

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