevedere, per i periodi successivi, un riconoscimento puntuale basato su dati stratificati di investimento, opportunamente certificati; in particolare, per il servizio di distribuzione, tale modalità consente la definizione di un costo di capitale riconosciuto, proprio di ciascuna impresa distributrice;
- l'Autorità ha comunque espresso l'intenzione di fare salvi gli effetti di riconoscimento specifici garantiti dai meccanismi di perequazione specifica aziendale previsti originariamente dalla deliberazione n. 5/04.

Considerato che:

- la fissazione di una congrua e stabile remunerazione del capitale investito riconosciuto, nelle sue componenti di capitale di debito e capitale di rischio, è fondamentale per garantire alle imprese una redditività in grado di sostenere politiche di investimento nelle reti, adeguate rispetto alle sfide sopra richiamate;
- la continuità, trasparenza e prevedibilità dei meccanismi regolatori, è essenziale per contenere i rischi cui sono esposti gli esercenti dei servizi regolati e, dunque, per contenerne il costo della raccolta dei capitali proprio e di debito;
- l’Autorità, con riferimento ai servizi a rete del settore elettrico, fin dalla deliberazione n. 5/04, relativa al periodo di regolazione 2004-2007, ha adottato modalità stabili e trasparenti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, basate sul modello del costo medio ponderato del capitale (*Weighted Average Cost of Capital*, di seguito richiamato anche come: WACC), da applicarsi ad una base di capitale valorizzata secondo il criterio del costo storico rivalutato;
- al fine di dare uno specifico impulso all’adeguamento e sviluppo delle reti, l’Autorità, dal 2004 per la trasmissione e dal 2008 per la distribuzione, ha introdotto meccanismi di incentivazione tariffaria degli investimenti basati sul riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione, differenziata per tipologia di investimento e modulata in funzione del rilievo strategico degli stessi, con l’obiettivo di sostenere le scelte di investimento a più alto valore strategico in termini di benefici apportati al sistema energetico, in particolare in termini di sviluppo della concorrenza; e che tali maggiorazioni erano funzionali anche a controbilanciare il riconoscimento ritardato degli investimenti previsto dal sistema regolatorio in essere;
- nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, ai sensi della deliberazione ARG/elt 188/08, è stato, inoltre, introdotto un meccanismo di incentivazione all’accelerazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale, associato ad un meccanismo di modulazione degli incentivi in funzione del rispetto delle scadenze prefissate di realizzazione degli interventi a più alto valore strategico; e che l’incentivo all’accelerazione degli investimenti è stato attivato in via sperimentale, a partire dal 2010, secondo quanto disposto con deliberazione ARG/elt 87/10;
- ulteriori incentivi alla realizzazione di interventi di sviluppo delle reti provengono da meccanismi di incentivazione non tariffari, di tipo *output based* (ossia in funzione dei risultati in termini di benefici per il sistema) in materia di qualità del servizio e in materia di dispacciamento;
- la politica di incentivazione degli investimenti adottata dall’Autorità a partire dal secondo periodo di regolazione, ha indotto un rapido e sostanziale incremento degli investimenti annui realizzati, in particolare sulla rete di trasmissione nazionale;
- più critico appare l’andamento degli investimenti realizzati nelle reti di distribuzione, ambito nel quale si è registrata una contrazione a partire dal 2007, nonostante l’introduzione di specifici meccanismi incentivanti a partire dal 2008;
- la coesistenza di una pluralità di meccanismi di incentivazione di tipo *output based* con meccanismi di tipo *input based* (ossia in funzione solo

- dell'ammontare di capitale investito) rende possibile il verificarsi di non desiderabili effetti di sovrapposizione tra i diversi strumenti di incentivazione;
- sempre in una logica di sostegno agli investimenti e riduzione del rischio non controllabile da parte degli esercenti, nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 l'Autorità ha previsto:
 - a) per il servizio di trasmissione, ai sensi della deliberazione ARG/elt 188/08, l'attivazione di un meccanismo facoltativo di sterilizzazione del rischio connesso alla variazione dei volumi di servizio erogato;
 - b) per il servizio di distribuzione, ai sensi della deliberazione ARG/elt 203/09, l'attivazione di un meccanismo facoltativo di perequazione dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*, anch'esso mirante a sterilizzare variazioni inattese dei volumi di servizio richiesto;
 - l'Autorità, in sede di consultazione per il nuovo periodo di regolazione, ha espresso l'intenzione di dare continuità metodologica alle modalità di determinazione del WACC e di prevedere:
 - a) in prospettiva (e comunque per il successivo periodo di regolazione) una revisione dei meccanismi di valorizzazione dei nuovi investimenti e di remunerazione del capitale investito, in particolare con la graduale accentuazione dell'orientamento dei meccanismi di incentivazione degli investimenti verso la logica *output based*, ossia focalizzata sulla valorizzazione dell'incentivazione in funzione dei benefici che un investimento può effettivamente garantire al sistema;
 - b) nell'immediato, una limitata revisione del sistema di incentivazione, con una sua graduazione capace di tener conto anche degli effetti di sovrapposizione con altre forme di regolazione incentivante;
 - l'Autorità, sempre in una prospettiva di sostegno dei nuovi investimenti, ha altresì prospettato la riduzione, per il nuovo periodo di regolazione, degli effetti finanziari del ritardo con cui gli investimenti vengono riconosciuti in tariffa (cosiddetto *regulatory lag*);
 - in relazione a quanto sopra, in sede di consultazione, anche in considerazione delle osservazioni formulate dagli operatori, l'Autorità ha espresso un orientamento finale teso a privilegiare la soluzione più semplice in termini gestionali, ossia la fissazione di una componente aggiuntiva del WACC base riconosciuto sui nuovi investimenti, piuttosto che l'inclusione in via previsionale di investimenti non ancora inclusi in un bilancio d'esercizio certificato; e che a tal fine l'Autorità, nel DCO 45/11, ha ipotizzato di fissare tale correttivo del WACC base, pari allo 0,7%;
 - ulteriori affinamenti della valutazione, basati sostanzialmente sugli aggiornamenti del valore del WACC, sull'analisi dell'impatto dell'inflazione e della vita media degli investimenti, hanno comportato una revisione del valore di cui al precedente punto, fissandolo pari all'1%;
 - ulteriori affinamenti anche riguardo alla valutazione dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, hanno portato a rivedere la stima dell'aliquota teorica di tassazione ad un valore prossimo al 36%; e che la legge n. 214/11 ha, più di recente, previsto la possibilità di dedurre dalla base imponibile Ires, l'Irap pagata sul costo del lavoro.

Considerato che:

- la struttura tariffaria del servizio di trasmissione in vigore nel periodo di regolazione 2008-2011, prevedendo l'applicazione di un unico corrispettivo unitario espresso in centesimi di euro/kWh (tariffa monomia) presenta criticità in termini di capacità di garantire un'adeguata stabilità del gettito necessario alla copertura dei costi del servizio, anche in considerazione della già evidenziata incertezza sui flussi di energia;
- per superare le sopradette criticità nel corso del terzo periodo di regolazione è stato introdotto il già citato meccanismo di garanzia dei ricavi, i cui oneri sono stati posti in capo al conto finanziato dalla componente UC3;
- l'Autorità, in sede di consultazione, per il nuovo periodo di regolazione, ha ipotizzato di affrontare tale problematica utilizzando quale *driver* principale per la tariffa di trasmissione a carico delle imprese distributrici, una variabile meno soggetta alle fluttuazioni della domanda di energia, ossia la potenza disponibile nei punti di interconnessione;
- con riferimento alle tariffe di distribuzione, nel corso del terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento); e che tale impostazione generale è stata prospettata anche per il nuovo periodo di regolazione;
- l'Autorità ritiene necessario garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio, assicurando nel contempo la stabilità e la certezza dei ricavi per le imprese e un'efficiente ripartizione dei rischi/opportunità connessi a variazioni nella domanda; e che, in tale prospettiva, nell'ambito della consultazione è stata prospettata la fissazione di un vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione, ad eccezione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica, per la quale la tariffa di riferimento sarebbe rimasta espressa in centesimi di euro/kWh;
- l'Autorità, in sede di consultazione, e in particolare nel DCO 45/11, ha altresì espresso l'orientamento a non prevedere la riproposizione del meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione già citato in precedenza;

Considerato che:

- con la regolazione prevista per il periodo 2008-2011 (comma 13.1, lettera b), del TIT), per i soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica connessi ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione è previsto il riconoscimento del corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione; tale disciplina incentivante era stata introdotta dall'Autorità sul presupposto che tali impianti contribuivano a ridurre l'esigenza di interventi infrastrutturali sulla rete di trasmissione con il conseguente contenimento del corrispondente costo di trasmissione;
- nel capitolo 10 del DCO 42/11 l'Autorità ha evidenziato il venir meno dei presupposti tecnici che giustificavano la predetta disciplina incentivante, la quale pertanto non può essere introdotta anche per il nuovo periodo regolatorio, pena

un ingiustificato incremento dei costi posti a carico del sistema e, in ultima istanza, del consumatore finale;

- al riguardo, come chiarito in particolare dal DCO 42/11, è emerso che la rapida crescita degli impianti di produzione allacciati in media e bassa tensione, prevalentemente rappresentati da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, sta, da un lato, facendo emergere esigenze di ingenti investimenti di adeguamento delle reti di distribuzione e, dall'altro, sta modificando le esigenze di esercizio in sicurezza della rete di trasmissione, con connessi oneri di adeguamento delle infrastrutture.

Considerato che:

- con riferimento alle tariffe domestiche, in successive consultazioni l'Autorità ha presentato i propri orientamenti volti ad allentare i possibili vincoli di natura elettrica che potrebbero limitare l'utilizzo dei prezzi biorari obbligatori, ipotizzando misure rivolte all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW;
- le osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione hanno fatto emergere potenziali criticità tra le quali quelle relative ai costi e alle tempistiche degli interventi necessari per l'implementazione di tali misure;
- d'altra parte emergono circostanze i cui effetti non possono essere ignorati:
 - l'uso concentrato di apparecchiature elettriche può indurre criticità rispetto ai limiti di potenza attuale;
 - l'interesse a spostare i carichi è fortemente ridimensionato dalla convergenza di prezzo tra le diverse fasce;
 - lo spostamento dei consumi e degli andamenti dei carichi potrebbero non essere coerenti con le attuali fasce F1 e F23.

Considerato che:

- la copertura dei costi connessi ai consumi destinati agli usi propri del servizio di trasmissione e di distribuzione nel periodo di regolazione 2008-2011 era gestita mediante il meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione, nonché mediante il meccanismo di perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione.

Considerato che:

- con il DCO 29/11 l'Autorità ha preannunciato l'intenzione di rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, in particolar modo con riferimento al perimetro della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN) e ai punti di immissione (impianti di produzione); e che nel terzo periodo di regolazione è venuta prospettandosi, come preferenziale, una gestione congiunta del servizio di misura e distribuzione;
- in tale prospettiva, il DCO 45/11 ha posto in consultazione una prima revisione delle responsabilità del servizio di misura, nell'ambito di uno specifico testo integrato, nelle more di una più completa revisione della normativa;

- sempre in relazione al servizio di misura, al fine di rendere più comprensibile e prevedibile il meccanismo tariffario, il DCO 45/11 prevedeva di enucleare la quota parte della tariffa a copertura del valore residuo dei misuratori dismessi e di prevedere che tale costo fosse coperto con una componente tariffaria, a valore reale costante, entro il 2027, assicurando nel contempo, attraverso un opportuno meccanismo perequativo, che i ricavi tariffari fossero ripartiti tra le imprese di distribuzione, proporzionalmente ai costi sostenuti;
- le medesime esigenze di semplificazione e chiarezza, sono state anche alla base della soluzione, posta in consultazione, in relazione alla copertura dei costi commerciali che, esaurito il periodo transitorio, potevano essere definiti, senza prevedere ulteriori transitori, in modo differenziato tra le imprese che svolgono il servizio unificato di distribuzione e vendita al mercato in maggior tutela e le imprese che forniscono i medesimi servizi con società separate.

Considerato che:

le osservazioni avanzate in sede di consultazione hanno evidenziato, tra l'altro:

- la presunta inadeguatezza del livello di remunerazione (WACC) riconosciuta sul capitale investito, per effetto, principalmente:
 - a) della fissazione del tasso delle attività prive di rischio sulla base di una media annuale, in luogo di medie relative a periodi più brevi (semestre o trimestre), che colgano meglio l'attuale straordinaria congiuntura economico finanziaria e garantiscano la capacità delle imprese di finanziare il proprio debito;
 - b) della sottostima del premio di mercato e del costo del debito, sempre in riferimento all'attuale congiuntura economico finanziaria;
 - c) dell'utilizzo di un tasso di inflazione superiore all'inflazione programmata prevista dalla Nota di aggiornamento del Documento di economia e finanza del 2011, diffusa lo scorso mese di settembre;
 - d) dalla mancata inclusione nel livello di tassazione cui sono sottoposte le imprese, della maggiorazione Ires introdotta dalla legge n. 148/11;
- l'esigenza di prevedere la completa sterilizzazione del *regulatory lag*, prevedendo la sua fissazione all'1,1-1,2% o, in alternativa, quanto meno con riferimento al servizio di trasmissione, l'inserimento nelle tariffe dell'anno n , la miglior stima disponibile degli investimenti dell'anno $n-1$;
- l'opportunità, nel caso di correzione del *regulatory lag* tramite incremento del WACC base, di prevedere che tale incremento venga:
 - a) applicato anche allo stock di capitale preesistente;
 - b) come minimo, riconosciuto a valere dagli investimenti 2010, inclusi nelle tariffe 2012;
- la necessità di riconoscere i costi operativi sorgenti, non catturati dai costi effettivi dell'anno 2010;
- in particolare da parte del gestore del sistema di trasmissione:
 - a) la presunta insufficienza dei livelli di incentivazione dei nuovi investimenti;
 - b) l'esigenza di salvaguardare i livelli di incentivazione per gli investimenti già avviati nel periodo regolatorio 2008-2011;
 - c) l'inopportunità di collegare in maniera obbligatoria i meccanismi incentivanti per gli investimenti rientranti nella categoria I3, a meccanismi

di rimodulazione dell'incentivazione, in funzione della data di conseguimento, per di più prevedendo elementi di penalizzazione, non presenti nella precedente regolazione;

- d) l'esigenza di sostenere in maniera rafforzata gli investimenti in sistemi di accumulo a batterie, evitando gli aggravii connessi alla valutazione da parte di una specifica commissione per l'attivazione di progetti pilota;
- la contrarietà, da parte di diversi operatori del settore elettrico, all'incentivazione degli investimenti in sistemi di accumulo a batterie, considerati potenzialmente distorsivi dei meccanismi di mercato e potenzialmente inefficienti in termini di rapporto tra costi di investimento e gestione e benefici ottenibili dal sistema;
 - la contrarietà da parte di diversi operatori e associazioni di operatori del settore elettrico, alla mancata introduzione del beneficio in termini di riconoscimento del costo evitato di trasmissione attualmente previsto per gli impianti di produzione connessi in media e bassa tensione, anche per ragioni di affidamento; e che, tuttavia, a quest'ultimo riguardo è bene precisare che non può maturarsi alcun affidamento, in quanto ogni nuovo periodo di regolazione ha ad oggetto un arco temporale ancora privo di regolazione, rispetto al quale l'Autorità è libera di modificare indirizzi in precedenza assunti, ogni qualvolta il mutato contesto induca a migliorare gli effetti e i risultati di una precedente regolazione non più soddisfacente;
 - l'opportunità di demandare a successivi approfondimenti la revisione delle responsabilità del servizio di misura;
 - la portata limitata della previsione di inserire un contratto di fornitura domestica, di potenza 3,5 kW a tariffa D2, stante l'impossibilità di estendere le agevolazioni fiscali attualmente previste per le forniture fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza e la presenza di alcune problematiche di tipo operativo rispetto ad una sua attivazione già dall'1 gennaio 2012.

Considerato, inoltre, che:

- per quanto riguarda le condizioni di carattere tecnico relative alla connessione di clienti finali alle reti elettriche:
 - a) con le deliberazioni n. 79/05 e 49/06, l'Autorità ha positivamente verificato il codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
 - b) con la deliberazione ARG/elt 33/08, l'Autorità ha adottato le condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV contenute nella norma CEI 0-16;
 - c) con la Norma CEI 0-21 il CEI, su impulso dell'Autorità, ha predisposto la norma inerente la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale non superiore ad 1 kV.

Considerato, infine, che:

- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati (al netto dei tabacchi), rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2010 - maggio 2011 (corrispondenti al periodo di dodici mesi successivo a quello utilizzato nell'aggiornamento per l'anno 2011), rispetto ai dodici mesi precedenti, pari alla variazione registrata dall'indice generale dei prezzi al

consumo per le famiglie di operai e impiegati esclusi i tabacchi, è stato accertato nella misura del 2%;

- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, per il periodo relativo al II trimestre 2010 – I trimestre 2011 (corrispondenti ai quattro trimestri successivi a quelli utilizzati nell'aggiornamento per l'anno 2011), rispetto ai quattro trimestri precedenti, è stato accertato nella misura del 2,36%.

Ritenuto opportuno:

- rinviare alla relazione AIR una più puntuale e completa argomentazione delle scelte effettuate, anche a confutazione delle osservazioni critiche di dettaglio pervenute nell'ambito della consultazione, limitando l'esposizione seguente agli elementi principali;
- differire ad un successivo provvedimento la determinazione delle tariffe di riferimento delle imprese di distribuzione, in considerazione del fatto che i dati a tal fine trasmessi dalle medesime imprese risultano ancora carenti e necessitano di ulteriori attività di affinamento ed elaborazione;
- in continuità metodologica con il terzo periodo di regolazione, determinare il costo operativo per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo adeguatamente conto:
 - a) del valore residuo non ancora riassorbito tramite *X factor*, applicato nel terzo periodo regolatorio, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti;
 - b) delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti;
- correggere le componenti di costo sopra individuate per tener conto dell'inflazione e di un fattore di riduzione *X factor* determinato con l'obiettivo di consentire il recupero entro il 2015 delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio e non ancora trasferite agli utenti ed entro il 2019 della quota parte di maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio non trasferite agli utenti, per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura, modificando, per quest'ultimo servizio, il criterio preesistente a vantaggio di una regolazione più omogenea alla distribuzione;
- in merito alla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto (CIR), relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione:
 - a) con riferimento al servizio di trasmissione, tenendo conto delle informazioni rese disponibili entro il 19 dicembre 2011:
 - i. adottare il criterio del costo storico rivalutato e la metodologia mista (parametrica per gli incrementi patrimoniali ante 2004 e puntuale per gli incrementi patrimoniali successivi) proposta nel capitolo 13 del DCO 29/11 e precisata nei DCO 42/11 e 45/11;
 - ii. procedere alla valutazione a costo storico rivalutato dei terreni appartenenti al perimetro della trasmissione esistenti al 31 dicembre 2010;

- iii. includere negli investimenti che concorrono alla determinazione del valore delle immobilizzazioni nette successive al 2004 anche gli investimenti relativi alle linee già incluse nel perimetro della distribuzione e cedute alla società Terna, per la quota realizzata successivamente all'anno 2004;
 - iv. prevedere che eventuali esigenze di assestamento del ricavo di pertinenza del servizio di trasmissione, in relazione all'inclusione nel perimetro della rete di trasmissione nazionale nel corso del 2010 di reti precedentemente rientranti nel perimetro della distribuzione, stante la limitata entità delle medesime, possano essere rinviate ad un successivo provvedimento, da adottarsi in coerenza e concomitanza con le determinazioni relative delle tariffe di riferimento per l'anno 2012 delle imprese di distribuzione originariamente proprietarie di dette reti;
 - v. prevedere che, nell'ambito della valutazione di cui al precedente punto, saranno valutate, laddove pertinenti e meritevoli di apprezzamento, anche le informazioni pervenute successivamente al 19 dicembre 2011;
- b) con riferimento al servizio di distribuzione:
- i) adottare il criterio di determinazione per impresa, che prevede una metodologia mista (parametrica per gli incrementi patrimoniali ante 2008 ed una componente puntuale per gli incrementi patrimoniali a partire dall'anno 2008), proposta nel capitolo 16 del medesimo DCO 29/11 e precisata nei DCO 42/11 e 45/11;
 - ii) introdurre meccanismi che garantiscano sostanzialmente il mantenimento degli effetti di riconoscimento specifico dei costi alle imprese ammesse alla perequazione specifica aziendale ai sensi della deliberazione n. 5/04;
- con riferimento alla ricostruzione parametrica del capitale investito (ante 2004, per la trasmissione e ante 2008 per la distribuzione) adottare la soluzione vettoriale determinando ammortamenti e dismissioni in modo parametrico, nei termini illustrati nel DCO 29/11 e precisati nei successivi DCO 42/11 e 45/11;
 - non confermare il meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*, essendo l'anno di riferimento 2010 un anno che consolida una situazione la cui dinamica evolutiva dovrebbe essere sostanzialmente analoga a quella preesistente all'introduzione del meccanismo stesso;
 - fissare il tasso di remunerazione del capitale investito in sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione, anche in considerazione del fatto che:
 - a) l'utilizzo di un riferimento del tasso delle attività prive di rischio basato sulla media di dodici mesi del *BTP decennale benchmark*, rilevato dalla Banca d'Italia, ingloba comunque in maniera significativa gli effetti della straordinaria congiuntura economico finanziaria, passando dal 4,45% del terzo periodo di regolazione, al 5,24%;
 - b) il costo effettivo del debito per le imprese regolate, attualmente, continua ad essere significativamente inferiore rispetto ai livelli raggiunti negli ultimi mesi dai titoli di Stato decennali e al costo del debito implicito nel WACC base rideterminato in continuità di criteri (pari al 5,67%);

- c) il tasso di inflazione da utilizzare ai fini del calcolo del WACC, è di norma fissato dall'Autorità sulla base delle indicazioni contenute nel Documento di programmazione economico finanziaria, nonché delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali, anche al fine di riflettere l'impatto della congiuntura economica sull'andamento del tasso di inflazione;
- in relazione al parametro relativo al rischio sistematico delle attività (β) confermare i valori utilizzati per il terzo periodo di regolazione, anche in considerazione del fatto che, se da un lato i meccanismi tariffari di stabilizzazione dei ricavi tariffari di trasmissione e distribuzione hanno contribuito a ridurre la rischiosità di tali attività, le sfide connesse allo sviluppo straordinario della produzione di energia da fonti rinnovabili e il perdurare di condizioni di instabilità economico finanziaria espongono le medesime imprese a rischi di nuova natura, che inducono ad un approccio di particolare cautela da parte del regolatore;
 - fermo restando quanto sopra, sulla base delle considerazioni già esposte a proposito del servizio di misura, prevedere l'unificazione del parametro β per le attività di distribuzione e misura, ponderando i rispettivi β in funzione del peso relativo delle due attività in termini di capitale investito;
 - in relazione al parametro relativo alla tassazione (T), tenuto conto delle ulteriori valutazioni condotte dall'Autorità e di una prima valutazione degli effetti della legge n. 214/11, fissare un valore pari al 35,7%, senza riconoscere l'inclusione degli effetti dell'addizionale Ires prevista dalla legge n. 148/11; quest'ultima scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale Ires, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori;
 - in relazione alla straordinaria congiuntura economico finanziaria, prevedere in ogni caso di introdurre un meccanismo di revisione del WACC a metà del periodo regolatorio, basato sull'aggiornamento del parametro relativo al tasso delle attività prive di rischio, ferma restando la sua valorizzazione come media annuale dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark*, rilevato dalla Banca d'Italia.

Ritenuto inoltre opportuno:

- a supporto dei nuovi investimenti, introdurre un correttivo del tasso di remunerazione riconosciuto ai medesimi tale da compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag*;
- in relazione agli approfondimenti tecnici effettuati in esito al processo di consultazione, fissare il valore di detto correttivo all'1%;
- prevedere che il suddetto correttivo venga applicato a partire dagli investimenti 2012 e, dunque, con effetto sulla tariffa 2014, anche in considerazione del fatto che, gli operatori hanno pianificato e realizzato i propri investimenti nel corso del terzo periodo di regolazione sulla base di un quadro regolatorio che, a fronte del WACC previsto, esplicitamente contemplava la presenza di un *regulatory lag*, senza nessuna ulteriore compensazione, salvo quanto sopra precisato in relazione ai meccanismi di incentivazione; e che, coerentemente, anche le

maggiori remunerazioni garantite nel precedente periodo regolatorio, continuino a valere, con riferimento agli investimenti 2010 e 2011.

Ritenuto che:

- per quanto riguarda la maggiore remunerazione riconosciuta ad alcune tipologie di investimento, sia necessario confermare la politica di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento delle reti, tenendo comunque in debito conto l'introduzione del correttivo per la compensazione in termini finanziari del *regulatory lag*, rimandando al successivo quinto periodo regolatorio una più strutturata revisione dei meccanismi incentivanti;
- a tal fine, sia comunque opportuno prevedere una razionalizzazione dei meccanismi che consenta di ridurre i possibili effetti di sovrapposizione con altri meccanismi di incentivazione;
- con riferimento alla regolazione del servizio di trasmissione, sia pertanto opportuno procedere per il quarto periodo di regolazione:
 - a) ad una limitata revisione dei preesistenti meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale (RTN) al fine di meglio graduarne l'intensità e focalizzarne ulteriormente gli effetti sulla realizzazione in tempi certi degli investimenti a più alto contenuto strategico;
 - b) includere nella categoria a più alto valore di incentivazione (I=3), solo un elenco di progetti strategici per il sistema energetico, approvato dall'Autorità su proposta dell'operatore, inclusi nel piano decennale di investimento predisposto ai sensi dell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11; tali investimenti dovranno essere volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, ad incrementare la *net transfer capacity* e, in casi limitati, individuati dall'Autorità sulla base della loro specifica rilevanza strategica, eventualmente anche volti a ridurre le congestioni all'interno delle zone di mercato;
 - c) rafforzare il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del WACC e il meccanismo di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di rispetto della scadenza di completamento delle opere, rendendo automatica l'applicazione di tale meccanismo agli interventi che il gestore della rete di trasmissione proporrà di classificare come I3, rafforzando l'aspetto di responsabilizzare del gestore per la tempestiva realizzazione di interventi di primaria importanza per il sistema elettrico nazionale;
- con riferimento all'incentivazione degli investimenti di sviluppo delle reti di distribuzione, sia opportuno rivedere le tipologie di incentivazione focalizzando maggiormente gli incentivi verso gli investimenti necessari per potenziare l'idoneità delle reti a gestire e sostenere lo straordinario sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi in media e bassa tensione, ferma restando la necessità di attivare, nel corso del quarto periodo di regolazione, una più strutturata incentivazione degli investimenti in *smart grid*, da sviluppare in funzione delle risultanze dei progetti pilota già avviati nel corrente periodo di regolazione;

- con riferimento ai sistemi di accumulo tramite batterie, sia opportuno prevederne il riconoscimento ai fini tariffari, nei limiti degli investimenti inclusi nei piani di sviluppo decennali approvati ai sensi del decreto legislativo n. 93/11;
- sia comunque opportuno promuovere e incentivare l'avvio di progetti pilota per la sperimentazione in campo delle potenzialità e dell'efficacia ed efficienza dei sistemi di accumulo tramite batterie; e che, a tal fine, sia opportuno selezionare i progetti secondo un'apposita procedura, anche avvalendosi di una commissione di esperti, definita con successivo provvedimento, nel rispetto di alcuni requisiti minimi:
 - i) siano inseriti nel Piano di sviluppo decennale di cui all'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11;
 - ii) abbiano la caratteristica di amovibilità;
 - iii) siano necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete che per ragioni tecniche o autorizzative possono essere realizzati solo su un orizzonte temporale di medio periodo;
 - iv) siano complementari ad un sistema di controllo dinamico delle reti;
 - v) siano finalizzati all'assorbimento di energia prodotta non altrimenti assorbibile e alla regolazione istantanea della frequenza, non realizzabile con risorse più economiche.

Ritenuto che:

- sia opportuno dare seguito alla proposta di prevedere che la tariffa applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione abbia una struttura binomia (potenza/energia);
- in considerazione delle problematiche operative emerse in sede di consultazione, transitoriamente, per il 2012, sia necessario confermare l'attuale struttura monomia della tariffa di trasmissione, bilanciata da un meccanismo di garanzia dei ricavi in linea con quello previsto dall'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08 sulla base di un volume di riferimento pari a 293.423,47 GWh, al fine di garantire al gestore del sistema di trasmissione e alle imprese distributrici un sufficiente intervallo temporale per adeguare i propri sistemi e reperire le informazioni necessarie per la gestione della tariffa di trasmissione binomia;
- sia opportuno articolare in forma binomia la componente TRAS applicabile ai punti di prelievo relativi a clienti finali, limitatamente alle utenze connesse in alta e altissima tensione, indipendentemente dal fatto che i punti di prelievo siano connessi a reti di distribuzione o direttamente alla RTN;
- con riferimento al precedente punto, prevedere modalità applicative transitorie, salvo conguaglio, della componente TRAS ai clienti in alta e altissima tensione, al fine di garantire alle imprese distributrici un sufficiente intervallo temporale per adeguare i propri sistemi informativi;
- non sussistano i presupposti per introdurre anche nel nuovo periodo regolatorio l'agevolazione tariffaria prevista per la generazione distribuita nel terzo periodo, atteso che, il mantenimento dell'agevolazione non è più motivato da giustificazioni di costo, e si configurerebbe pertanto come una mera politica di incentivazione della generazione distribuita;

- sia opportuno prevedere, in coerenza con gli orientamenti esposti in sede di consultazione, l'esclusione delle tipologie di utenza connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore o uguale a 220 kV dalla partecipazione alla copertura dei costi relativi alle residuali reti di distribuzione in alta tensione;
- sia opportuno confermare la struttura e l'articolazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e aggiornare i livelli di tali tariffe in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto;
- anche in considerazione delle perplessità manifestate dalle associazioni dei consumatori, sia opportuno differire, a valle di ulteriori approfondimenti, l'ipotesi di prevedere che, su richiesta del cliente e con oneri posti a carico del medesimo, possa essere offerta una tipologia di contratto da 3,5 kW alle condizioni previste per la tariffa D2;
- per quanto riguarda il servizio di commercializzazione della distribuzione sia opportuno fissare una tariffa di riferimento basata su costi standard nazionali al fine di indurre soluzioni efficienti nella gestione del servizio stesso, differenziata tra imprese che svolgono il servizio di vendita ai clienti finali in maggior tutela in modalità integrata o con società separata.

Ritenuto che:

- sia necessario modificare la disciplina relativa alla copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri relativi ai servizi di trasmissione e distribuzione al fine di armonizzarla con le disposizioni introdotte dall'articolo 25, paragrafo 5, della Direttiva 2009/72/CE;
- sia opportuno definire le modalità di attuazione delle modifiche di cui al precedente alinea attraverso una specifica consultazione, mantenendo nelle more dell'attuazione di tale riforma le modalità di riconoscimento già in vigore nel terzo periodo di regolazione.

Ritenuto che:

- in relazione alla razionalizzazione della regolazione del servizio di misura, sia opportuno confermare l'approccio generale delineato nel DCO 45/11 e procedere con:
 - a) l'enucleazione, fin dall'1 gennaio 2012, dal nuovo testo integrato relativo alle tariffe di rete (TIT) delle disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura e il loro trasferimento in un autonomo testo integrato *ad hoc*, ancorché provvisorio, per il servizio di misura (di seguito: TIME);
 - b) la raccolta di informazioni utili alla ridefinizione delle responsabilità del servizio, conformemente alle indicazioni contenute nel DCO 45/11;
 - c) l'effettiva implementazione del processo di ridefinizione delle responsabilità nell'erogazione del servizio di misura a partire dal 2013, pur prevedendone l'assetto futuro almeno con riferimento alla responsabilità di *meter reading*.

Ritenuto infine necessario:

- prevedere che la Norma CEI 0-21 rappresenti le condizioni tecniche per la connessione di clienti finali che prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione non superiore ad 1 kV;
- rinviare a successivi provvedimenti, da emanarsi nel corso del periodo di regolazione 2012-2015, il completamento:
 - della definizione delle tariffe di riferimento per le imprese di distribuzione e dei parametri tariffari relativi ai meccanismi di perequazione del servizio di misura;
 - delle esigenze di assestamento del ricavo di pertinenza del servizio di trasmissione, in relazione all'inclusione nel perimetro della rete di trasmissione nazionale, nel corso del 2010, di reti precedentemente rientranti nel perimetro della distribuzione;
 - del processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica;
 - della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo, nei termini prospettati nel DCO 13/11;
 - del processo di razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
 - la definizione delle tariffe applicabili alle utenze in media tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
 - della revisione della regolazione delle imprese elettriche minori
 - degli approfondimenti in relazione alla possibilità di prevedere, su richiesta, l'estensione fino a 3,5 kW della potenza impegnata per i clienti domestici con tariffa D2

DELIBERA

Articolo 1

Testi integrati per il periodo di regolazione 2012-2015

- 1.1 È approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIT), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A).
- 1.2 È approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIME), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato B).
- 1.3 È approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (di seguito: TIC), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato C).

Articolo 2

Aggiornamento del tasso di remunerazione base per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

- 2.1 Entro il 30 novembre 2013 l’Autorità aggiorna il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per tener conto della variazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio rispetto al valore utilizzato nel calcolo del costo medio ponderato del capitale ai fini del presente provvedimento, pari al 5,24%.
- 2.2 Ai fini di quanto previsto dal precedente comma, il tasso di remunerazione del capitale investito relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicato nel periodo 1 gennaio 2014 - 31 dicembre 2015 è calcolato mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del costo medio ponderato del capitale, come utilizzati ai fini del presente provvedimento, ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, fissato pari alla media del periodo novembre 2012 – ottobre 2013 del rendimento lordo del BTP decennale *benchmark*, rilevato dalla Banca d’Italia.

Articolo 3

Disposizioni transitorie in materia di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per l’anno 2012 e di determinazione delle tariffe di riferimento

- 3.1 Per l’anno 2012 l’ammontare di perequazione $PD_{m,t}$, di cui al comma 33.1 del TIT è determinato applicando la seguente formula:

$$PD_{m,t} = RA_{m,t} - RE_{m,t} + up$$

dove:

- $RA_{m,t}$ è l’ammontare dei ricavi che il distributore otterrebbe applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2 del TIT, le componenti delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di cui ai commi 7.1 e 7.2 del TIT;
- $RE_{m,t}$ è la somma dei ricavi derivanti dall’applicazione:
 - delle tariffe obbligatorie di cui all’articolo 8 del TIT alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a j) del TIT, calcolati considerando i prelievi delle imprese distributrici terze connesse alle proprie reti;
 - della tariffa obiettivo D1, al netto degli elementi σ_1 (mis) e σ_3 (tras), di cui al comma 30.1 del TIT alle utenze di cui al comma 2.2, lettera a) del TIT;
- up sono i minori ricavi, calcolati applicando, all’energia elettrica destinata agli usi propri di trasmissione e distribuzione, la componente TRAS di cui all’articolo 5 del TIT e, limitatamente alle imprese distributrici non

direttamente connesse alla RTN, la tariffa obbligatoria di cui al comma 8.2 del TIT per il servizio di distribuzione.

- 3.2 In deroga a quanto previsto dal comma 4.2 del TIT, le tariffe di riferimento relative agli esercenti del servizio di distribuzione, per l'anno 2012, sono definite e pubblicate entro il 30 aprile 2012.

Articolo 4

Disposizioni transitorie in materia di tariffe di trasmissione per l'anno 2012

- 4.1 Per l'anno 2012, in deroga alle disposizioni di cui al comma 5.2, lettera b), del TIT, il valore della componente $TRAS_P$ è transitoriamente fissato pari a zero.
- 4.2 Per l'anno 2012, in deroga alle disposizioni di cui al comma 16.1, lettera a), del TIT, il valore della componente CTR_P è fissato pari a zero.
- 4.3 Per l'anno 2012, in relazione a quanto previsto al precedente comma 4.1, le tariffe di trasmissione di cui all'articolo 5 del TIT, per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere da h) a j) del medesimo TIT, sono applicate in acconto, salvo conguaglio. Il conguaglio è effettuato successivamente alla determinazione da parte dell'Autorità, entro il 31 dicembre 2012, del valore definitivo delle componenti $TRAS_E$ e $TRAS_P$ dell'anno 2012, applicabili alle medesime tipologie.
- 4.4 Per l'anno 2012, in deroga alle disposizioni di cui all'Articolo 20 del TIT, i corrispettivi CTR^{PdD} e $CTR^{Premium}$ sono espressi in centesimi di euro/kWh, anziché in centesimi di euro/kW.
- 4.5 Per l'anno 2012, è prorogato il meccanismo di garanzia del livello dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione di cui all'articolo 4 della deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08. Eventuali scostamenti risultanti dall'applicazione del comma 5.1 del presente provvedimento sono trattati nell'ambito di tale meccanismo di garanzia.

Articolo 5

Disposizioni inerenti l'inclusione nel perimetro della rete di trasmissione nazionale nel corso dell'anno 2010 di infrastrutture di distribuzione

- 5.1 E' rimandato ad un successivo provvedimento l'eventuale adeguamento del livello di ricavi riconosciuto per l'anno 2012 relativamente al servizio di trasmissione e al servizio di distribuzione in relazione all'inclusione nel perimetro della rete di trasmissione nazionale nel corso del 2010 di reti precedentemente rientranti nel perimetro della distribuzione.

Articolo 6

Disposizioni transitorie in merito ai criteri di remunerazione degli investimenti per il servizio di trasmissione

- 6.1 Nelle more della definizione dell'indice di efficacia dell'investimento, di cui all'articolo 1 del TIT, ai fini del calcolo del valore convenzionale delle singole

milestone afferenti il meccanismo di incentivazione di cui all'articolo 25 del TIT, si utilizza l'analogo indice reso disponibile dal gestore del sistema di trasmissione nell'ambito del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, secondo quanto previsto dal comma 9.2 del decreto 20 aprile 2005.

Articolo 7 *Disposizioni finali*

- 7.1 Con successivi provvedimenti l'Autorità provvederà:
- a) alla definizione dei parametri tariffari relativi ai meccanismi di perequazione del servizio di misura;
 - b) alla razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica;
 - c) alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo, nei termini prospettati nel DCO 13/11;
 - d) alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
 - e) alla definizione delle tariffe applicabili alle utenze in media tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
 - f) alla revisione della regolazione delle imprese elettriche minori;
 - g) alla definizione delle modalità di attuazione delle modifiche della disciplina relativa alla copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri relativi ai servizi di trasmissione e distribuzione al fine di armonizzarla con le disposizioni introdotte dall'articolo 25, paragrafo 5, della Direttiva 2009/72/CE;
 - h) alla definizione di una specifica regolazione incentivante per le *smart grid* e per lo *smart metering* multiservizio.
- 7.2 La Direzione Infrastrutture dell'Autorità provvede, nel corso dell'anno 2012, ad effettuare ulteriori approfondimenti tecnici in relazione alla possibilità di prevedere, su richiesta, l'estensione fino a 3,5 kW della potenza impegnata dai clienti domestici con tariffa D2.
- 7.3 Sono fatte salve le disposizioni transitorie per l'anno 2012 previste dal comma 3.1, della deliberazione ARG/elt 67/10.
- 7.4 La deliberazione n. 348/07 continua ad essere applicata limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore all'1 gennaio 2012.
- 7.5 Il presente provvedimento viene pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it ed entra in vigore l'1 gennaio 2012.

29 dicembre 2011

IL PRESIDENTE:
Guido Bortoni

TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E
IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE E
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Periodo di regolazione 2012-2015

SOMMARIO

PARTE I DEFINIZIONI	6
Articolo 1 Definizioni	6
PARTE II REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI	19
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	19
Articolo 2 Ambito oggettivo.....	19
Articolo 3 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi.....	20
Articolo 4 Definizione e pubblicazione delle tariffe.....	21
TITOLO 2 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	21
SEZIONE 1 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	21
Articolo 5 Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.....	21
Articolo 6 Aggiornamento della tariffa di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali	22
SEZIONE 2 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	22
Articolo 7 Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione	22
Articolo 8 Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione.....	23
Articolo 9 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva.....	23
Articolo 10 Punti di emergenza	23
Articolo 11 Aggiornamento delle componenti delle tariffe di riferimento e della tariffa obbligatoria	23
Articolo 12 Tasso di remunerazione riconosciuto agli investimenti per il servizio di distribuzione	25
Articolo 13 Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica	27
Articolo 14 Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici	27
Articolo 15 Componenti UC ₃ , UC ₄ , UC ₆ , UC ₇ e MCT	28
SEZIONE 3 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI.....	28
Articolo 16 Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale	28
Articolo 17 Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione	29
Articolo 18 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva.....	29
Articolo 19 Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori di energia elettrica.....	30

Articolo 20	Remunerazione dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione.....	30
Articolo 21	Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione	31
SEZIONE 4	CRITERI DI REMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE.....	33
Articolo 22	Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione	33
Articolo 23	Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e ai proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione .	35
Articolo 24	Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica	36
Articolo 25	Incentivazione all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi/penalità	36
Articolo 26	Criteri e modalità di aggiornamento della proposta degli interventi ammessi al meccanismo di incentivazione all'accelerazione e al meccanismo premi/penalità.....	38
Articolo 27	Applicazione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti	38
Articolo 28	Applicazione del meccanismo premi/penalità.....	39
Articolo 29	Riconoscimento delle partite economiche.....	40
TITOLO 3	CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA.....	40
Articolo 30	Tariffa obiettivo D1	40
Articolo 31	Tariffe D2 e D3.....	41
PARTE III	REGIME DI PEREQUAZIONE	42
Articolo 32	Criteri generali di perequazione	42
Articolo 33	Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici.....	43
Articolo 34	Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3	44
Articolo 35	Perequazione dei costi di trasmissione	44
Articolo 36	Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici	45
Articolo 37	Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti	45
PARTE IV	PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE	46
TITOLO 1	IMPOSIZIONE.....	46
Articolo 38	Fissazione delle componenti tariffarie A.....	46
TITOLO 2	ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO	48
SEZIONE 1	ESAZIONE.....	48
Articolo 39	Disposizioni generali	48

Articolo 40	Esazione delle componenti tariffarie A ₂ , A ₃ , A ₄ , A ₅ , A ₆ , A _S	48
Articolo 41	Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici .	49
Articolo 42	Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale.....	49
Articolo 43	Esazione delle componenti UC ₃ e UC ₄	49
Articolo 44	Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03.....	50
Articolo 45	Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali	50
Articolo 46	Esazione degli importi destinati al Fondo utenti MT	50
SEZIONE 2 GESTIONE DEL GETTITO.....		51
Articolo 47	Istituzione dei conti di gestione	51
Articolo 48	Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue.....	53
Articolo 49	Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate	53
Articolo 50	Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali.....	56
Articolo 51	Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca	56
Articolo 52	Conto qualità dei servizi elettrici.....	56
Articolo 53	Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.....	57
Articolo 54	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.....	57
Articolo 55	Conto per le integrazioni tariffarie	58
Articolo 56	Conto oneri per certificati verdi.....	58
Articolo 57	Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione	58
Articolo 58	Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità	58
Articolo 59	Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale	59
Articolo 60	Fondo per eventi eccezionali	59
Articolo 61	Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela.....	59
Articolo 62	Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione	60
Articolo 63	Conto oneri per la gradualità	60
Articolo 64	Conto oneri del meccanismo di reintegrazione	60
Articolo 65	Conto per il funzionamento del SII	60
Articolo 66	Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio	60
Articolo 67	Conto per il rischio creditizio	61
Articolo 68	Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale	61
Articolo 69	Conto per il sistema indennitario.....	61
PARTE V REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO.....		61
Articolo 70	Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC	61
Articolo 71	Regimi tariffari speciali	62

Articolo 72 Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670 63

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente Allegato si applicano le seguenti definizioni:
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
 - **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e inferiore a 220 kV;
 - **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o superiore a 220 kV;
 - **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
 - **Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
 - **centro storico** è il centro storico individuato ai sensi del decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1444 (di seguito: decreto n. 1444);
 - **cliente del servizio di maggior tutela** è il cliente finale di cui all'articolo 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
 - **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
 - **codice di rete** è il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, ovvero il codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica definito in esito al procedimento avviato con la deliberazione 22 ottobre 2007, n. 268/07, positivamente verificato dall'Autorità;
 - **componente CTR_E** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
 - **componente CTR_P** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
 - **componente MCT** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03;
 - **componente MIS_I** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;

- **componente MIS_3** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente $TRAS_E$** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da b) a j);
- **componente $TRAS_P$** è la componente tariffaria in quota potenza, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da h) a j);
- **componenti UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- **componenti UC_4** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componenti UC_6** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componenti UC_7** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- **componente $\rho_{1,m}$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI per l'impresa distributrice m , espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio propri di ciascuna impresa distributrice m ;
- **componente $\rho_{3,m}$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI per l'impresa distributrice m , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio propri di ciascuna impresa distributrice m ;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione;
- **componente σ_3** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente $\tau_1(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa $D2$, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;

- **componente $\tau_2(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa *D2*, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_3(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa *D2*, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_1(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi ;
- **componente $\tau_2(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_3(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **costi ambientali** sono i costi ambientali endogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **costi compensativi** sono i costi compensativi esogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **data obiettivo dell'intervento** è la data (mese e anno) fissata dall'Autorità, tenuto conto della proposta del gestore del sistema di trasmissione, per l'entrata in esercizio di un intervento di sviluppo della *RTN*, completo in tutte le sue parti e dotato di tutte le relative funzionalità;
- **data di entrata in esercizio dell'intervento** è la data (mese e anno) in corrispondenza della quale l'intervento di sviluppo, completo in tutte le sue parti, entra in esercizio con la definitiva funzionalità necessaria al raggiungimento dei benefici ad esso associati;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06;
- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- **energia reattiva** è l'energia reattiva induttiva;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi e regola i rapporti con le parti mediante la stipula di contratti le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato;

- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **gestore della rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- **gestore del sistema di trasmissione** è il gestore del sistema di trasmissione elettrica individuato dall'articolo 36, comma 1, del D.lgs. n. 93/11;
- **Gestore dei servizi energetici** è la società Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **indice di efficacia dell'investimento (IE)** è l'indice di efficacia degli investimenti che sarà definito in esito al procedimento avviato ai sensi dell'articolo 6 della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- **incentivazione all'accelerazione** è la maggiorazione del tasso di remunerazione di cui al comma 22.5, lettera c), riconosciuta alle immobilizzazioni in corso afferenti gli investimenti riconducibili alla tipologia I=3 di cui al medesimo comma;
- **infrastruttura di ricarica pubblica** è il complesso degli apparati, tra di loro interconnessi, che si estendono dal punto di connessione con una rete con obbligo di connessione di terzi fino al punto predisposto per la connessione dei veicoli elettrici ai fini della ricarica, realizzati in aree e luoghi aperti al pubblico;
- **intervento** è il singolo progetto in cui è articolato il Piano di sviluppo;
- **linea diretta** è una rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione;
- **meccanismo di premi/penalità** è il meccanismo finalizzato al rispetto della data obiettivo dell'intervento;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **milestone** sono le date (anno) di un obiettivo intermedio di un intervento di sviluppo, fissate dall'Autorità e rappresentative del raggiungimento e/o entrata in esercizio di elementi significativi o rilevanti dell'intervento medesimo e le *milestone* autorizzative;
- **milestone autorizzative** sono le date (anno), fissate dall'Autorità, rappresentative del conseguimento di obiettivi intermedi afferenti l'iter autorizzativo per la realizzazione di un intervento di sviluppo della RTN; tali obiettivi intermedi identificano esclusivamente:
 - l'avvio del procedimento di autorizzazione dell'intervento;
 - l'ottenimento del decreto VIA relativo all'intervento;
 - la pubblicazione del decreto autorizzativo alla realizzazione dell'intervento;

- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2007, n. 70/97;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **Piano di sviluppo** è il Piano di sviluppo della *RTN* che il gestore del sistema di trasmissione è tenuto a predisporre ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- **potenza disponibile nei punti di interconnessione** è la massima potenza transitabile in un punto di interconnessione;
- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente;
- **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l' esercente può derogare dall' installazione del limitatore di potenza;
- **potenza impegnata** è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi;
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà

dell' esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;

- **punto di emergenza** è il punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e Terna e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e l'*RTN*;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributtrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche, di impianti di illuminazione pubblica e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;
- **punto di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi esclusivamente per l'alimentazione di infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;
- **responsabile di attività** è il soggetto che risponde per l'esecuzione dell'attività in tutte le sue fasi, dalla pianificazione e sviluppo fino all'attuazione, nel rispetto delle specifiche e delle norme esistenti;
- **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e successive modifiche e integrazioni ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati da Terna;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:

- le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999;
- le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n.79/99;
- le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;
- la rete interna d'utenza di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999;
- **reti di distribuzione** sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- **reti interne d'utenza (RIU)** sono le reti interne d'utenza di cui all'Articolo 33 della legge n. 99/09;
- **servizio di maggior tutela o maggior tutela** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **servizio di ricarica** è il servizio di ricarica a pagamento di veicoli elettrici, fornito tramite infrastrutture di ricarica pubblica;
- **servizio di salvaguardia o salvaguardia** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 4, secondo periodo del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **SII** è il Sistema Informativo Integrato basato su una banca dati dei punti di prelievo di energia elettrica e di gas naturale e dei dati identificativi dei clienti finali di cui all'articolo 1*bis* della legge n. 129/10, ovvero l'insieme di strutture organizzative, infrastrutture tecnologiche e regole tecniche, per la condivisione, l'integrazione e lo scambio dei flussi di dati funzionali ai processi necessari per il funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e il gas;
- **sistema delle offerte** è il sistema delle offerte di acquisto di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **subentro** è, in relazione al singolo punto di prelievo, l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto con disalimentazione del punto di prelievo stesso;
- **tariffa di riferimento** è la tariffa unitaria di ogni singola impresa che applicata virtualmente agli utenti della rete gestita dall'impresa stessa ne determina i ricavi ammessi;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario del servizio, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;

- **tariffa obiettivo** è la tariffa unica nazionale che determina la quota parte di costo a carico della totalità degli utenti domestici;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **unità di produzione CIP 6/92** è un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore dei servizi energetici ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- **usi propri della distribuzione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di distribuzione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione. Non rientrano in tale ambito i consumi di energia elettrica connessi con l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
- **usi propri della trasmissione** sono i consumi di energia elettrica dei proprietari di rete di trasmissione e del gestore di trasmissione inerenti il servizio di trasmissione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di trasmissione e quantificati dal gestore di trasmissione;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **valore convenzionale dell'intervento** è il prodotto tra la somma del valore economico di tutte le *milestone* afferenti l'intervento, ad esclusione delle *milestone* autorizzative, ed il valore assunto dall'indice di efficacia dell'intervento in oggetto;
- **valore convenzionale di ogni milestone** è il prodotto tra il valore economico della *milestone* ed il valore assunto dall'indice di efficacia dell'intervento in oggetto;
- **voltura** è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso.

-- * --

- **direttiva 96/92/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996;
- **direttiva 2003/87/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, e sue successive modifiche e integrazioni;
- **legge n. 529/82** è la legge 7 agosto 1982, n. 529;
- **legge n. 10/91** è la legge 9 gennaio 1991, n.10;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **legge n. 83/03** è il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83;

- **legge n. 368/03** è la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314;
- **legge n. 290/03** è la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **legge n. 99/09** è la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- **legge n. 129/10** è la legge 13 agosto 2010, n. 129;
- **legge finanziaria 2005** è la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- **legge finanziaria 2006** è la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- **legge finanziaria 2008** è la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- **decreto n. 1444** è il decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1444;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- **decreto legislativo n. 387/03** è il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- **il decreto legislativo n. 28/11** è il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- **il decreto legislativo n. 93/11** è il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- **il DPR n. 730/63** è il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- **il DPR n. 670/72** è il decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670;
- **decreto 26 gennaio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001;
- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000;
- **decreti 20 luglio 2004** sono i decreti del Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 20 luglio 2004;
- **decreto 28 luglio 2005** è il decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005, come successivamente integrato e modificato;
- **decreto 6 febbraio 2006** è il decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 6 febbraio 2006;
- **decreto 8 marzo 2006** è il decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006;
- **decreto 22 dicembre 2006** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 22 dicembre 2006;
- **decreto 19 febbraio 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 19 febbraio 2007;
- **decreto 21 dicembre 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007;

- **decreto 28 dicembre 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, delle politiche per la famiglia e della solidarietà sociale 28 dicembre 2007;
- **decreto 11 aprile 2008** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 11 aprile 2008;
- **decreto ministeriale 18 dicembre 2008** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 18 dicembre 2008;
- **decreto 6 agosto 2010** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 6 agosto 2010;
- **decreto 5 maggio 2011** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 maggio 2011;
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34;
- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6;
- **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 83/03** è la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2003, n. 83/03;
- **deliberazione n. 151/03** è la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151/03, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 5/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 60/04** è la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- **deliberazione n. 188/05** è la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 235/05** è la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2005, n. 235/05;
- **deliberazione n. 281/05** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 300/05** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- **deliberazione n. 4/06** è la deliberazione dell'Autorità 11 gennaio 2006, n. 4/06, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 111/06** è la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- **deliberazione n. 113/06** è la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06;
- **deliberazione n. 289/06** è la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- **deliberazione n. 11/07** è la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;

- **deliberazione n. 89/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07;
- **deliberazione n. 90/07** è la deliberazione dell'Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- **deliberazione n. 122/07** è la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- **deliberazione n. 156/07** è la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- **deliberazione n. 278/07** è la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07;
- **deliberazione n. 280/07** è la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- **deliberazione n. 312/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- **deliberazione n. 333/07** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07
- **deliberazione n. 341/07** è la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07;
- **deliberazione n. 348/07** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 24/08** è la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- **deliberazione ARG/elt 47/08** è la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08;
- **deliberazione ARG/elt 74/08** è la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08;
- **deliberazione ARG/elt 77/08** è la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 95/08** è la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 99/08** è la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08;
- **deliberazione ARG/elt 117/08** è la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 188/08** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- **deliberazione ARG/elt 1/09** è la deliberazione dell'Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;
- **deliberazione ARG/elt 191/09** è la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09;
- **deliberazione GOP 71/09** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, GOP 71/09;
- **deliberazione ARG/elt 107/09** è la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- **deliberazione ARG/elt 201/09** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, ARG/elt 201/09;

- **deliberazione ARG/elt 5/10** è la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/elt 15/10** è la deliberazione dell’Autorità 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/elt 33/10** è la deliberazione dell’Autorità 19 marzo 2010, ARG/elt 33/10;
- **deliberazione ARG/elt 181/10** è la deliberazione dell’Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10;
- **deliberazione ARG/elt 12/11** è la deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11;
- **deliberazione ARG/elt 104/11** è la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11;
- **deliberazione ARG/elt 197/11** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- **deliberazione ARG/elt 198/11** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11;
- **RTDG** è la Parte II del Testo Unico di regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvato con deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- **RTTG** è la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013, approvato con deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;
- **TIU** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, come successivamente integrato e modificato, approvato con deliberazione n. 11/07;
- **TIV** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 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, come successivamente modificato e integrato;
- **TIQE 2008-2011** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione n. 333/07, come successivamente modificato e integrato;
- **TISP** è il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto, approvato con deliberazione ARG/elt 74/08, come successivamente modificato e integrato;
- **TICA** è il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive – TICA), approvato con deliberazione ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- **TIS** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento approvato con deliberazione ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;

Allegato A

- **Regolazione qualità trasmissione 2012-2015** è l'allegato A alla deliberazione ARG/elt 197/11, recante "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015";
- **TIQE 2012-2015** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, approvato con deliberazione ARG/elt 198/11, come successivamente modificato e integrato.

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2

Ambito oggettivo

- 2.1 La presente parte reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:
- a) trasmissione dell'energia elettrica;
 - b) distribuzione dell'energia elettrica.
- 2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:
- a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;
 - ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW;
 - b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - c) per utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
 - d) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni, e le utenze per la ricarica privata dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);

- e) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - f) per utenze in media tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
 - g) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettere e) e f) del presente comma;
 - h) per utenze in alta tensione;
 - i) per utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV;
 - j) per utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV.
- 2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.

Articolo 3

Criteria generali di regolazione dei corrispettivi

- 3.1 Le tariffe per i servizi di cui al comma 2.1, come disciplinate dal presente Allegato, sono applicate dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.
- 3.2 L'esercente rende disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. Entro il limite di 30 kW, l'esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.
- 3.3 Nei casi di cui al comma 3.2, il dispositivo atto a limitare la potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata, incrementato almeno del 10%.
- 3.4 Gli importi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi importi ed arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.
- 3.5 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell'erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro, voltura o nuovo allacciamento, nel mese in cui la cessazione, il subentro o il nuovo allacciamento si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione degli importi dovuti per il medesimo mese, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4

Definizione e pubblicazione delle tariffe

- 4.1 A decorrere dall'anno 2012, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 30 novembre di ciascun anno, le tariffe obbligatorie che devono essere applicate dagli esercenti nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, aventi ad oggetto l'erogazione dei servizi di cui al comma 2.1.
- 4.2 A decorrere dall'anno 2012, l'Autorità definisce e pubblica:
- a) entro il 30 novembre di ciascun anno, le tariffe per l'erogazione del servizio di cui al comma 2.1, lettera a), nell'anno successivo;
 - b) entro il 31 marzo di ciascun anno, le tariffe di riferimento degli esercenti aventi ad oggetto l'erogazione del servizio di cui al comma 2.1, lettera b) nel medesimo anno.
- 4.3 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito internet, le tariffe obbligatorie relative ai servizi erogati. Le medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

TITOLO 2

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

SEZIONE 1

TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 5

Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 5.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione.
- 5.2 La tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione di cui al precedente comma, è composta da:
- a) la componente $TRAS_E$, espressa in centesimi di euro/kWh, applicata alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), ed assume i valori di cui alla tabella 1;

- b) la componente $TRAS_P$, espressa in centesimi di euro/kW di potenza impegnata, applicata alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da h) a j), ed assume i valori di cui alla tabella 1.

Articolo 6

Aggiornamento della tariffa di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 6.1 Le componenti $TRAS_P$ e $TRAS_E$ sono aggiornate annualmente tenuto conto di quanto disposto all'Articolo 21.

SEZIONE 2

TARIFFA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 7

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione

- 7.1 La tariffa di riferimento d'impresa, per ciascun esercente m , a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), è denominata tariffa $TVI(dis)_m$ ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 2:
- a) $\rho_1^m(dis)$, composta dagli elementi $\rho_1^m(disAT)$, $\rho_1^m(disMT)$ e $\rho_1^m(disBT)$;
 - b) $\rho_3^m(dis)$, composta dagli elementi $\rho_3^m(disAT)$, $\rho_3^m(disMT)$ e $\rho_3^m(disBT)$.
- 7.2 La tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione relativi al servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), è denominata tariffa $TVI(cot)$ ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 3:
- a) $\rho_1^{ITA,s}(cot)$;
 - b) $\rho_3^{ITA,s}(cot)$.
- 7.3 I valori delle componenti $\rho_1^{ITA,s}(cot)$ e $\rho_3^{ITA,s}(cot)$ sono differenziati in relazione alla modalità di erogazione del servizio di maggior tutela, espresso dalla variabile s , che può assumere valore "servizio di maggior tutela erogato dall'impresa di distribuzione" (sd) oppure "servizio di maggior tutela erogato tramite società separata" (ss).

Articolo 8

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 8.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione.
- 8.2 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettera a), sono disciplinati ai sensi dell'Articolo 31.
- 8.3 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j) sono fissati nella tabella 4.

Articolo 9

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 9.1 Ciascuna impresa distributrice, nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applica le componenti fissate nella tabella 5.
- 9.2 Con riferimento ai punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, per l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui al comma 9.1 sono poste pari a zero.

Articolo 10

Punti di emergenza

- 10.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 8, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo, indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Articolo 11

Aggiornamento delle componenti delle tariffe di riferimento e della tariffa obbligatoria

- 11.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti della tariffa di riferimento, di cui ai commi 7.1 e 7.2, a copertura dei costi operativi, applicando:
 - a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;

- c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 11.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 11.1, lettera b), è pari al 2,8% e viene applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione, di cui al comma 7.1.
- 11.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.1, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati, differenziati per ciascun livello di tensione;
 - d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 12 ed entrati in esercizio.
- 11.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna la quota parte delle componenti di cui al comma 7.2, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati, differenziati in funzione della modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela.
- 11.5 Ai fini di quanto previsto al comma 11.3, lettere c) e d), e al comma 11.4, lettera c), sono portati in detrazione dal valore lordo dell’investimento gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti, ivi inclusi i contributi previsti dal TIC per le nuove connessioni di punti di prelievo basati sulla spesa relativa, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, e i contributi previsti dal TICA per la connessione di punti di immissione, comunque determinati.
- 11.6 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.1, a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;

- b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, differenziato per livello di tensione;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio, differenziati per livello di tensione.
- 11.7 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.2, a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, differenziati in funzione delle modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio, differenziati in funzione delle modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela.
- 11.8 Ai fini di quanto previsto al comma 11.6, lettera d) e al comma 11.7, lettera d), sono riconosciute ai fini tariffari quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 6, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 11.9 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna entro il 30 novembre di ogni anno le tariffe obbligatorie di cui all’Articolo 8, con l’obiettivo di garantire l’equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall’applicazione delle medesime tariffe obbligatorie e il ricavo ammesso, a livello nazionale, dalle tariffe di riferimento come aggiornate ai sensi del presente articolo.

Articolo 12

Tasso di remunerazione riconosciuto agli investimenti per il servizio di distribuzione

- 12.1 La remunerazione del capitale investito netto per il servizio di distribuzione avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 12.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, salvo quanto disposto dai commi successivi, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo a investimenti per il servizio di distribuzione è fissato pari al:
- a) 7,6%, per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011;

- b) 8,6% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 12.3 Il tasso di remunerazione di cui al comma 12.2 è aggiornato entro il 30 novembre 2013, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015, secondo quanto previsto dall'Articolo 2 della deliberazione di approvazione del presente Allegato.
- 12.4 Alle tipologie di seguito elencate di investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 e fino al 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) $D_{TPR}=1$ investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: 2% per 8 anni dall'entrata in esercizio;
 - b) $D_{TPR}=2$ investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 2% per 8 anni dall'entrata in esercizio;
 - c) $D_{TPR}=3$ investimenti di cui alla precedente lettera a), la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: 2% per 12 anni dall'entrata in esercizio;
 - d) $D_{TPR}=4$ investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*): 2% per 12 anni dall'entrata in esercizio;
 - e) $D_{TPR}=5$ investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso: 0%.
- 12.5 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) $D_{QPR}=1$ investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 1,5% per 8 anni;
 - b) $D_{QPR}=2$ investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*): 2% per 12 anni;
 - c) $D_{QPR}=3$ investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: 1,5% per 12 anni;
 - d) $D_{QPR}=4$ investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08: 1,5% per 12 anni;
 - e) $D_{QPR}=5$ investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui al successivo Articolo 13: 2% per 12 anni;
 - f) $D_{QPR}=6$ investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere: 0%.

- 12.6 La maggiorazione del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 12.4, lettera b), e 12.5, lettera a), è riconosciuto nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscano a trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime “Ak” secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe “B0” per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.
- 12.7 La maggiorazione della remunerazione, prevista dai commi 12.4 e 12.5, è determinata come prodotto tra il valore netto dell’investimento ammesso, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti, comunque determinati, e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto.
- 12.8 La maggior remunerazione riconosciuta ai sensi del presente articolo è attribuita alle imprese distributrici che hanno realizzato gli investimenti oggetto di incentivazione.

Articolo 13

Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l’energia elettrica

- 13.1 La procedura ed i criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante di cui al precedente 12.5, lettera e), sono determinati con specifico provvedimento dell’Autorità; in ogni caso, tali sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti minimi:
- a) siano necessari a garantire l’immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
 - b) siano inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti *smart grid*;
 - c) siano finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione.
- 13.2 L’ammissibilità degli investimenti è demandata ad un’apposita commissione di esperti nominata dall’Autorità che valuta i progetti in relazione alle diverse tecnologie di accumulo, all’efficacia in termini di ritiro dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e alle potenziali interazioni con la disciplina del dispacciamento; l’onere relativo alla valutazione delle istanze sarà posto a carico dell’impresa distributtrice richiedente.

Articolo 14

Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici

- 14.1 Ai fini dell’aggiornamento tariffario annuale di cui all’Articolo 11, in ciascun anno t , a partire dall’anno 2012, ciascuna impresa concessionaria del servizio di distribuzione comunica all’Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità:
- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell’anno $t-1$, risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della

- deliberazione n. 11/07, con separata evidenza per le tipologie di investimento individuate ai commi 12.4 e 12.5;
- b) la variazione delle immobilizzazioni in corso tra l'anno $t-1$ e l'anno $t-2$;
 - c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, precisando la tipologia di appartenenza e l'eventuale classe di incentivazione, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione;
 - d) la documentazione comprovante il rispetto dei requisiti di cui al comma 12.6.
- 14.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al medesimo comma 14.1, con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di distribuzione dell'energia elettrica.
- 14.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 14.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determinazione di cui al medesimo comma, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.

Articolo 15

Componenti UC₃, UC₄, UC₆, UC₇ e MCT

- 15.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), le componenti UC₃, UC₄, UC₆, UC₇ e MCT.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI

Articolo 16

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale

- 16.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconosce al gestore del sistema di trasmissione un corrispettivo determinato applicando:
- a) la componente CTR_P , espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 7, alla potenza disponibile nei punti di interconnessione;

- b) la componente CTR_E , espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 7, all'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale.
- 16.2 Il gestore del sistema di trasmissione individua la potenza disponibile nei punti di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione e trasmette, entro il 30 settembre di ciascun anno, all'Autorità le relative informazioni aggiornate. A tal fine, le imprese responsabili della gestione degli impianti di interconnessione sono tenute a fornire le necessarie informazioni e a garantire l'accesso ai propri impianti al gestore stesso.

Articolo 17

Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

- 17.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata i corrispettivi previsti per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere d), g), h) e j), secondo il livello di tensione del punto di interconnessione, dal comma 5.2, in relazione al servizio di trasmissione, e dal comma 8.2, in relazione al servizio di distribuzione.
- 17.2 Ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di cui al precedente comma:
- a) la potenza impegnata è pari alla potenza massima prelevata in ciascun mese dall'impresa distributtrice in relazione alla quale risulti un prelievo netto di energia elettrica;
 - b) l'energia elettrica prelevata è l'energia elettrica netta prelevata in ciascun mese.

Articolo 18

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 18.1 Il gestore del sistema di trasmissione e le imprese distributrici nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applicano i corrispettivi previsti alla tabella 5 per il corrispondente livello di tensione.
- 18.2 Ciascuna impresa distributtrice applica ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, i corrispettivi previsti alla tabella 5, per il corrispondente livello di tensione.
- 18.3 Il gestore del sistema di trasmissione destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 18.1, evidenziati con separata contabilità, alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.
- 18.4 Con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione ed ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, per

l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui ai commi 18.1 e 18.2 sono poste pari a zero.

- 18.5 Nel caso di punti di interconnessione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale, purché tra di essi esista un collegamento circuitale in alta tensione facente parte della rete di distribuzione, i corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza previsti alla tabella 5 si applicano all'aggregato dei medesimi punti.
- 18.6 Nei punti di interconnessione tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione, ovvero tra reti di distribuzione, ai fini dell'applicazione della tabella 5 per prelievi con insufficiente fattore di potenza si considera l'energia attiva aumentata di quella generata ed immessa sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione sottese ai predetti punti aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione individuato dalla normativa vigente.
- 18.7 Le imprese distributrici sottese comunicano i valori di energia attiva generata ed immessa nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione nelle fasce F1 ed F2 al gestore del sistema di trasmissione ovvero alle imprese distributrici sottendenti.

Articolo 19

Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori di energia elettrica

- 19.1 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi, salvo quanto previsto al successivo comma 19.2.
- 19.2 Le condizioni di cui al precedente comma 19.1 si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero. A tal fine, per gli impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.

Articolo 20

Remunerazione dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione

- 20.1 Ai fini della determinazione della componente fissa del canone annuale di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto 22 dicembre 2000, il gestore del sistema di trasmissione determina l'esborso complessivo di

cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra i corrispettivi percepiti ai sensi del comma 16.1 e la somma del:

- a) corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per la remunerazione del Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03, determinato applicando la componente CTR^{PdD} , espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza disponibile nei punti di interconnessione di cui al comma 16.1;
- b) corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti ai sensi del successivo Articolo 22 per la maggiore remunerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione, determinato applicando la componente $CTR^{Premium}$, espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza disponibile nei punti di interconnessione di cui al comma 16.1.

Articolo 21

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione

- 21.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti CTR_P e CTR_E di cui all'Articolo 16, a copertura dei costi operativi, applicando:
 - a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 21.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 21.1, lettera b), è pari al 3,0%.
- 21.3 A fronte della realizzazione di nuovi investimenti di cui al comma 22.5, il gestore del sistema di trasmissione può richiedere il riconoscimento per l'anno $t+1$ di una componente di ricavo addizionale, determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'anno $t-1$, rettificati secondo i medesimi criteri adottati per la determinazione del livello tariffario iniziale, e il valore dei costi operativi riconosciuti, aggiornati con il criterio di cui al comma 21.1, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti. Di detta componente di ricavo si tiene conto ai fini dell'aggiornamento delle componenti di cui al medesimo comma 21.1.
- 21.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente CTR_P di cui all'Articolo 16, nonché delle componenti CTR_P^{PdD} e $CTR_P^{Premium}$ di cui all'Articolo 20, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati, tenendo conto dell'effetto dell'incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti, di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - c) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 22 e Articolo 27.
- 21.5 Ai fini di quanto previsto al comma 21.4, lettera c), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 21.6 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente CTR_P di cui all'Articolo 16, nonché della componente CTR_P^{pD} di cui all'Articolo 20, a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 21.7 Ai fini di quanto previsto al comma 21.6, lettera c), sono riconosciute quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 6, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 21.8 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna entro il 30 novembre di ogni anno le componenti tariffarie $TRAS_P$ e $TRAS_E$ di cui all'Articolo 5, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe e il ricavo ammesso, a livello nazionale, dalle componenti tariffarie CTR_P e CTR_E come aggiornate ai sensi del presente articolo.

SEZIONE 4

CRITERI DI REMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 22

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 22.1 La remunerazione degli investimenti in reti di trasmissione dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 22.2 Salvo quanto disposto dai successivi commi, per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione è fissato pari al:
- 7,4%, per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011;
 - 8,4% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 22.3 Il tasso di remunerazione di cui al comma 22.2 è aggiornato entro il 30 novembre 2013, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015, secondo quanto previsto dall'Articolo 2 della deliberazione di approvazione del presente Allegato.
- 22.4 Agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione già incentivati, ovvero entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione vigente nel periodo di regolazione in cui tali investimenti sono stati realizzati, ai sensi delle disposizioni di cui alle deliberazioni n. 5/04 e n. 348/07.
- 22.5 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti entrati in esercizio a decorrere dall'1 gennaio 2012 è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b), c) e d): 0%;
 - I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03: 1,5% per 12 anni;
 - I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche, come individuati ai sensi del comma 22.7: 2% per 12 anni;
 - I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui al successivo Articolo 24: 2% per 12 anni.

- 22.6 Le maggiorazioni al tasso di remunerazione di cui al comma 22.5 sono calcolate come somma dei prodotti delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al medesimo comma 22.5, per il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti.
- 22.7 I progetti di investimento strategici per il sistema energetico da includere nella tipologia I=3 di cui al comma 22.5, lettera c), sono proposti dal gestore del sistema di trasmissione entro il 31 marzo 2012, fanno riferimento al Piano di sviluppo e sono sottoposti all'approvazione da parte dell'Autorità. In via straordinaria, in casi individuati dall'Autorità, possono essere inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti, di primaria portata strategica, non strettamente rientranti nella definizione di cui al precedente comma 22.5, lettera c).
- 22.8 In deroga a quanto disposto dal comma 22.6, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle tipologie I=2, I=3 e I=4 includa costi ambientali e/o compensativi superiori al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

- r_{base} il tasso di remunerazione di cui al comma 22.2;
- $r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue:

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1 + \alpha)}{C^{eff} + C^{amb}} + K_D * \frac{C^{amb} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{amb}}$$

dove:

- o $r_{premium}$ è la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 22.5;
 - o la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi e/o i costi ambientali;
 - o la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e/o i costi ambientali;
 - o α è fissato ad un valore pari a 0,06;
 - o K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 5,69%.
- 22.9 Con riferimento agli investimenti del Piano di difesa il conguaglio tra la stima degli investimenti previsti negli anni 2010 e 2011, inclusi nelle tariffe 2011, e gli investimenti effettivamente realizzati nel corso dei medesimi anni 2010 e 2011, trova copertura tariffaria nei livelli tariffari dell'anno 2013, ai sensi dei precedenti commi 22.2 e 22.4.

Articolo 23

Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e ai proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione

- 23.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale di cui all'Articolo 21, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2012, il gestore del sistema di trasmissione, con riferimento all'intero perimetro della rete di trasmissione nazionale, comunica all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:
- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno $t-1$, risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07, con separata evidenza per le tipologie di investimento individuate all'Articolo 22;
 - b) la variazione delle immobilizzazioni in corso tra l'anno $t-1$ e all'anno $t-2$;
 - c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, precisando la tipologia di appartenenza e l'eventuale classe di incentivazione, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione;
 - d) la documentazione comprovante i costi compensativi e i costi ambientali sostenuti nel corso dell'esercizio $t-1$ per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi e ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali per la realizzazione delle opere compensative e ambientali.
- 23.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 23.1, con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di trasmissione dell'energia elettrica.
- 23.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 23.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determinazione di cui al medesimo comma, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.
- 23.4 I proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione sono tenuti a fornire al medesimo gestore, con modalità e tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, le informazioni e le documentazioni a questi necessarie al fine di ottemperare agli obblighi imposti dal presente articolo.
- 23.5 La mancata ottemperanza alle disposizioni di cui al comma 23.4 comporta la sospensione del riconoscimento ai proprietari diversi dal gestore del sistema di trasmissione della remunerazione di cui all'Articolo 20. L'Autorità procede altresì ad avviare un procedimento per l'erogazione di sanzioni, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Articolo 24

Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

- 24.1 La procedura ed i criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante di cui al precedente comma 22.5, lettera d), sono determinati con specifico provvedimento dell'Autorità; in ogni caso, tali sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti minimi:
- a) siano inseriti nel Piano di sviluppo;
 - b) abbiano la caratteristica di amovibilità;
 - c) siano necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
 - d) siano complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
 - e) siano dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.
- 24.2 Ferme restando le prerogative del Ministero dello sviluppo economico previste dall'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, l'ammissibilità degli investimenti è demandata ad un'apposita commissione di esperti nominata dall'Autorità, in accordo con il Ministero per lo sviluppo economico, che valuta i progetti in relazione alle diverse tecnologie di accumulo, all'efficacia in termini di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e alle potenziali interazioni con la disciplina del dispacciamento; l'onere relativo alla valutazione delle istanze sarà posto a carico del gestore del sistema di trasmissione.

Articolo 25

Incentivazione all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo premi/penalità

- 25.1 Al fine di accelerare e dare certezza alla data di entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della RTN, sono istituiti l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti e il meccanismo premi/penalità per il rispetto della data obiettivo dell'intervento; detti istituti sono automaticamente applicati a tutti gli investimenti del Piano di sviluppo inclusi nella tipologia I=3 di cui al comma 22.5, lettera c), come approvati dall'Autorità ai sensi del comma 22.7.
- 25.2 Per ciascuno degli interventi sono indicati:
- a) la data obiettivo dell'intervento, le *milestone* previste, il costo complessivo dell'intervento e quello associato a ciascuna *milestone*, con l'esclusione delle *milestone* autorizzative;
 - b) il valore convenzionale di ciascuna *milestone*, così come definito al successivo comma 25.4, lettera c); per le eventuali *milestone* autorizzative sono assunti valori convenzionali pari al 2%, 3%, 5% del valore convenzionale dell'intervento rispettivamente per l'avvio del

- procedimento di autorizzazione, l'ottenimento del decreto VIA, la pubblicazione del decreto autorizzativo alla realizzazione dell'intervento;
- c) la descrizione dettagliata delle caratteristiche, delle finalità e della localizzazione delle *milestone*;
 - d) lo stato del processo autorizzativo di ciascun intervento, con indicazione delle autorizzazioni ancora necessarie all'entrata in esercizio dell'intervento ed al raggiungimento delle relative *milestone*, di eventuali autorizzazioni il cui ottenimento non è di diretta responsabilità del gestore del sistema di trasmissione, e fornendo evidenza delle eventuali criticità autorizzative;
 - e) i principali elementi che determinano le tempistiche proposte e gli eventuali elementi di criticità ai fini del rispetto di dette tempistiche;
 - f) l'indicazione degli elementi documentali sulla base dei quali il gestore del sistema di trasmissione intende attestare l'entrata in esercizio dell'intervento e/o il conseguimento delle *milestone*;
 - g) gli elementi tecnico economici in base ai quali il gestore del sistema di trasmissione sviluppa l'analisi costi-benefici derivanti dalla messa in esercizio dell'intervento e ai parametri utilizzati per il calcolo dell'indice di efficacia, nonché il valore assunto da detto indice per ognuno degli interventi ricompresi.
- 25.3 In relazione a quanto previsto dal comma 25.2 devono essere rispettati i seguenti criteri:
- a) ogni intervento può ammettere non più di una *milestone* in ogni anno;
 - b) con riferimento al peso economico, le *milestone*, diverse da quelle autorizzative, devono essere ripartite in modo equilibrato nell'orizzonte temporale in cui è articolata la proposta;
 - c) le *milestone*, diverse da quelle autorizzative, devono essere individuate in modo tale da rappresentare obiettivi che configurino una realizzazione impiantistica facilmente riscontrabile.
- 25.4 Entro 90 giorni dal termine di cui al precedente comma 22.7, l'Autorità definisce, con specifico provvedimento, per ciascuno degli interventi:
- a) la data obiettivo e le modalità di accertamento del suo conseguimento;
 - b) le *milestone* e le relative modalità di accertamento;
 - c) il valore convenzionale di ogni *milestone*, sulla base del prodotto del valore economico della *milestone* stessa e del valore assunto dall'indicatore di efficacia del relativo intervento.
- 25.5 Il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità, entro i 30 giorni successivi alla data di pubblicazione del provvedimento di cui al comma 25.4, l'adesione, definitiva e vincolante, al meccanismo di cui al comma 25.1.
- 25.6 La mancata comunicazione entro il termine di cui al precedente comma 25.5 comporta la rinuncia al meccanismo e alle incentivazioni di cui al comma 22.5, lettera c) e l'inclusione degli investimenti in oggetto nella categoria I=2.

Articolo 26

Criteria e modalità di aggiornamento della proposta degli interventi ammessi al meccanismo di incentivazione all'accelerazione e al meccanismo premi/penalità

- 26.1 Il gestore del sistema di trasmissione può proporre annualmente all'Autorità, entro il 31 marzo di ciascun anno, a partire dall'anno 2013, eventuali aggiornamenti della proposta così come approvata ai sensi del comma 25.4. Tali aggiornamenti potranno fare riferimento all'anno in corso e agli anni successivi e dovranno rispettare i seguenti criteri:
- a) gli aggiornamenti devono essere coerenti con il Piano di sviluppo;
 - b) l'esclusione, motivata ed eccezionale, di uno o più interventi deve ricondursi a cause di forza maggiore tali da determinare l'impossibilità per il gestore del sistema di trasmissione di dare corso allo sviluppo dell'intervento stesso; l'esclusione comporta l'interruzione del riconoscimento della maggiorazione di cui al comma 22.5, lettera c);
 - c) è consentito il posticipo delle *milestone* e della data obiettivo di un intervento per gli interventi che comprendono *milestone* autorizzative ove il ritardo sia conseguente ad un ritardo nell'*iter* autorizzativo o a prescrizioni non prevedibili da esso derivanti e ove venga dimostrato che detto ritardo è oggettivamente dovuto a cause che non sono sotto il controllo del gestore del sistema di trasmissione;
 - d) è consentita la modifica degli elementi tecnico economici delle *milestone* ancora da conseguire.
- 26.2 Entro i medesimi termini di cui al precedente comma 26.1, il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità l'aggiornamento del valore dell'indice di efficacia, sulla base dei costi consuntivati per il raggiungimento delle *milestone*, valorizzati a valuta costante.
- 26.3 L'Autorità verificata la completezza e l'adeguatezza delle informazioni fornite ai sensi del comma 26.1, valuta l'ammissibilità delle modifiche proposte.
- 26.4 Entro 90 giorni dal termine di cui al precedente comma 26.1, l'Autorità aggiorna, con specifico provvedimento le condizioni di cui al comma 25.4.
- 26.5 L'adesione definitiva e vincolante alle modifiche definite al precedente comma 26.4 è comunicata dal gestore del sistema di trasmissione all'Autorità entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del provvedimento di cui al medesimo comma.
- 26.6 La mancata adesione ai sensi del precedente comma 26.5, comporta l'invarianza dell'insieme degli interventi di cui al comma 25.1, come eventualmente modificati negli anni precedenti.

Articolo 27

Applicazione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti

- 27.1 Nei medesimi termini fissati ai sensi del comma 23.1 e con le modalità definite con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, il gestore del sistema di trasmissione comunica annualmente all'Autorità lo stato di raggiungimento delle *milestone* e degli interventi e i costi sostenuti con

riferimento all'anno precedente, fornendo all'Autorità la documentazione comprovante il loro conseguimento.

- 27.2 Entro i termini di cui al successivo comma 29.1 l'Autorità accerta, anche mediante verifiche *in situ*, il raggiungimento della data obiettivo degli interventi e delle *milestone* intermedie.
- 27.3 L'incentivazione all'accelerazione si applica secondo le disposizioni di seguito descritte:
- a) l'Autorità, per ciascun anno di validità del meccanismo, verifica nell'anno t , la quota di raggiungimento delle *milestone* nell'anno $t-1$, calcolando tale quota sulla base del valore convenzionale di ciascuna di esse, così come definito al comma 25.4, lettera c), ovvero al comma 26.4, rispetto al valore complessivo delle *milestone* dell'anno così come approvate dall'Autorità e fatte salve le modifiche di cui alle successive lettere b) e c);
 - b) le *milestone* conseguite in anticipo, rispetto alle scadenze previste, concorrono a determinare il valore delle *milestone* raggiunte per tutti gli anni fino all'anno di scadenza, originariamente previsto, senza modificare l'importo complessivo previsto per il rispettivo anno;
 - c) qualora la quota di cui alla precedente lettera a) risulti uguale o superiore al 70%, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuta l'incentivazione per l'accelerazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno $t-1$;
 - d) qualora la quota di cui alla lettera a) risulti inferiore al 70%, al gestore del sistema di trasmissione non è riconosciuta l'incentivazione per l'accelerazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno $t-1$.

Articolo 28

Applicazione del meccanismo premi/penalità

- 28.1 Qualora la data di entrata in esercizio dell'intervento risulti antecedente rispetto alla data obiettivo dell'intervento medesimo di almeno 6 mesi, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuto, per il numero di anni e frazioni di anno di anticipo, calcolati su base mensile, un premio di importo pari al prodotto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 22.5, lettera c), per il capitale investito netto afferente l'intervento.
- 28.2 Qualora la data di entrata in esercizio dell'intervento risulti successiva rispetto alla data obiettivo dell'intervento medesimo di oltre 12 mesi, al gestore del sistema di trasmissione è attribuita, per il numero di anni e frazioni di anno di ritardo, calcolati su base mensile, una penalità pari al prodotto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 22.5, lettera c), per il capitale investito netto afferente l'intervento, maggiorato del 10%.
- 28.3 Nel caso di cui al precedente comma, il gestore del sistema di trasmissione è inoltre tenuto alla restituzione delle maggiorazioni, attualizzate con il deflatore

di cui al comma 21.4, lettera a), riconosciute alle immobilizzazioni in corso, calcolate annualmente come prodotto tra:

- a) maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 22.5, lettera c);
- b) valore complessivo delle immobilizzazioni in corso riferite al medesimo anno;
- c) un fattore che assume valore 0 (zero) se la quota di raggiungimento delle *milestone* di cui al comma 27.3, lettera a), ricalcolata in assenza della *milestone* afferente l'intervento, risulta maggiore o uguale al 70%, valore pari a 1 (uno) in caso contrario.

Articolo 29

Riconoscimento delle partite economiche

- 29.1 Entro il 31 ottobre dell'anno t , con riferimento all'anno $t-1$, l'Autorità:
 - a) accerta il raggiungimento della soglia di cui al precedente comma 27.3, lettera c);
 - b) determina e comunica alla Cassa il valore delle partite economiche relative all'eventuale applicazione del meccanismo premi/penalità.
- 29.2 Qualora la verifica di cui al precedente comma 29.1 dia esito positivo, l'Autorità tiene conto dell'incentivazione all'accelerazione ai fini dell'aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione per l'anno $t+1$ di cui all'Articolo 21.
- 29.3 Entro i 30 giorni successivi alla scadenza di cui al precedente comma 29.1, la Cassa, a valere sul "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, eroga quanto dovuto al gestore del sistema di trasmissione, ovvero addebita gli oneri corrispondenti al meccanismo premi/penalità, il cui gettito è destinato al medesimo conto.

TITOLO 3

CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA

Articolo 30

Tariffa obiettivo DI

- 30.1 La tariffa obiettivo per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), a remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1 e del servizio di misura di cui al TIME, è denominata *DI*. La tariffa *DI*, i cui valori sono fissati nella tabella 9, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
 - a) componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;
 - b) componente σ_2 ;

- c) componente σ_3 , composta dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$.

Articolo 31
Tariffe D2 e D3

- 31.1 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata *D2* alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW. La tariffa *D2*, i cui valori sono fissati nella tabella 10 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D2)$;
 - b) componente $\tau_2(D2)$;
 - c) componente $\tau_3(D2)$.
- 31.2 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata *D3* alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diverse da quelli di cui al comma 31.1. La tariffa *D3*, i cui valori sono fissati nella tabella 11, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D3)$;
 - b) componente $\tau_2(D3)$;
 - c) componente $\tau_3(D3)$.
- 31.3 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalle tabelle 10 e 11 ai fini dell'addebito delle componenti $\tau_3(D2)$ e $\tau_3(D3)$ sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori.

PARTE III

REGIME DI PEREQUAZIONE

Articolo 32

Criteria generali di perequazione

- 32.1 La perequazione generale, per il periodo di regolazione 2012 – 2015, si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
 - c) perequazione dei costi di trasmissione.
- 32.2 La perequazione di cui al comma 32.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 32.3.
- 32.3 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge n. 10/91, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 32.1.
- 32.4 La Cassa, attenendosi alle disposizioni del presente Allegato, nonché a quanto disposto dal comma 32.5, provvede alla quantificazione, liquidazione ed erogazione dei saldi di perequazione di cui al comma 32.1.
- 32.5 Le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione, nonché le modalità e tempistiche di messa a disposizione dei dati da parte degli esercenti e di determinazione dei saldi di perequazione da parte della Cassa, sono disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, da emanarsi, in prima attuazione, entro il 30 aprile 2012. L'inosservanza delle disposizioni di cui alla suddetta determinazione è sanzionabile ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.
- 32.6 La determinazione di cui al comma 32.5 si attiene ai seguenti principi e criteri generali:
- a) agli esercenti tenuti a fornire i dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, sono concessi non meno di 30 giorni per l'invio dei medesimi dati;
 - b) per le perequazioni di cui al comma 32.1, lettere a) e c), può essere previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione;
 - c) in relazione a ciascun anno t del periodo di regolazione, la quantificazione dei saldi di perequazione, ovvero la loro determinazione a conguaglio, è prevista in tempi compatibili con l'erogazione dei medesimi saldi, entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.
- 32.7 Nel caso in cui l'impresa distributtrice non rispetti i termini e le modalità previste dalla determinazione di cui al comma 32.5 per la messa a disposizione dei dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, la Cassa, attenendosi ai criteri fissati dal Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità nella

medesima determinazione di cui al comma 32.5, provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema al distributore inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.

- 32.8 Salvo quanto previsto e disciplinato ai sensi del comma 32.6, lettera b), in relazione ai singoli meccanismi di perequazione:
- a) ciascuna impresa distributrice, entro 15 giorni dalla data di comunicazione del saldo da parte della Cassa, provvede a versare alla medesima Cassa quanto dovuto;
 - b) la Cassa, entro 30 giorni dalla data di comunicazione del saldo, provvede ad erogare quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice.
- 32.9 Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui al comma 47.1, lettera g), non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice ai sensi del comma 32.8, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità del conto suddetto.
- 32.10 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 32.8, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 32.11 In caso di inottemperanza dei termini di cui al comma 32.8, lettera a), la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari all'Euribor a un mese, base 360, maggiorato di tre punti e mezzo percentuali.
- 32.12 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione, la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità, salvo quanto previsto dal comma 32.5.
- 32.13 Ai fini della perequazione, eventuali richieste di rettifica dei dati inviati da parte delle imprese distributrici, se successive alle scadenze disciplinate ai sensi del comma 32.5, comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede la rettifica, pari all'1% del valore economico della rettifica medesima, con un minimo pari all'importo di cui alla tabella 12. Resta salva la facoltà dell'Autorità di avviare istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Articolo 33

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici

- 33.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera a), è pari a:

$$PD_{m,t} = RA_{m,t} - RE_{m,t}$$

dove:

- $RA_{m,t}$ è l'ammontare dei ricavi che il distributore otterrebbe applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, le componenti delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di cui ai commi 7.1 e 7.2;
- $RE_{m,t}$ è la somma dei ricavi derivanti dall'applicazione:
 - o delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 8 alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), calcolati considerando i prelievi delle imprese distributrici terze connesse alle proprie reti, al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali;
 - o della tariffa obiettivo DI , al netto degli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_3(tras)$, di cui al comma 30.1 alle utenze di cui al comma 2.2, lettera a).

Articolo 34

Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

- 34.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera b), è pari a:

$$RD_{m,t} = RAdom_{m,t} - RE_{dom_{m,t}}$$

dove:

- $RAdom_{m,t}$ rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa obiettivo DI , di cui all'Articolo 30, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe $D2$ e $D3$ di cui all'Articolo 31, con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- $RE_{dom_{m,t}}$ rappresenta il livello dei ricavi effettivi al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, che l'impresa distributrice ha conseguito dall'applicazione delle tariffe $D2$ e $D3$, senza sconti o abbuoni, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

Articolo 35

Perequazione dei costi di trasmissione

- 35.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera c), è pari a:

$$RT_{m,t} = C_{m,t,TRAS} - R_{m,t,TRAS}$$

dove:

- $C_{m,t,TRAS}$ è il costo sostenuto dall'impresa distributrice per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, derivante dall'applicazione dei

corrispettivi previsti per il medesimo servizio, ai prelievi dalla rete di trasmissione nazionale e da altre reti di distribuzione;

- $R_{m,t,TRAS}$ è il ricavo ottenuto dall'applicazione della tariffa *TRAS* di cui all'Articolo 5 per il servizio di trasmissione prestato in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e nei punti di interconnessione di cui all'Articolo 17.

Articolo 36

Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

- 36.1 Nel caso di processi di aggregazione di imprese di distribuzione di energia elettrica che comportino la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più imprese di distribuzione esistenti al 30 giugno 2011, alle imprese che si aggregano è riconosciuto un importo pari a:

$$PAGG_m = K * COR_{12,m}$$

dove:

- K è un moltiplicatore che tiene conto dei risparmi sui costi operativi che l'operazione di aggregazione si stima possa garantire a livello di sistema. I relativi valori sono riportati in tabella 13;
 - $COR_{12,m}$ è il costo operativo relativo al servizio di distribuzione riconosciuto tariffariamente per l'anno 2012 all'impresa che cessa l'attività di distribuzione.
- 36.2 Le imprese alle quali viene riconosciuto l'importo di cui al comma 36.1, ovvero le loro aventi causa, qualora entro i successivi 5 (cinque) anni siano oggetto di processi di disaggregazione, sono tenute alla restituzione del medesimo importo di cui al comma 36.1, maggiorato di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi, base 360, maggiorato di 400 punti base.
- 36.3 L'importo di cui al comma 36.1 è riconosciuto dalla Cassa, su richiesta dell'impresa che cessa l'attività di distribuzione, a valere sul conto di cui all'Articolo 54.
- 36.4 L'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo è subordinata all'emanazione, con separato provvedimento dell'Autorità, di specifiche norme attuative.

Articolo 37

Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti

- 37.1 Alle imprese distributrici e alla società Terna, fino al 31 dicembre 2019 secondo le modalità disciplinate dal presente articolo, è riconosciuta un'integrazione ai ricavi garantiti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari di cui alla Parte II del presente Allegato, in relazione alla copertura dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.

- 37.2 Per l'anno 2012, l'integrazione massima riconoscibile è pari a 7/12 (sette dodicesimi) dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 per gli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.
- 37.3 Per gli anni successivi al 2012 l'integrazione massima riconoscibile è ridotta annualmente di un ulteriore dodicesimo rispetto a quanto disposto al comma 37.2.
- 37.4 Qualora in ciascun anno $t-2$ l'onere effettivo sostenuto a consuntivo risulti inferiore al massimo riconoscibile in ciascun anno t del periodo regolatorio l'impresa distributrice versa alla Cassa il 50% di tale differenza.
- 37.5 Ai fini del calcolo dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 di cui al comma 37.2 si applicano le seguenti limitazioni:
- a) l'onere deve fare riferimento esclusivamente a dipendenti assegnati a funzioni rientranti nelle attività di trasmissione, distribuzione e misura, come delimitate ai sensi del TIU;
 - b) nel caso di ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, l'ex-dipendente all'atto della cessazione del rapporto di lavoro doveva essere assegnato a mansioni/strutture organizzative oggi chiaramente e univocamente riconducibili alle attività di cui alla precedente lettera a).
- 37.6 Ai fini del riconoscimento dell'integrazione, per ciascun anno t , lo sconto riconosciuto a dipendenti ed ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, oggetto del presente articolo, è evidenziato in maniera separata nei documenti di fatturazione emessi dall'impresa di distribuzione competente. In relazione a detto sconto è altresì garantita separata evidenza contabile.
- 37.7 Il mancato rispetto delle disposizioni di cui al comma 37.6 comporta la decadenza del diritto all'integrazione ai ricavi di cui al presente articolo.

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 38

Fissazione delle componenti tariffarie A

- 38.1 Nel presente titolo vengono fissate le componenti tariffarie per l'adeguamento dei corrispettivi per il servizio di distribuzione di cui al comma 2.1, lettera b), destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.
- 38.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 38.1 sono:

- a) componente tariffaria A_2 , per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;
 - b) componente tariffaria A_3 , per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per l'incentivazione della produzione di energia elettrica degli impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusi i costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi energetici;
 - c) componente tariffaria A_4 , per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;
 - d) componente tariffaria A_5 , per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;
 - e) componente tariffaria A_6 , per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
 - f) componente tariffaria A_5 , per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto 28 dicembre 2007.
- 38.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 38.2 si applicano come maggiorazioni ai:
- a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla Parte II, Titolo 2, Sezione 2 e Titolo 3 della medesima parte;
 - b) agli usi finali delle imprese distributrici.
- 38.4 Le componenti tariffarie A alimentano i conti di gestione di cui al Titolo 2, Sezione 2, della presente Parte.
- 38.5 I valori delle componenti tariffarie A sono determinati dall'Autorità. Ai fini della definizione delle deroghe di cui al successivo comma 70.1 e in relazione alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera a), le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possono essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile.
- 38.6 Alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere a), d), g), h), i) e j), la componente tariffaria A_6 è applicata con aliquote espresse in termini di centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.
- 38.7 Ai fini di quanto disposto al comma 38.6, la nozione di potenza rilevante è la potenza impegnata di cui all'Articolo 1.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 39

Disposizioni generali

- 39.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, delle componenti *UC₃*, *UC₄*, *UC₆*, *UC₇*, *MCT* e delle altre prestazioni patrimoniali imposte, comprese quelle di cui al TIV.
- 39.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti, ivi inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela disciplinato dal TIV, provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 40

*Esazione delle componenti tariffarie *A₂*, *A₃*, *A₄*, *A₅*, *A₆*, *A₅**

- 40.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), salvo quanto disposto dal comma 40.2, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie *A₂*, *A₃*, *A₄*, *A₅* e *A₆*, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.
- 40.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), che prelevano energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconoscono al Gestore dei servizi energetici il gettito della componente tariffaria *A₃*, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato.
- 40.3 Le imprese distributrici, sulla base delle aliquote pubblicate dall'Autorità, determinano e comunicano alla Cassa ovvero al Gestore dei servizi energetici, la quota parte del gettito della componente tariffaria *A₃* afferente la copertura degli oneri relativi alle partite economiche di cui al comma 49.7.
- 40.4 Entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre le imprese distributrici versano alla Cassa, se positiva, la differenza tra:
- a) il gettito derivante dall'applicazione della componente *A₅* di cui al comma 38.2, lettera f), in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo;
 - b) le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre ai sensi della deliberazione ARG/elt 117/08.
- 40.5 Qualora la differenza di cui al comma 40.4 risulti negativa, la Cassa, entro novanta giorni dal termine del bimestre, liquida tale importo a favore dell'impresa distributtrice.

Articolo 41

Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici

- 41.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, il gettito delle componenti *UC*₆.
- 41.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano inoltre alla Cassa, per i rispettivi anni di competenza e, tenuto conto delle disposizioni del TIQE 2012-2015:
- a) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 23.5 del TIQE 2012-2015;
 - b) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni di cui al comma 23.6 del TIQE 2012-2015;
 - c) la differenza di cui al comma 38.9 del TIQE 2012-2015.
- 41.3 Terna versa alla Cassa:
- a) le penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione di cui al comma 8.2 della deliberazione n. 341/07 relativi agli anni 2010 e 2011;
 - b) le penalità di cui al comma 7.3 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015 relative agli anni dal 2012 al 2015.

Articolo 42

Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale

- 42.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva di cui ai commi 9.1, 18.1 e 18.2, e della componente *UC*₇.
- 42.2 La Cassa destina gli importi derivanti dall'applicazione della componente *UC*₇ in quota parte al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, di cui al comma 47.1, lettera i), e in quota parte al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, di cui al medesimo comma, lettera v), in funzione delle aliquote pubblicate dall'Autorità nel rispetto del principio di competenza.

Articolo 43

*Esazione delle componenti *UC*₃ e *UC*₄*

- 43.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti

UC₃ e UC₄, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 44

Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03

- 44.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente *MCT* in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.
- 44.2 Entro il 31 marzo di ciascun anno, a partire dall'anno 2005, la Cassa riscuote gli ammontari derivanti dall'applicazione dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03, come aggiornata dall'Autorità, all'energia elettrica autoprodotta e autoconsumata in sito dagli autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, nell'anno precedente.
- 44.3 La quantità di energia elettrica di cui al comma 44.2 viene determinata dalla Cassa, con apposita istruttoria, previa approvazione dell'Autorità, avvalendosi eventualmente delle società Terna e Gestore dei servizi energetici e delle dichiarazioni fornite dagli autoproduttori agli Uffici tecnici di Finanza.

Articolo 45

Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali

- 45.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), e il Gestore Servizi Energetici versano alla Cassa i gettiti di cui al comma 56.1, lettere a) e b), corrispondenti alle aliquote di cui alla tabella 11 del TIQE 2012-2015 entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno di riferimento.
- 45.2 Entro il 31 marzo di ogni anno le imprese distributrici versano inoltre alla Cassa i contributi di cui al comma 56.1, lettera d), del TIQE 2012-2015.
- 45.3 Entro il 30 aprile di ogni anno Terna versa il contributo di cui al comma 17.1 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, con decorrenza prevista dal medesimo comma.

Articolo 46

Esazione degli importi destinati al Fondo utenti MT

- 46.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le eccedenze di cui al comma 37.3 del TIQE 2008-2011 relative agli anni 2010 e 2011, secondo le tempistiche previste dal medesimo TIQE 2008-2011.
- 46.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa l'eventuale eccedenza di cui al comma 41.5 del TIQE 2012-2015 entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno cui si riferiscono le interruzioni.
- 46.3 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le penalità di cui al comma 43.6 del TIQE 2012-2015 nell'anno 2016.

- 46.4 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le penalità di cui al comma 71.2 del TIQE 2012-2015 nell'anno 2015.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 47

Istituzione dei conti di gestione

- 47.1 Sono istituiti presso la Cassa:
- a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2 ;
 - b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3 ;
 - c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente tariffaria A_4 ;
 - d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria A_5 ;
 - e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6 ;
 - f) il Conto qualità dei servizi elettrici, alimentato dagli importi di cui ai commi 41.2 e 41.3 e dalla componente UC_6 ;
 - g) il 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, alimentato dalla componente UC_3 ;
 - h) il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti, alimentato dalla componente UC_4 ;
 - i) il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, alimentato dagli importi di cui al comma 42.1 e dalla componente UC_7 ;
 - j) il Conto oneri per certificati verdi, precedentemente alimentato dall'elemento VE ;
 - k) il Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato, in relazione al fabbisogno annuale della Cassa, in via proporzionale da tutti i Conti di gestione istituiti presso la medesima Cassa;
 - l) il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità;
 - m) il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, alimentato dalla componente MCT ;
 - n) il Fondo per eventi eccezionali, alimentato dagli importi di cui all'Articolo 45;

- o) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
 - p) il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato ai sensi del comma 9bis del TIV;
 - q) il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, alimentato dalla componente tariffaria A_S ;
 - r) il Conto oneri per la gradualità, alimentato ai sensi del comma 26.3 del TIV;
 - s) il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione, alimentato ai sensi del comma 6.6 della deliberazione ARG/elt 33/10;
 - t) il Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informatico Integrato, alimentato ai sensi dell'articolo 24bis del TIS;
 - u) il Conto per il rischio creditizio, alimentato secondo le modalità previste dall'Allegato B della deliberazione ARG/elt 191/09;
 - v) il Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, alimentato dalla componente tariffaria UC_7 , dalla componente tariffaria RE di cui al comma 35.3, lettera e), della RTDG e dalla componente tariffaria RET di cui al comma 23.1, lettera f) della RTTG;
 - w) il Fondo utenti MT, alimentato dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico CTS di cui all'articolo 41 del TIQE 2012-2015 e dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico CTS di cui all'articolo 37 del TIQE 2008-2011.
- 47.2 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.
- 47.3 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di gestione istituiti dall'Autorità per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.
- 47.4 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari all'Euribor a un mese base 360 maggiorato di tre punti e mezzo percentuali.
- 47.5 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

Articolo 48

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

- 48.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato, previa autorizzazione dell’Autorità, per la copertura dei costi connessi alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui al comma 1, lettera a) della legge n. 83/03. Il Conto viene utilizzato anche per la copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all’articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 di competenza dell’anno 2004, nonché degli adempimenti di cui all’articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e dell’articolo 1, comma 493, della legge finanziaria 2006.

Articolo 49

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

- 49.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per l’acquisto di energia elettrica ai sensi dell’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell’energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all’articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo.
- 49.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì:
- a) le spese per il funzionamento dell’Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all’articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
 - b) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione previste dalla deliberazione n. 60/04 e dalla deliberazione GOP 71/09;
 - c) gli oneri conseguenti al riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici previste dal decreto 28 luglio 2005 e dal decreto 6 febbraio 2006, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 188/05;
 - d) gli oneri per la copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, in applicazione delle disposizioni di cui ai commi 13.1, 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5 o eventualmente delle disposizioni di cui al comma 13.6 dell’Allegato A alla deliberazione n. 281/05 per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
 - e) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici in relazione ai rimborsi ai produttori degli oneri derivanti dall’articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi energetici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92, nell’ambito di convenzioni di cessione

- destinata, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 113/06;
- f) gli oneri conseguenti alle agevolazioni accordate per le richieste di connessione alle reti di distribuzione a tensione inferiore a 1 kV riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi del comma 7.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07 per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
 - g) l'incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici prevista dal decreto 19 febbraio 2007 e gli oneri ad essa connessi, come specificati ai commi 12.1, 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 90/07;
 - h) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro dedicato dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 280/07 e i ricavi derivanti dalla vendita di tale energia elettrica sul mercato, oltre che gli oneri connessi come individuati dai commi 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;
 - i) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per l'implementazione di guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, oltre che per l'attivazione di un Servizio di informazione diretto, o *contact center*, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, ai sensi della deliberazione n. 312/07;
 - j) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro dei certificati verdi in applicazione dell'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07, ai sensi del punto 5 della deliberazione ARG/elt 24/08 e dell'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11;
 - k) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici e i ricavi ottenuti dal medesimo Gestore dei servizi energetici in applicazione dello scambio sul posto, ai sensi del comma 8.1 del TISP;
 - l) gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE e riconosciuti ai sensi della deliberazione ARG/elt 77/08;
 - m) gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 1, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;
 - n) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, ai fini delle verifiche sugli impianti solari termodinamici in esercizio che percepiscono gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 2, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;
 - o) il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 del TICA, ai sensi dell'articolo 31, comma 3, del medesimo provvedimento;

- p) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, di cui all'articolo 2, lettera a), del decreto 18 dicembre 2008, e i ricavi derivanti al Gestore dei servizi energetici dalla vendita della medesima energia elettrica, ai sensi del comma 8.1 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
 - q) i costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, ai sensi del comma 8.2 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
 - r) l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevista dal decreto 6 agosto 2010 e gli oneri ad essa connessi, come specificato ai commi 16.1, 16.2 e 16.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 181/10;
 - s) l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevista dal decreto 5 maggio 2011 e gli oneri ad essa connessi relativi alla gestione delle attività previste dal medesimo decreto;
 - t) gli importi derivanti dalla risoluzione volontaria e anticipata delle Convenzioni Cip 6/92 di cui all'articolo 30, comma 20, della legge n. 99/09;
 - u) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attività di attuazione delle disposizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, come previsto all'articolo 7, comma 2, della deliberazione ARG/elt 104/11;
 - v) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attuazione delle disposizioni inerenti il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, la quantificazione della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10.
- 49.3 Possono essere posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate gli eventuali oneri finanziari netti dovuti a squilibri temporali nei flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2.
- 49.4 Il Gestore dei servizi energetici dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare degli oneri di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2. Detto ammontare comprende, altresì, gli oneri di natura tributaria e fiscale nonché una quota pari a un dodicesimo dei costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi energetici.
- 49.5 La Cassa provvede a versare al Gestore dei servizi energetici, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 49.4 per la quota parte non coperta dal gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi energetici ai sensi del comma 40.2. Qualora il gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi energetici ai sensi del comma 40.2 sia superiore all'ammontare di cui al comma 49.4, il Gestore dei servizi energetici versa l'eccedenza alla Cassa, che la registra sul Conto per nuovi

impianti da fonti rinnovabili e assimilate; la suddetta eccedenza non viene versata dal Gestore dei servizi energetici nel caso in cui sussistano suoi crediti allo stesso titolo, asseverati dalla Cassa.

- 49.6 Il Gestore dei servizi energetici e la Cassa trasmettono all'Autorità idonea documentazione, secondo modalità concordate con la Direzione Infrastrutture dell'Autorità, sulla situazione economica e finanziaria del conto A_3 e delle relative previsioni di onere e gettito connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2, nonché sugli eventuali oneri finanziari netti ad essi relativi, con evidenza dei tassi attivi e passivi applicati.
- 49.7 Il Gestore dei servizi energetici e la Cassa, per quanto di competenza, danno separata evidenza contabile delle partite economiche complessivamente connesse agli oneri di cui al precedente comma 49.2, lettere c), d), f), g), h), i), j), k), m), n), o), p), q), r), s), u) e v).

Articolo 50

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

- 50.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per la copertura dell'onere connesso al riconoscimento delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 71.3.

Articolo 51

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

- 51.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per finanziare le attività di ricerca di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, selezionate con le modalità di cui al decreto 8 marzo 2006.

Articolo 52

Conto qualità dei servizi elettrici

- 52.1 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, dei seguenti premi:
- a) premi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 23.5 del TIQE 2012-2015;
 - b) premi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi al numero di interruzioni di cui al comma 23.6 del TIQE 2012-2015;
 - c) contributi alle imprese distributrici nei casi previsti al comma 38.8 del TIQE 2012-2015;
 - d) premi a Terna nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori del livello obiettivo, di cui al comma 7.2 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, per gli anni previsti dal medesimo comma;

- e) l'eventuale reintegro a Terna dei versamenti alle imprese distributrici eccedenti il tetto di cui al comma 11.4 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, ai sensi di quanto previsto al comma 11.6 della medesima Regolazione qualità trasmissione 2012-2015.

Articolo 53

Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

- 53.1 Il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità nonché:
- a) gli oneri sostenuti dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) per l'attività di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 4/06, ai sensi del comma 5.1 della medesima deliberazione;
 - b) gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici per l'attuazione del programma di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto dell'efficienza energetica negli usi finali eseguite dai distributori ai sensi dell'Articolo 13, comma 6, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.6 della deliberazione n. 235/05;
 - c) gli oneri relativi al conseguimento degli obiettivi di cui al decreto ministeriale 20 luglio 2004, come aggiornati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
 - d) gli oneri sostenuti dalla Cassa per l'esecuzione delle attività ad essa assegnate ai sensi dell'articolo 13 del decreto 20 luglio 2004, approvate con decreto ministeriale 22 dicembre 2006 come modificato dal decreto 21 dicembre 2007.

Articolo 54

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

- 54.1 Il 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, viene utilizzato per la copertura degli squilibri connessi ai meccanismi di cui alla Parte III del presente Allegato.
- 54.2 Il Conto può essere altresì utilizzato in relazione:
- a) al meccanismo di incentivazione all'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione di cui all'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08;
 - b) alla copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'Articolo 12.

Articolo 55

Conto per le integrazioni tariffarie

- 55.1 Il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti viene utilizzato per la copertura degli oneri relativi alle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge n. 10/91.

Articolo 56

Conto oneri per certificati verdi

- 56.1 Il Conto oneri per certificati verdi viene utilizzato per la copertura degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.
- 56.2 Con separato provvedimento l'Autorità definisce le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto agli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh.

Articolo 57

Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione

- 57.1 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 e degli articoli 1, comma 1, lettera d) e 2, comma 2, della legge n. 83/03 dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica come determinati dall'Autorità.

Articolo 58

Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità

- 58.1 Il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità viene utilizzato per l'anticipo a Terna di una quota parte degli oneri conseguenti alla remunerazione dei servizi di interrompibilità sostenuti dalla medesima Terna per gli anni dal 2004 a 2006, ai sensi della deliberazione n. 151/03 e dal 2007 al 2012 ai sensi delle deliberazioni n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10.

- 58.2 La Cassa riconosce a Terna un importo corrispondente alla differenza, se positiva, tra i costi sostenuti per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10, e il gettito nella disponibilità di Terna conseguente alla applicazione delle disposizioni di cui articolo 73, della deliberazione n. 111/06.
- 58.3 Terna trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse ai pagamenti relativi alla applicazione delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n. 122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10.
- 58.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese fino al 31 marzo 2013, qualora la differenza tra i ricavi conseguenti dall'applicazione dell'elemento INT relativi al terzo mese precedente ed i costi sostenuti da Terna nello stesso mese per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi della deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10 sia positiva, Terna versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa a Terna l'importo corrispondente.
- 58.5 La Cassa registra gli importi di cui al precedente comma sul Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità.

Articolo 59

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

- 59.1 Il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale viene utilizzato per la copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale stabilite dall'articolo 4 della legge n. 368/03, nonché degli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005. Il Conto viene utilizzato anche per gli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005.

Articolo 60

Fondo per eventi eccezionali

- 60.1 Il Fondo per eventi eccezionali è utilizzato per il finanziamento alle imprese distributrici e a Terna degli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati agli utenti nei casi previsti dal TIQE 2012 – 2015 e dalla Regolazione qualità trasmissione 2012-2015 e nelle ulteriori casistiche disciplinate dai medesimi provvedimenti.

Articolo 61

Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela

- 61.1 Il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela è utilizzato per la copertura degli

squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela di cui al TIV.

Articolo 62

Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione

- 62.1 Il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente di dispacciamento relativa ai punti di prelievo di clienti finali connessi in bassa tensione diversi da quelli serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia.

Articolo 63

Conto oneri per la gradualità

- 63.1 Il Conto oneri per la gradualità è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione del corrispettivo GF ai punti di prelievo di clienti finali non domestici connessi in bassa tensione trattati orari o per fasce ai sensi del TIS diversi dall'illuminazione pubblica e diversi da quelli serviti o aventi diritto al regime di salvaguardia.

Articolo 64

Conto oneri del meccanismo di reintegrazione

- 64.1 Il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione è utilizzato per la copertura degli ammontari di reintegrazione riconosciuti ai singoli operatori che hanno presentato istanza ai sensi della deliberazione ARG/elt 33/10.

Articolo 65

Conto per il funzionamento del SII

- 65.1 Il Conto per il funzionamento del SII è utilizzato per la copertura degli oneri riconosciuti ad Acquirente Unico S.p.A. per l'attività di gestione del SII ai sensi del TIS.

Articolo 66

Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio

- 66.1 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto 28 dicembre 2007.

Articolo 67

Conto per il rischio creditizio

- 67.1 Il Conto per il rischio creditizio è utilizzato per i versamenti degli indennizzi a favore dei venditori del mercato libero e agli esercenti la maggior tutela uscente a carico del cliente finale moroso, secondo le modalità previste dall'Allegato B della deliberazione ARG/elt 191/09.

Articolo 68

Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale

- 68.1 Il Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale è utilizzato per le finalità di cui all'articolo 32 del decreto legislativo n. 28/11.

Articolo 69

Conto per il sistema indennitario

- 69.1 Il Fondo utenti MT è destinato a finanziare iniziative a sostegno degli utenti MT, come regolate dal TIQE 2012-2015.

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 70

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

- 70.1 Le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da e) a j), per i consumi mensili eccedenti i 12 GWh sono pari a 0.
- 70.2 Le componenti tariffarie A e UC si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica ceduta alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del DPR n. 730/63.
- 70.3 Per il soggetto per il quale il comma 70.2 prevede l'applicazione delle componenti tariffarie A e UC in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 70.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie A e UC in misura ridotta.
- 70.4 Le componenti tariffarie A e UC non si applicano all'energia elettrica fornita dall'Enel Spa, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel Spa e sue aventi causa.
- 70.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera d), con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW, le componenti tariffarie A₂, A₃ e A₅ sono

applicare unicamente con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh pari a quelle previste per i clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a).

- 70.6 Le componenti tariffarie *A* ed *UC* non si applicano all'energia elettrica consumata dagli esercenti per gli usi direttamente connessi allo svolgimento dei seguenti servizi, ivi inclusi gli usi di illuminazione:
- a) trasmissione
 - b) dispacciamento;
 - c) distribuzione;
- 70.7 La deroga di cui al comma 70.6 si applica anche ai punti di prelievo relativi a clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.
- 70.8 La componente tariffaria A_S è posta pari a zero per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettera a), ammesse a godere della compensazione di cui al comma 2.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08.

Articolo 71

Regimi tariffari speciali

- 71.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del DPR n. 730/63.
- 71.2 I clienti finali di cui al comma 71.1 e le imprese distributrici alle cui reti i medesimi sono connessi comunicano alla Cassa, con i tempi e le modalità da questa definiti, le informazioni necessarie per il calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 71.3.
- 71.3 A ciascun cliente finale di cui al comma 71.1, la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dal comma 71.2, una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari a:

$$CC = a - b + OG$$

dove:

- *CC* è la componente tariffaria compensativa;
- *a* sono gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per tali clienti dalla normativa vigente, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte *A* della tariffa;
- *b* sono gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie *A* e *UC*;
- *OG* sono, con esclusivo riferimento ai punti di prelievo nella disponibilità di Ferrovie dello Stato S.p.A. e destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario ai sensi della convenzione di cui all'articolo 4 del DPR n. 730/63, gli addebiti relativi all'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* ai sensi della normativa vigente.

- 71.4 Il corrispettivo relativo al servizio di vendita per la determinazione del parametro b di cui al precedente comma 71.3 è determinato secondo le disposizioni di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08.
- 71.5 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 71.3, gli addebiti di cui al parametro a del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espressa in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.
- 71.6 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 71.3, il valore di riferimento della parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste per un cliente finale dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, a partire dal primo bimestre dell'anno 2000, e per ciascun trimestre, a partire dall'1 gennaio 2003, all'aliquota della parte B della tariffa applicabile a tale cliente nel bimestre precedente, indicizzata applicando una variazione percentuale uguale a quella registrata dal parametro C_t nello stesso bimestre o trimestre fino al 31 dicembre 2005 e del parametro RS di cui al comma 69.7 dall'1 gennaio 2006.
- 71.7 Il parametro RS , aggiornato trimestralmente, è pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN , nelle ore denominate *off-peak* come definite dagli articoli 1 e 2 della deliberazione n. 300/05, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.

Articolo 72

Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670

- 72.1 Sono a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico i corrispettivi del servizio di trasporto ed ogni altro onere connesso all'energia elettrica ceduta gratuitamente alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del DPR n. 670/72.

TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E
IL GAS PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA

Periodo di regolazione 2012-2015

SOMMARIO

Articolo 1 Definizioni	3
Articolo 2 Ambito oggettivo	4
Articolo 3 Disposizioni generali	4
Articolo 4 Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica	4
Articolo 5 Disposizioni relative ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione.....	7
Articolo 6 Disposizioni relative ai punti di prelievo in bassa tensione.....	8
Articolo 7 Disposizioni relative ai punti di interconnessione	8
Articolo 8 Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali	8
Articolo 9 Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione	8
Articolo 10 Corrispettivi applicati in assenza del misuratore	9
Articolo 11 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura	9
Articolo 12 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura	9
Articolo 13 Obblighi informativi in capo agli esercenti	10
Articolo 14 Perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione	11
Articolo 15 Integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06.....	13

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: TIT), e di cui all'articolo 1 dell'Allegato C alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: TIC) nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **componente MIS_I** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente MIS_3** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **misuratore elettronico relativo a punti di prelievo in bassa tensione** è un misuratore dell'energia elettrica avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;

-- * --

- **deliberazione n. 250/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04;
- **deliberazione n. 292/06** è la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificata e integrata.

Articolo 2

Ambito oggettivo

- 2.1 Il presente Allegato reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:
- a) installazione e manutenzione dei misuratori;
 - b) raccolta delle misure dell'energia elettrica;
 - c) validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 2.2 I contratti aventi ad oggetto il servizio di misura relativo a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, devono corrispondere alle medesime categorie di cui al comma 2.2 del TIT.
- 2.3 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento nazionale messo a disposizione dall'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica e a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.

Articolo 3

Disposizioni generali

- 3.1 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente Allegato.
- 3.2 Per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali allacciati alla rete di trasmissione nazionale, i misuratori, installati ai sensi della normativa vigente, sono utilizzati sia per le misure dell'energia elettrica fornita al medesimo cliente finale, sia per le misure dell'energia elettrica scambiata tra la rete di trasmissione e la rete di distribuzione nel medesimo punto.
- 3.3 Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincida con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.

Articolo 4

Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

- 4.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:
- a) con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, l'impresa distributrice;
 - b) con riferimento ai punti di immissione in bassa tensione fino a 20 kW, relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il gestore di rete;

- c) con riferimento ai punti di immissione, relativi a un impianto di produzione di energia elettrica, diversi da quelli di cui alla precedente lettera b), il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
 - d) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice;
 - e) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione:
 - i. nel caso i predetti punti interconnettano reti a due livelli di tensione differenti, l'impresa distributrice che gestisce la rete di distribuzione al livello di tensione più alto;
 - ii. nel caso i predetti punti interconnettano reti allo stesso livello di tensione, l'impresa distributrice che, al momento della richiesta di interconnessione, cede energia elettrica attraverso tale punto, per la maggior parte del tempo su base annua.
- 4.2 Nel caso di impianti esistenti alla data di entrata in vigore del presente allegato, il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori è il soggetto già responsabile del predetto servizio.
- 4.3 Con riferimento ai punti di interconnessione di cui al precedente comma 4.1, lettera d), entro il 31 dicembre 2012, il gestore del sistema di trasmissione predispone e invia all'Autorità, con modalità definite dal Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:
- a) l'elenco dei punti di interconnessione con relativa indicazione geografica e i riferimenti utili per la sua univoca individuazione;
 - b) indicazioni dettagliate circa il sistema di misura asservito a tali punti;
 - c) ove i punti di misura non siano installati in corrispondenza dei punti di interconnessione, ovvero ove non esistano punti di misura, gli algoritmi utilizzati per riportare le singole misure ai corrispondenti punti di interconnessione, ovvero per valorizzare l'energia scambiata;
 - d) le potenze disponibili in corrispondenza dei punti di misura.
- 4.4 Con successivo provvedimento, l'Autorità definirà gli obblighi di installazione dei misuratori in corrispondenza dei punti di interconnessione e il potere sostitutivo del gestore del sistema di trasmissione nel caso di inadempimento delle imprese di distribuzione.
- 4.5 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata è:
- a) con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, il gestore della rete pubblica da cui tali punti prelevano l'energia elettrica;
 - b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il gestore della medesima rete;
 - c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione;
 - d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che ai sensi del comma 4.1, lettera e), è responsabile dell'installazione e manutenzione del misuratore.
- 4.6 Fino alla definizione del provvedimento di cui al comma 4.4, con riferimento ai punti di prelievo allacciati alla rete di trasmissione nazionale e ai punti di

interconnessione con la medesima rete, le attività di cui al comma 4.5, lettere a) e c), sono a carico dell'impresa di distribuzione responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori ai sensi del precedente comma 4.1.

- 4.7 Ai soli fini della definizione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori oltre che della responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica:
- a) se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo è considerato punto di immissione;
 - b) nei casi diversi da quelli di cui al precedente alinea, il punto di connessione è considerato punto di prelievo.
- 4.8 Nel caso di cui al precedente comma 4.7, il soggetto responsabile di cui al comma 4.1 è tenuto ad installare un solo misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata.
- 4.9 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica di cui al comma 4.6 trasmette al gestore del sistema di trasmissione la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte del medesimo gestore del sistema di trasmissione, degli adempimenti amministrativi di competenza.
- 4.10 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasmissione e distribuzione di cui al comma 2.1 del TIT, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.
- 4.11 Il responsabile dell'attività di raccolta e registrazione archivia e custodisce, per un periodo minimo di 5 anni, le misure dell'energia elettrica, sia quelle orarie corrispondenti ai punti di immissione e di prelievo trattati su base oraria, sia quelle corrispondenti ai punti di immissione e prelievo non trattati su base oraria, in modalità tale per cui queste possano essere disponibili e riutilizzate a scopi di verifica e controllo.
- 4.12 Qualora l'ambito di competenza del responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione delle misure risulti variato a seguito di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l'obbligo di trasferire gli archivi delle misure di energia elettrica integralmente al soggetto cessionario, contestualmente al perfezionamento della cessione.

Articolo 5

Disposizioni relative ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione

- 5.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione.
- 5.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:
- a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
 - b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
 - c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 4.5;
 - d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.
- 5.3 In alternativa a quanto previsto al comma 5.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 4.5 rende disponibili al medesimo soggetto di cui al comma 5.2, lettera c), per via informatica, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.
- 5.4 Nel caso in cui si verificano irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 4.1 che ne dà tempestiva informazione al titolare del punto di immissione o di prelievo o al soggetto di cui al comma 4.5.
- 5.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 5.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 4.5, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.
- 5.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori. Rimangono a carico del richiedente le spese necessarie per la verifica nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 31 del TIC. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 4.1 assume a

proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 6

Disposizioni relative ai punti di prelievo in bassa tensione

- 6.1 I misuratori relativi ai punti di bassa tensione devono soddisfare le caratteristiche minime di cui alla deliberazione n. 292/06, ferme restando le tempistiche di installazione dei misuratori elettronici relativi ai punti di immissione e prelievo in bassa tensione di cui alla medesima deliberazione n. 292/06.

Articolo 7

Disposizioni relative ai punti di interconnessione

- 7.1 I misuratori relativi ai punti di interconnessione consentono la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immessa e prelevata nei punti di interconnessione.
- 7.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e/o immessa in un punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale è svolto conformemente alle prescrizioni tecniche, ai criteri e alle modalità definite dal codice di rete sulla base delle direttive emanate dell'Autorità con la deliberazione n. 250/04.

Articolo 8

Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 8.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j) del TIT, una tariffa composta dalle componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3 , fissate pari ai valori di cui alla tabella 1.

Articolo 9

Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione

- 9.1 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione, al soggetto che provvede all'installazione e manutenzione del misuratore viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 2.
- 9.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla raccolta delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 3.
- 9.3 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla validazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 4.

Articolo 10

Corrispettivi applicati in assenza del misuratore

- 10.1 Nei punti di prelievo, di immissione e di interconnessione ove, compatibilmente con la normativa vigente, non risulti installato un misuratore, l'applicazione dei corrispettivi di cui ai precedenti Articolo 8 e Articolo 9 è effettuata al netto dei corrispettivi di cui ai commi 9.1 e 9.2.

Articolo 11

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura

- 11.1 La remunerazione degli investimenti per il servizio di misura dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 11.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, salvo quanto disposto dal comma 11.3, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo a investimenti per il servizio di misura è fissato pari al:
- a) 7,6%, per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011;
 - b) 8,6% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 11.3 Il tasso di remunerazione di cui al comma 11.2 è aggiornato entro il 31 dicembre 2013, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015, secondo quanto previsto dall'Articolo 2 della deliberazione di approvazione del presente Allegato.

Articolo 12

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura

- 12.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui al comma 8.1, a copertura dei costi operativi, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 12.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 12.1, lettera b), è pari a 7,1%.
- 12.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di

efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui al comma 8.1 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.

12.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui di cui al comma 8.1 a copertura degli ammortamenti, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
- c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
- d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

12.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui al comma 8.1 a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) un tasso di variazione che, tenuto conto della variazione attesa dei volumi di servizio erogato a livello nazionale, sia funzionale alla minimizzazione del differenziale tra il gettito derivante, a livello di settore, dall'applicazione dell'elemento $MIS_1(RES)$ e $MIS_3(RES)$ di cui alla tabella 5, e l'integrazione di cui all'Articolo 15, riconosciuta a livello di settore.

Articolo 13

Obblighi informativi in capo agli esercenti

13.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale di cui all'Articolo 12, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2012, ciascuna impresa esercente il servizio di misura comunica all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:

- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno $t-1$, risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
- b) la variazione delle immobilizzazioni in corso tra l'anno $t-1$ e l'anno $t-2$;
- c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione.

13.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

- a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al medesimo comma 13.1, con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
- b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di misura dell'energia elettrica.

13.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 13.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determinazione di cui al medesimo comma, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.

Articolo 14

Perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione

14.1 L'ammontare di perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione dotati di misuratore, relativo a ciascuna impresa distributrice m , è pari a:

$$PM_m = RM_m - QM_m - RPM_m$$

dove:

- RM_m è il ricavo spettante all'impresa distributrice m nell'anno t , a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e dei sistemi di raccolta dei dati di misura, calcolato secondo la seguente formula:

$$RM_{m,t} = \frac{CE_{m,t-2}^{MEBT}}{\sum_m CE_{m,t-2}^{MEBT}} * \sum_m QME_{m,t} + \frac{N_{m,t-2}^{MMBT}}{\sum_m N_{m,t-2}^{MMBT}} * \sum_m QMM_{m,t} + \frac{CE_{m,t-2}^{TGBT}}{\sum_m CE_{m,t-2}^{TGBT}} * \sum_m MIS'_m(RAC)_m$$

con:

- $CE_{m,t-2}^{MEBT}$ è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;

- $QME_{m,t}$ è il ricavo di ciascuna impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma I(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione, di cui alla tabella 6;
- $N_{m,t-2}^{MMBT}$ è il numero dei misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione, attivi al 31 dicembre dell'anno $t-2$;
- $QMM_{m,t}$ è il ricavo dell'impresa distributrice m nell'anno t , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma I(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione di cui alla tabella 7;
- $CE_{m,t-2}^{TGBT}$ è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, relativo ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica dei punti di misura in bassa tensione;
- $MIS'(RAC)_{m,t}$ è il ricavo dell'impresa distributrice m nell'anno t , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(RAC)$, $MIS_3(RAC)$ e dell'elemento $\sigma_i(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica di cui alla tabella 8;
- $QM_{m,t} = QME_{m,t} + QMM_{m,t} + MIS'(RAC)_{m,t}$;
- $RPM_{m,t}$ è il ricavo tariffario non spettante, relativo a ciascuna impresa distributrice m nell'anno t , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in materia di installazione di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione. In termini formali:

$$RPM_{m,t} = MAX(\Delta N_{m,t}^{MEBT}; 0) * MIS(INS)_t^{cirBT}$$

con:

- o $MIS(INS)_t^{cirBT}$ di cui alla tabella 9, sono le quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma I(mis)$ applicate alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), b) e d) del TIT, riconosciute a copertura della remunerazione del capitale di misuratori dell'energia elettrica, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, che non hanno i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- o $\Delta N_{m,t}^{MEBT} = N_{m,t}^{MEBT} \Big|_{previsti} - N_{m,t}^{MEBT} \Big|_{installati}$;
- o $N_{m,t}^{MEBT} \Big|_{previsti}$ è il numero di punti attivi di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice m , per i quali il comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 prevede, entro il 31

dicembre dell'anno t , l'installazione di un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione medesima;

- $N_{m,t}^{MEBT} \Big|_{\text{installati}}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione attivi, relativo a ciascuna impresa distributrice m , in cui entro il 31 dicembre dell'anno t è stato effettivamente installato un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.

Articolo 15

Integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06

- 15.1 Alle imprese distributrici, fino al 31 dicembre 2027, secondo le modalità disciplinate dal presente articolo, è riconosciuta un'integrazione forfetaria dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06.
- 15.2 Per il periodo di regolazione 2012 – 2015, l'integrazione di cui al comma 15.1 è riconosciuta annualmente dalla Cassa con le medesime tempistiche previste dal TIT per la perequazione generale e, per ciascun anno t e ciascuna impresa m , è pari a:

$$IR_{RESm,t} = RRES_{m,t} - QRES_{m,t}$$

dove:

- $RRES_{m,t}$ è il ricavo ammesso a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, pari a:

$$RRES_m = \min(N_{m,t}^{MEBT} \Big|_{\text{installati}}; N_{m,2010}^{BT} \Big|_{\text{misurati}}) * T_t(res)$$

con:

- $N_{m,2010}^{BT} \Big|_{\text{misurati}}$ è, per ciascuna impresa m , il numero di punti di prelievo in bassa tensione dotati di misuratore attivi al 31 dicembre 2010;
 - $T_t(res)$ è l'integrazione unitaria riconosciuta a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, il cui valore è fissato nella tabella 10;
 - $QRES_{m,t}$ è il ricavo effettivo ottenuto dall'applicazione dell'elemento $MIS_1(RES)$ e $MIS_3(RES)$ di cui alla tabella 5.
- 15.3 L'elemento $T_t(res)$ di cui al comma 15.2 è aggiornato annualmente applicando la variazione di cui al comma 12.5, lettera a).

- 15.4 Per il periodo di regolazione 2012 – 2015, in alternativa a quanto previsto dal comma 15.2, le imprese distributrici possono richiedere alla Cassa, entro il 30 aprile 2012, il riconoscimento in unica soluzione dell'integrazione spettante ai sensi del comma 15.1. La Cassa, informata l'Autorità, provvede a versare quanto spettante ai sensi dei successivi comma 15.5 e 15.6, entro 30 giorni dalla richiesta.
- 15.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 15.4, l'integrazione riconosciuta per il periodo 2012-2015 è pari all'importo $IR_{RESm,12/15}$, calcolato secondo la formula di cui al comma 15.6, attualizzato applicando un tasso annuale pari all'Euribor a un anno, base 360, maggiorato di 150 punti base, per il periodo intercorrente la data di riconoscimento dell'integrazione e il 30 novembre 2015.

- 15.6 L'importo $IR_{RESm,12/15}$ di cui al comma è pari a:

$$IR_{RESm,12/15} = \min(N_{m,2011}^{MEBT}|_{installati}; N_{m,2010}^{BT}|_{misurati}) * T_t(res) * 4$$

dove:

- $N_{m,2011}^{MEBT}|_{installati}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione attivi, relativo all'impresa distributrice m , in cui al 31 dicembre 2011 risultava essere effettivamente installato un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.
- 15.7 Le imprese distributrici che richiedono ed ottengono il versamento dell'integrazione spettante in un'unica soluzione ai sensi del comma 15.4, per il periodo regolatorio 2012-2015, sono tenute, con le medesime tempistiche previste per il meccanismo di perequazione di cui all'Articolo 14, a versare annualmente alla Cassa l'importo $QRES_{m,t}$, di cui al medesimo comma 15.2.
- 15.8 La Cassa utilizza il conto alimentato dalla componente tariffaria UC_3 , di cui all'articolo 54 del TIT, per regolare eventuali disallineamenti, su base annuale, tra gli importi determinati e liquidati ai sensi dei commi 15.2 e 15.4 e i versamenti ricevuti ai sensi del comma 15.7.

TESTO INTEGRATO
DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO
DI CONNESSIONE

Periodo di regolazione 2012-2015

INDICE

TESTO INTEGRATO	1
PARTE I DEFINIZIONE E AMBITO DI APPLICAZIONE.....	4
<i>Articolo 1.....</i>	<i>4</i>
<i>Definizioni</i>	<i>4</i>
<i>Articolo 2 Ambito di applicazione.....</i>	<i>6</i>
<i>Articolo 3 Presentazione di richieste di erogazione del servizio di connessione</i>	<i>7</i>
<i>Articolo 4 Contenuto della richiesta</i>	<i>7</i>
<i>Articolo 5 Unicità del punto di prelievo e tensione di alimentazione.....</i>	<i>8</i>
<i>Articolo 6 Contenuto dell’offerta per l’erogazione del servizio di connessione.....</i>	<i>8</i>
<i>Articolo 7 Tipologia di connessione.....</i>	<i>9</i>
<i>Articolo 8 Diritti e obblighi delle parti</i>	<i>9</i>
<i>Articolo 9 Localizzazione del punto di misura.....</i>	<i>10</i>
<i>Articolo 10 Determinazione della distanza convenzionale</i>	<i>11</i>
TITOLO II DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN BASSA TENSIONE.....	11
<i>Articolo 11 Corrispettivi per connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione</i>	<i>11</i>
<i>Articolo 12 Disposizioni per le connessioni plurime</i>	<i>11</i>
<i>Articolo 13 Disposizioni particolari per le connessioni di clienti finali domestici in bassa tensione.....</i>	<i>12</i>
TITOLO III DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN MEDIA TENSIONE.....	13
<i>Articolo 14 Obblighi specifici del richiedente una connessione in media tensione</i>	<i>13</i>
<i>Articolo 15 Contributi per connessioni permanenti ordinarie in media tensione .</i>	<i>13</i>
<i>Articolo 16 Disposizioni per le connessioni plurime</i>	<i>13</i>
<i>Articolo 17 Passaggi di tensione.....</i>	<i>14</i>
TITOLO IV DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI TEMPORANEE IN MEDIA E BASSA TENSIONE	14
<i>Articolo 18 Richieste di realizzazione di impianti di rete di tipo permanente destinati ad alimentare connessioni temporanee</i>	<i>14</i>
<i>Articolo 19 Richieste di connessione temporanea che comportino un mero intervento di attivazione</i>	<i>14</i>
<i>Articolo 20 Richieste di connessioni temporanee che richiedano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate a forfait</i>	<i>15</i>
<i>Articolo 21 Richieste di connessioni temporanee che richiedano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate sulla base della spesa relativa</i>	<i>15</i>
<i>Articolo 22 Misura dell’energia elettrica e limitazione della potenza</i>	<i>16</i>

TITOLO V DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CORRISPETTIVI A COPERTURA DEI COSTI DELLE CONNESSIONI PERMANENTI PARTICOLARI.....	17
<i>Articolo 23 Contributi per le connessioni permanenti particolari</i>	<i>17</i>
<i>Articolo 24 Alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale</i>	<i>17</i>
TITOLO VI CONNESSIONI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE.....	18
<i>Articolo 25 Contributi per le connessioni in alta e altissima tensione</i>	<i>18</i>
TITOLO VII DISCIPLINA DELLA INTERCONNESSIONE TRA RETI	18
<i>Articolo 26 Criteri per la ripartizione dei costi tra i gestori di rete.....</i>	<i>18</i>
PARTE III ALTRE PRESTAZIONI SPECIFICHE	19
<i>Articolo 27 Disattivazione e riattivazione della fornitura per morosità e riallacciamento di utenze stagionali</i>	<i>19</i>
<i>Articolo 28 Volture, subentri e cambi di fornitore.....</i>	<i>19</i>
<i>Articolo 29 Richieste di spostamento di gruppi di misura in bassa tensione</i>	<i>19</i>
<i>Articolo 30 Richieste di spostamento di impianti di rete</i>	<i>19</i>
<i>Articolo 31 Richieste di verifica sul corretto funzionamento del gruppo di misura</i>	<i>20</i>
<i>Articolo 32 Richieste di verifica della tensione di alimentazione.....</i>	<i>20</i>
<i>Articolo 33 Corrispettivo per le attività a preventivo</i>	<i>20</i>
PARTE IV DISPOSIZIONI FINALI	20
<i>Articolo 34 Aggiornamento annuale dei contributi</i>	<i>20</i>
<i>Articolo 35 Trasparenza contabile.....</i>	<i>20</i>

PARTE I

DEFINIZIONE E AMBITO DI APPLICAZIONE

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: TIT), di cui all'articolo 1 dell'Allegato B alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05 (di seguito: deliberazione n. 281/05), come successivamente modificato e integrato, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **apparecchiatura di misura** è l'insieme di apparecchiature necessarie per garantire l'acquisizione dei dati di misura. Comprende, tra le altre, l'insieme delle apparecchiature poste presso il punto di consegna dell'energia elettrica al cliente finale, atto a misurare l'energia elettrica prelevata ed eventualmente dedicato ad altre funzioni caratteristiche del punto di consegna e gli eventuali trasformatori di misura;
- **apparecchiature di consegna dell'energia elettrica** è l'insieme delle apparecchiature localizzate presso il punto di prelievo, funzionali a garantire la fornitura di energia elettrica;
- **cabina di riferimento** è la cabina di trasformazione dell'impresa distributrice più vicina al punto di prelievo oggetto della connessione in servizio da almeno cinque anni. Per le connessioni in media tensione è la cabina di trasformazione AT/MT; per le connessioni in bassa tensione è la cabina MT/BT;
- **impianti di rete per la connessione temporanea di tipo permanente**: sono gli impianti in media o bassa tensione, nella titolarità e disponibilità dell'impresa distributrice, localizzati permanentemente in un determinato sito e finalizzati alle attivazioni successive di più connessioni temporanee da parte di differenti richiedenti;
- **impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio**: sono gli impianti in media o bassa tensione, nella titolarità e disponibilità dell'impresa distributrice, finalizzati alla realizzazione di una connessione temporanea e di cui è prevista la rimozione, da parte dell'impresa distributrice, al termine del periodo di utilizzo della connessione temporanea da parte del richiedente;
- **unità di consumo** è un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi, anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente;

- **richiedente** è il cliente finale ovvero il venditore, per conto di un cliente finale, che richiede l'esecuzione di una prestazione relativa al servizio di connessione alle reti elettriche o l'erogazione delle altre prestazioni specifiche disciplinate nel presente provvedimento. Richieste non afferenti i contratti aventi ad oggetto i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica possono essere presentate da soggetti diversi dal cliente finale o dal venditore;
- **spesa relativa:** è il costo dei materiali a piè d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti. Le spese generali garantiscono la copertura degli oneri amministrativi, degli eventuali oneri relativi all'ottenimento di servitù ed espropri e degli oneri connessi con le pratiche di elettrodotto in genere, purché rientranti nei limiti di norma e non conseguenti a particolari istanze del richiedente che non ne consentano il mantenimento entro tali limiti di norma;

-- * --

- **deliberazione ARG/elt 4/08** è la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08;
- **deliberazione ARG/elt 33/08** è la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08.

Articolo 2

Ambito di applicazione

- 2.1 Il presente Allegato stabilisce:
- a) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione ai clienti finali del servizio di connessione di unità di consumo alle reti elettriche in bassa tensione con obbligo di connessione di terzi;
 - b) condizioni economiche integrative alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/05;
 - c) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione alle imprese distributrici del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - d) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione di prestazioni specifiche quali spostamenti di impianti di rete richiesti da clienti finali o altri soggetti, anche non utenti della rete, verifiche di tensione, verifiche sul corretto funzionamento dei gruppi di misura, richieste di attivazione e disattivazione, subentri, volture e cambi di fornitore;
 - e) condizioni tecniche per la connessione di clienti finali alle reti con obbligo di connessione di terzi.
- 2.2 I soggetti tenuti ad applicare le disposizioni del presente provvedimento sono:
- a) il gestore del sistema di trasmissione e i soggetti proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
 - b) le imprese distributrici;
 - c) i richiedenti.
- 2.3 I soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui alla parte II del presente Allegato sotto il coordinamento dell'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale.
- 2.4 Sono fatte salve le disposizioni in materia di qualità commerciale del servizio come disciplinate dal TIQE 2012-2015.

PARTE II
DISPOSIZIONI PER IL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI
ELETTRICHE

TITOLO I
Disposizioni generali

Articolo 3

Presentazione di richieste di erogazione del servizio di connessione

- 3.1 Le richieste di connessione o modifica di connessione esistenti riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti in bassa tensione sono presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.
- 3.2 Oltre a quanto già previsto dall'articolo 5, comma 5.2 della deliberazione n. 281/05, le richieste riguardanti la realizzazione o la modifica di punti di interconnessione tra gestori di rete sono presentate:
- a) all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in caso di potenza di interconnessione inferiore a 10 MVA;
 - b) al gestore del sistema di trasmissione in caso di potenza di interconnessione uguale o superiore a 10 MVA.
- 3.3 Le condizioni tecniche per la connessione dei clienti finali sono definite:
- a) dal codice di rete, nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale;
 - b) dalla deliberazione ARG/elt 33/08 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione superiore a 1 kV;
 - c) dalla Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione non superiore a 1 kV.

Articolo 4

Contenuto della richiesta

- 4.1 Nella richiesta di cui all'Articolo 3 sono precisati:
- a) il fabbisogno di potenza;
 - b) la tensione di alimentazione;
 - c) l'ubicazione del punto di prelievo o di interconnessione.
- 4.2 Nel caso di richieste riguardanti una pluralità di punti di prelievo, il richiedente è tenuto a fornire:
- a) documentazione progettuale dell'insediamento;
 - b) numero dei punti di prelievo da connettere;
 - c) la tensione di alimentazione;
 - d) il fabbisogno complessivo di potenza.

Articolo 5

Unicità del punto di prelievo e tensione di alimentazione

- 5.1 Per ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2 del TIT gli impianti elettrici dei clienti finali sono connessi alle reti con obbligo di connessioni di terzi in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, fatto salvo quanto disposto al comma 5.3 e nel caso di punti di emergenza.
- 5.2 Per le utenze domestiche in bassa tensione può essere richiesta l'installazione di un secondo punto di prelievo destinato esclusivamente all'alimentazione di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, anche di tipo reversibile. Tali punti di prelievo possono essere utilizzati anche per l'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici.
- 5.3 In deroga a quanto previsto dal comma 5.1, per le utenze di cui al comma 2.2, lettere a) e d), del TIT, può essere richiesta dal medesimo titolare l'installazione di ulteriori punti di prelievo destinati esclusivamente all'alimentazione privata di veicoli elettrici.
- 5.4 Le connessioni permanenti per potenze disponibili sino a 100 kW si effettuano con consegna in bassa tensione, salvo esplicita e motivata diversa richiesta.

Articolo 6

Contenuto dell'offerta per l'erogazione del servizio di connessione

- 6.1 Il gestore di rete rende disponibile al richiedente un'offerta (preventivo) per l'erogazione del servizio di connessione contenente le informazioni previste dal comma 84.3 del TIQE 2012-2015.
- 6.2 L'ammontare del corrispettivo richiesto è calcolato ai sensi di quanto disposto nel presente provvedimento. Il termine di validità dell'offerta (preventivo), non è inferiore a tre mesi per le alimentazioni in bassa tensione e sei mesi negli altri casi.
- 6.3 Per le richieste di esecuzione di lavori semplici sulla rete in bassa tensione per i quali il venditore sia in grado di predeterminare l'importo a carico del cliente finale non si applica il precedente comma 6.1; in tali casi si applica la procedura prevista dall'articolo 64, comma 64.2 del TIQE 2008-2011.
- 6.4 Qualora sia richiesta all'impresa di distribuzione la realizzazione di una soluzione per la connessione diversa dalla soluzione di cui comma 6.1, il maggior costo è a carico del richiedente.
- 6.5 Qualora l'impresa di distribuzione non possa realizzare la soluzione di minimo tecnico per imposizione di vincoli da parte delle Autorità competenti, la quota distanza è raddoppiata. Nell'offerta (preventivo) l'impresa di distribuzione rende conto al richiedente di tali vincoli.
- 6.6 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella 1.

- 6.7 In relazione a ciascuna nuova connessione o richiesta di aumento di potenza, qualora non sia prevista l'applicazione di contributi commisurati alla spesa relativa, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.
- 6.8 Al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal presente Allegato.

Articolo 7

Tipologia di connessione

- 7.1 Il servizio di connessione è riferibile alle seguenti tipologie:
- a) connessioni permanenti ordinarie;
 - b) connessioni permanenti particolari;
 - c) connessioni temporanee.
- 7.2 Sono considerate tipologie permanenti particolari le connessioni relative a:
- a) installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
 - b) insegne luminose e pubblicitarie;
 - c) impianti di illuminazione di monumenti e simili;
 - d) impianti di risalita e simili;
 - e) installazioni mobili e precarie (*roulottes* e simili);
 - f) singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2.000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
 - g) costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.
- 7.3 Sono considerate temporanee le connessioni la cui durata prevista è inferiore ad un anno, rinnovabile di un ulteriore anno, a meno delle connessioni temporanee dedicate ai cantieri. Per queste ultime la durata massima è di 3 anni, rinnovabile di ulteriori 3 anni, conformemente alle concessioni edilizie rilasciate ai medesimi utenti. La richiesta di rinnovo entro il termine di durata previsto non comporta ulteriori corrispettivi.
- 7.4 Sono considerate tipologie permanenti ordinarie le connessioni diverse da quelle elencate ai punti 7.2 e 7.3.

Articolo 8

Diritti e obblighi delle parti

- 8.1 Con il pagamento del contributo il richiedente acquisisce il diritto all'accesso alla rete nei limiti della potenza disponibile. Non è consentito alcun prelievo di potenza oltre il limite della potenza disponibile. Qualora il cliente finale abbia bisogno di effettuare in maniera sistematica prelievi di potenza in eccedenza al

valore della potenza disponibile deve presentare una richiesta al gestore di rete per l'adeguamento della potenza disponibile.

- 8.2 Il gestore di rete, in caso di sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello della potenza disponibile, può procedere d'ufficio all'addebito dei contributi per l'adeguamento della medesima potenza disponibile. Di norma si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile effettuato in almeno due distinti mesi nell'anno solare.
- 8.3 Il gestore di rete è tenuto ad eseguire gli impianti di rete per la connessione, inclusa la posa delle apparecchiature di misura e di eventuali limitatori.
- 8.4 Gli oneri relativi alla realizzazione di opere murarie o manufatti comunque necessari per l'alloggiamento delle apparecchiature di consegna dell'energia e di misura sono a carico del richiedente.
- 8.5 Il richiedente, fatti salvi i casi di edifici con non più di quattro unità immobiliari, deve altresì impegnarsi a rendere disponibili, su specifica richiesta scritta motivata del gestore di rete, locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione delle eventuali cabine di trasformazione. In tal caso il gestore della rete è tenuto a corrispondere al proprietario un compenso commisurato al valore di mercato dei locali o dei terreni. Il gestore di rete riporta nell'offerta l'ammontare del compenso.
- 8.6 Il gestore di rete ha facoltà di installare limitatori della potenza prelevata per qualsiasi livello della potenza disponibile tenendo in considerazione le esigenze di sicurezza.
- 8.7 Per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. La potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del 10%.
- 8.8 Per potenze richieste superiori a 30 kW il gestore di rete rende disponibile una potenza pari a quella richiesta.
- 8.9 Il cliente finale ha la facoltà di richiedere la riduzione della potenza disponibile. La richiesta di riduzione comporta l'applicazione del contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla Tabella 2.
- 8.10 In caso di successive richieste di incremento della potenza, i corrispettivi disciplinati dal presente provvedimento si applicano anche in relazione alla quota di potenza eventualmente oggetto di rinuncia ai sensi del comma 8.9.

Articolo 9

Localizzazione del punto di misura

- 9.1 Le apparecchiature di misura devono essere installate nelle immediate vicinanze del punto di prelievo, in posizione accessibile per il gestore della rete anche in assenza del cliente finale.
- 9.2 Nel caso di edifici con più unità immobiliari le apparecchiature di misura sono centralizzate in apposito vano.

- 9.3 Nel caso di proprietà recintate le apparecchiature di misura vengono localizzate al limite della proprietà in idoneo manufatto, con diretto accesso da strada aperta al pubblico.
- 9.4 Nel caso l'installazione delle apparecchiature di misura richieda opere che ricadono nell'ambito delle proprietà condominiali, i permessi e le autorizzazioni devono essere messi a disposizione da parte del richiedente.

Articolo 10

Determinazione della distanza convenzionale

- 10.1 La distanza convenzionale rilevante ai fini del calcolo del contributo di connessione è rilevata su planimetrie contenenti l'ubicazione delle cabine di riferimento. La distanza è misurata in linea retta isometrica dal baricentro della cabina di riferimento fino al punto di prelievo dell'energia elettrica.
- 10.2 Le planimetrie utilizzate per la determinazione delle distanze sono predisposte dal gestore di rete. Nelle planimetrie devono essere riportate le cabine di riferimento, identificate mediante la denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio.
- 10.3 La denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio sono riportati su apposita targa posta in posizione visibile all'esterno di ogni cabina.
- 10.4 Nei casi in cui la posizione del punto di prelievo risulti di incerta determinazione, il richiedente è tenuto a fornire una planimetria sulla quale sia riportata l'esatta localizzazione del punto di prelievo.

TITOLO II

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN BASSA TENSIONE

Articolo 11

Corrispettivi per connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

- 11.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella 1.

Articolo 12

Disposizioni per le connessioni plurime

- 12.1 Nel caso di richieste di connessione relative a edifici con più di due unità immobiliari nuovi o ristrutturati, qualora sia stata richiesta la rimozione degli impianti preesistenti destinati alla consegna e alla misura, i contributi sono calcolati considerando, oltre ad una potenza disponibile di 3,3 kW per punto di prelievo, un ulteriore punto di prelievo con potenza disponibile secondo richiesta per i servizi generali di ciascun edificio. I valori indicati costituiscono potenza disponibile per ciascuna unità immobiliare e per i servizi generali.
- 12.2 Nel caso in cui l'elettrificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente all'attivazione dei singoli punti di prelievo, anche se sia necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al distributore, per ciascun punto di prelievo previsto, gli importi relativi alla quota distanza. Al momento dell'attivazione, i richiedenti sono tenuti a corrispondere l'importo relativo alla quota potenza di cui alla Tabella 1 oltre ad un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, di cui alla Tabella 2. Ciascuna unità immobiliare aggiuntiva è equiparata ad un nuova connessione.
- 12.3 Nei casi di elettrificazione di insediamenti dei piani di zona dell'edilizia popolare sovvenzionata, di cui alla legge 18 aprile 1962, n. 167, il versamento del contributo può essere effettuato alla realizzazione dei singoli insediamenti anche in riferimento agli importi relativi alla quota distanza.
- 12.4 Sono considerate nuove connessioni le unità immobiliari aggiuntive rispetto a quelle inizialmente previste per i nuovi edifici e quelle che derivano da ampliamenti o frazionamenti di edifici già connessi.

Articolo 13

Disposizioni particolari per le connessioni di clienti finali domestici in bassa tensione

- 13.1 Per la connessione di clienti domestici nelle abitazioni di residenza anagrafica, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, oltre alla quota potenza, è applicata la quota fissa di cui alla Tabella 1, lettera a). In caso di distanza superiore ai 200 metri, a fronte di una successiva richiesta per una potenza disponibile superiore 3,3 kW, il gestore della rete può chiedere il pagamento della differenza tra la quota distanza già versata e l'importo corrispondente alla distanza effettiva.

TITOLO III

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN MEDIA TENSIONE

Articolo 14

Obblighi specifici del richiedente una connessione in media tensione

- 14.1 Il richiedente una connessione in media tensione è tenuto a realizzare la propria cabina di trasformazione media/bassa tensione sulla base delle prescrizioni del distributore.
- 14.2 Il richiedente è tenuto a rendere disponibile al gestore di rete un locale, con agevole accesso da strada aperta al pubblico, per l'installazione delle apparecchiature di consegna dell'energia e di misura.

Articolo 15

Contributi per connessioni permanenti ordinarie in media tensione

- 15.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella 3.
- 15.2 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella 3.

Articolo 16

Disposizioni per le connessioni plurime

- 16.1 Nel caso in cui l'elettrificazione di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente all'attivazione dei singoli punti di prelievo, anche se è necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al gestore della rete, per ciascun punto di fornitura previsto, gli importi relativi alla quota distanza. Al momento dell'attivazione, i richiedenti corrisponderanno l'importo relativo alla quota potenza di cui alla Tabella 3, oltre ad un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, di cui alla Tabella 2. L'allacciamento di punti di prelievo aggiuntivi è considerata una nuova connessione.

Articolo 17

Passaggi di tensione

- 17.1 Il contributo di connessione per i clienti già alimentati in bassa tensione per i quali si renda necessario il passaggio alla alimentazione in media tensione, è pari alla componente in quota fissa di cui alla Tabella 4 e alla componente in quota potenza di cui alla Tabella 3. La componente in quota potenza è applicata secondo i criteri di cui al comma 15.2.
- 17.2 Oltre ai contributi di cui al comma 17.1, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

TITOLO IV

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI TEMPORANEE IN MEDIA E BASSA TENSIONE

Articolo 18

Richieste di realizzazione di impianti di rete di tipo permanente destinati ad alimentare connessioni temporanee

- 18.1 I soggetti proprietari o aventi la disponibilità di aree attrezzate destinate a ospitare periodicamente spettacoli viaggianti e simili, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, possono chiedere, ove non già esistente, la realizzazione di un impianto di rete di tipo permanente per l'alimentazione di punti di prelievo destinati a connessioni temporanee.
- 18.2 Tali richieste sono regolate con l'applicazione dei corrispettivi previsti per le connessioni permanenti ordinarie.
- 18.3 Le successive richieste di connessione temporanea presso i punti di cui al comma 18.1 sono regolate con l'applicazione delle disposizioni di cui al successivo Articolo 19.

Articolo 19

Richieste di connessione temporanea che comportino un mero intervento di attivazione

- 19.1 Alle richieste di connessione temporanea che richiedano un intervento di mera attivazione, qualunque sia il livello di potenza richiesta, si applica il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità di cui alla Tabella 7, lettera a), e un corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi di cui alla Tabella 2.

- 19.2 Il contributo in quota fissa di cui alla Tabella 7, lettera a) si applica una volta sola all'atto dell'attivazione della fornitura.
- 19.3 Il contributo in quota fissa riportato in Tabella 7, lettera a) è ridotto del 50% in caso di utenze già predisposte per la telegestione.

Articolo 20

Richieste di connessioni temporanee che richiedano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate a forfait

- 20.1 Per le richieste di connessione temporanea in bassa tensione fino a 30 kW che comportino la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio, fino ad una distanza massima di 20 metri dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti nei pressi del luogo per il quale è richiesta la connessione, ma che non comportino la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT si applicano i corrispettivi di cui alla Tabella 5.
- 20.2 La distanza dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti nei pressi del luogo per il quale è richiesta la connessione è misurata, coerentemente con le disposizioni di cui al comma 10.1, in linea retta isometrica dal punto di prelievo dell'energia elettrica al più vicino impianto in bassa tensione della rete di distribuzione.
- 20.3 Nel caso di una pluralità di richieste di connessione temporanea presentate nello stesso momento, in bassa tensione e ciascuna fino a 30 kW, relative ad uno stesso luogo di fornitura, che comportino la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio, ma che non comportino la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT, per ciascuna richiesta si applicano le riduzioni ai corrispettivi di cui alla Tabella 5, colonna A), come indicato alla Tabella 5, colonna C).

Articolo 21

Richieste di connessioni temporanee che richiedano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate sulla base della spesa relativa

- 21.1 Per le richieste di connessione temporanea in bassa tensione fino a 30 kW con distanza oltre 20 metri dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti nei pressi del luogo per il quale è richiesta la connessione che non comportino la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT, per le richieste di connessione temporanea in bassa tensione fino a 30 kW che comportino la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT, per le richieste di connessione temporanea in bassa tensione oltre 30 kW e per le richieste di connessione temporanea in media tensione, il corrispettivo per la connessione è determinato sulla base della spesa relativa.
- 21.2 Nei casi di cui al comma 21.1, l'impresa distributrice presenta al richiedente la connessione un preventivo dettagliato secondo il seguente schema:

- materiali
 - dettaglio delle singole componenti utilizzate, riportando per ciascuna voce il costo unitario e la quantità impiegata;
- mano d'opera
 - indicazione del costo orario della mano d'opera impiegata, per categorie omogenee di qualifica, e del numero di ore stimate per la realizzazione dell'intervento;
- spese generali
 - assunte pari al 20% della somma degli importi relativi a materiali e mano d'opera.

21.3 Per la valorizzazione dei costi unitari dei materiali impiegati le imprese distributrici si attengono alle seguenti disposizioni:

- il costo unitario degli elementi di rete riutilizzabili è pari al costo di capitale (ammortamento e remunerazione del capitale investito), calcolato coerentemente con le metodologie di determinazione tariffaria, riportati a pro-quota giorno. Il costo unitario medio applicato nei preventivi deve essere dimostrabile in caso di accertamenti da parte dell'Autorità;
- il costo unitario degli elementi non riutilizzabili è pari al costo di approvvigionamento. Il costo unitario applicato nei preventivi deve essere dimostrabile in caso di accertamenti da parte dell'Autorità.

21.4 Le imprese distributrici pubblicano annualmente il prezzario dei costi unitari della mano d'opera e dei principali materiali impiegati usualmente per la redazione dei preventivi basati sulla spesa relativa.

21.5 Per ciascuna operazione di connessione e di distacco eseguita dietro esplicita richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunti ai contributi predetti è dovuto un supplemento di cui alla Tabella 5, lettera B).

Articolo 22

Misura dell'energia elettrica e limitazione della potenza

22.1 In materia di misura dei consumi e limitazioni della potenza si applicano le disposizioni previste dal presente testo integrato per la generalità dell'utenza.

TITOLO V

**DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CORRISPETTIVI A COPERTURA DEI
COSTI DELLE CONNESSIONI PERMANENTI PARTICOLARI**

Articolo 23

Contributi per le connessioni permanenti particolari

- 23.1 Nel caso di connessioni particolari di cui al comma 7.2 il contributo per la connessione è pari alla spesa relativa.
- 23.2 Le connessioni relative ad installazioni mobili o precarie di cui al comma 7.2, lettera e), situate nei centri abitati e provviste di concessione di occupazione di suolo pubblico, sono regolate dalle disposizioni previste per le connessioni permanenti ordinarie.

Articolo 24

Alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

- 24.1 Nel caso di connessioni particolari il gestore della rete, in luogo di allacciare un impianto elettrico alla propria rete, può optare per l'alimentazione tramite un impianto di generazione locale, utilizzando, ove possibile, impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questi casi si applicano i contributi di cui alla Tabella 6.
- 24.2 Oltre ai contributi di cui al comma 24.1, è applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

TITOLO VI

CONNESSIONI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE

Articolo 25

Contributi per le connessioni in alta e altissima tensione

- 25.1 Nei casi di connessione in alta e altissima tensione il contributo è fissato nella misura del 50% della spesa relativa alla realizzazione degli impianti di rete per la connessione.
- 25.2 Il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione viene determinato con riferimento a tutte le opere necessarie alla connessione, ivi comprese quelle anticipate dal distributore, da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile per il richiedente, purché relativa ad impianti allo stesso livello di tensione al quale viene effettuata la fornitura.
- 25.3 Per la quota parte di costi anticipati dal distributore, quest'ultimo è tenuto a fornire evidenza dei costi totali sostenuti, del criterio di ripartizione dei medesimi e della quota parte non ancora coperta da contributi pregressi.

TITOLO VII

DISCIPLINA DELLA INTERCONNESSIONE TRA RETI

Articolo 26

Criteri per la ripartizione dei costi tra i gestori di rete

- 26.1 Nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessione tra reti, il gestore che realizza l'impianto ottiene la copertura dei costi sostenuti tramite la remunerazione degli investimenti disciplinata dal TIT.
- 26.2 Non sono previsti corrispettivi a carico del gestore di rete che non realizza l'impianto.

PARTE III

ALTRE PRESTAZIONI SPECIFICHE

Articolo 27

Disattivazione e riattivazione della fornitura per morosità e riallacciamento di utenze stagionali

- 27.1 Per la disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo o per la riduzione di potenza di cui al comma 5.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. ARG/elt 4/08, a seguito di morosità, nonché per il riallacciamento e distacco delle utenze stagionali a carattere ricorrente si applica il contributo in quota fissa riportato in Tabella 7, lettera a). Il contributo in quota fissa riportato in Tabella 7, lettera a) è ridotto del 50% nel caso di utenze già predisposte per la telegestione.
- 27.2 Il contributo in quota fissa relativo ai casi di cui al precedente comma 27.1 è applicato una sola volta all'atto della disattivazione o della riduzione di potenza a seguito di morosità e del distacco delle utenze stagionali.

Articolo 28

Volture, subentri e cambi di fornitore

- 28.1 Per le richieste di voltura e subentro e per ogni altra modifica contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione, ad eccezione di quanto stabilito per i cambi di fornitore dal successivo comma 28.2, si applica il contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, stabilito nella Tabella 2.
- 28.2 Nessun contributo è dovuto per i cambi di fornitore.

Articolo 29

Richieste di spostamento di gruppi di misura in bassa tensione

- 29.1 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura in bassa tensione entro un raggio di dieci metri dalla precedente ubicazione è prevista l'applicazione del contributo in quota fissa stabilito nella Tabella 7, lettera b).
- 29.2 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura in bassa tensione per distanze superiori a dieci metri è previsto l'addebito della spesa relativa.

Articolo 30

Richieste di spostamento di impianti di rete

- 30.1 Per le richieste di spostamento di impianti di rete, con oneri a carico del richiedente, è dovuto il rimborso della spesa relativa.

Articolo 31

Richieste di verifica sul corretto funzionamento del gruppo di misura

- 31.1 Per le richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura è dovuto il contributo in quota fissa di cui alla Tabella 7, lettera c), qualora il gruppo di misura risulti, a seguito della verifica, correttamente funzionante.

Articolo 32

Richieste di verifica della tensione di alimentazione

- 32.1 Per le richieste di verifica del livello della tensione di alimentazione è dovuto il contributo in quota fissa stabilito nella Tabella 7, lettera d), qualora il livello della tensione risulti, a seguito della verifica, conforme rispetto ai limiti previsti dalla normativa tecnica.

Articolo 33

Corrispettivo per le attività a preventivo

- 33.1 Il richiedente un servizio di connessione o altre prestazioni specifiche regolate con l'addebito della spesa relativa è tenuto al pagamento di un anticipo dei contributi, come fissato nella Tabella 8, a garanzia delle attività di progettazione e sopralluogo, da scontare a buon esito della richiesta.

**PARTE IV
DISPOSIZIONI FINALI**

Articolo 34

Aggiornamento annuale dei contributi

- 34.1 I contributi riportati nelle tabelle da 1 a 7 del presente Allegato, nel periodo 2012-2015, sono aggiornati annualmente in coerenza con le disposizioni di cui al comma 11.1 del TIT.

Articolo 35

Trasparenza contabile

- 35.1 Il gestore di rete è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal presente provvedimento, separatamente per livello di tensione e tipologia di prestazione. Le registrazioni contabili devono altresì consentire la separata evidenza degli importi relativi a contributi in quota fissa a copertura di costi amministrativi.

Tabella 1 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

	Anno 2012
a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (Quota distanza)	
<ul style="list-style-type: none"> • quota fissa [Euro] 	183,62
<ul style="list-style-type: none"> • quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 200 metri dalla cabina di riferimento, fino a 700 metri [Euro] 	92,05
<ul style="list-style-type: none"> • quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 700 metri dalla cabina di riferimento, fino a 1.200 metri [Euro] 	183,62
<ul style="list-style-type: none"> • quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1200 metri dalla cabina di riferimento [Euro] 	367,25
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (Quota potenza) [Euro/kW]	69,04

Tabella 2 Contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi

	Anno 2012
Importo unitario dei contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi [Euro]	27,52

Tabella 3 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in media tensione

	Anno 2012
a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (quota distanza)	
<ul style="list-style-type: none"> • quota fissa [Euro] 	460,21
<ul style="list-style-type: none"> • quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1000 metri dalla cabina di riferimento [Euro] 	46,03
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (quota potenza) [Euro/kW]	54,95

Tabella 4 Contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione

	Anno 2012
Importo unitario dei contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione [Euro]	433,46

Tabella 5 Connessioni che non richiedono la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione, con potenza fino a 30 kW e distanza massima di 20 metri dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti nei pressi del luogo per il quale è richiesta la connessione

A)		B)	C)	
Corrispettivo di connessione		Supplemento per operazioni di connessione e di distacco eseguite, dietro esplicita richiesta, fuori orario di lavoro	Pluralità di richiesta	
Attraversamento stradale	Corrispettivo (euro)	Corrispettivo (euro)	N. richieste	Coefficiente di riduzione dei corrispettivi (%)
	Anno 2012	Anno 2012		
Senza attraversamento stradale	147,17	18,31	1	0
			da 2 a 4	40
Con attraversamento stradale	245,29		da 5 a 9	50
			oltre 9	55

Tabella 6 Contributi per alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

	Anno 2012
Corrispettivo per ogni kW di potenza messa a disposizione [Euro/kW]	68,57
Quota fissa [Euro]	472,92

Tabella 7 Contributi per altre prestazioni specifiche

	Anno 2012
a) Contributo per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità, riallacciamento e distacco di utenze stagionali a carattere ricorrente [Euro]	26,76
b) Contributo per richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di 10 metri dalla precedente ubicazione [Euro]	198,27
c) Contributo per richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura [Euro]	49,57
d) Contributo per richieste di verifica della tensione di alimentazione [Euro]	148,71

Tabella 8 Anticipo sui contributi per connessioni valutate a preventivo

	Anno 2012
Anticipo sui contributi per connessioni valutate a preventivo	100,00 Euro