

DCO 29/11

**CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI
SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER IL PERIODO 2012 – 2015**

***INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROCEDIMENTO E CRITERI PER LA DETERMINAZIONE
DEI COSTI RICONOSCIUTI***

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11.

Mercato di incidenza: elettricità

21 luglio 2011

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 31 gennaio 2011 - ARG/elt 6/11, in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, per il periodo 2012-2015 (di seguito anche richiamato come: procedimento sulle tariffe). Nell'ambito di tale procedimento sono già stati emanati i documenti DCO 5/11, in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche, e DCO 13/11, in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva.

Il procedimento sulle tariffe, che si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità dei servizi avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10, è sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

Il presente documento, oltre a fornire un inquadramento generale del procedimento sulle tariffe, declinando le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi generali perseguiti dall'Autorità, propone per la consultazione i primi orientamenti in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Con successivi documenti di consultazione saranno affrontate le tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione finalizzati alla promozione degli investimenti, la disciplina delle condizioni economiche per il servizio di connessione anche nella prospettiva di un testo unico per le connessioni attive e passive, i meccanismi perequativi, la determinazione delle tariffe e dei vincoli, la regolazione delle imprese elettriche minori, la regolazione degli oneri di sistema. Con successivo atto pubblico saranno, anche, quantificati i parametri proposti, nel presente documento, con finalità esclusivamente metodologiche.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (quartoperiodoelettrico@autorita.energia.it) entro il 30 settembre 2011. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intende sottrarre alla pubblicazione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Tariffe
piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
tel. 02-65.565.311
fax 02-65.565.222

e-mail: quartoperiodoelettrico@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Premessa.....	2
PARTE I.....	4
Inquadramento generale del procedimento e obiettivi perseguiti	4
1 Introduzione	4
2 Inquadramento procedurale ai fini AIR	5
3 Struttura del documento	5
4 Quadro normativo di riferimento	6
5 Il sistema tariffario vigente nel terzo periodo di regolazione	9
6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	16
7 Oggetto della consultazione e sviluppo del procedimento.....	22
PARTE II	25
Determinazione del costo riconosciuto: criteri generali, costi operativi e remunerazione del capitale investito.....	25
8 Premessa, obiettivi perseguiti e sintesi delle proposte.....	25
9 Costi operativi riconosciuti e ripartizione dei maggiori recuperi di produttività.....	29
10 Determinazione dell' <i>X-factor</i>	36
11 Criteri generali per la determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	39
12 Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto.....	40
PARTE III.....	48
Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di trasmissione	48
13 Determinazione del capitale investito riconosciuto del servizio di trasmissione.....	48
14 Determinazione degli ammortamenti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il servizio di trasmissione	55
15 Aggiornamento dei valori tariffari per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al primo	56
PARTE IV.....	58
Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di distribuzione	58
16 Determinazione del livello del capitale investito per la fissazione dei livelli tariffari iniziali relativi al servizio di distribuzione.....	58
17 Determinazione degli ammortamenti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il servizio di distribuzione	67
18 Aggiornamento dei valori tariffari per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al primo	68
PARTE V	70
Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di misura	70
19 Determinazione del livello del capitale investito ai fini della fissazione del livello tariffario iniziale per il servizio di misura	70
20 Aggiornamento dei valori del capitale investito netto e degli ammortamenti nel corso del quarto periodo regolatorio ai fini della determinazione dei livelli tariffari negli anni successivi al primo	75

PARTE I

Inquadramento generale del procedimento e obiettivi perseguiti

1 Introduzione

- 1.1 Con il 31 dicembre 2011 è prevista la conclusione del terzo periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura dell'energia elettrica, attualmente disciplinati dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n.348/07) e, in particolare, dal TIT che disciplina le tariffe (Allegato A alla citata deliberazione) e dal TIC (Allegato B alla citata deliberazione), che disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11), ha avviato il 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, nell'ambito del quale sono già stati emanati i documenti per la consultazione:
- DCO 5/11, in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche;
 - DCO 13/11, in materia di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti.
- 1.3 Il procedimento sulle tariffe si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità dei servizi avviato, con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10), in relazione al quale sono stati emanati quattro documenti per la consultazione:
- DCO 40/10, in materia di opzioni per l'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi e approfondimenti sui contratti per la qualità (di seguito: DCO 40/10);
 - DCO 42/10, in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica (di seguito: DCO 42/10);
 - DCO 15/11, in materia di opzioni e proposte per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015;
 - DCO 20/11 in materia di opzioni e proposte per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015.
- 1.4 Il presente documento presenta il quadro generale di sviluppo del procedimento relativo alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2012-2015 e propone per la consultazione i primi orientamenti dell'Autorità in relazione alla determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti e dei criteri generali per la determinazione e remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 1.5 È prevista l'emanazione di successivi documenti di consultazione su tematiche specifiche del procedimento e di un documento conclusivo, indicativamente nel corso del mese di novembre del corrente anno, contenente il quadro complessivo delle proposte finali dell'Autorità per il quarto periodo di regolazione tariffaria del settore elettrico.

2 Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 2.1 La richiamata deliberazione ARG/elt 6/11 ha disposto che il procedimento sulle tariffe fosse inserito tra i procedimenti oggetto dell'analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 2.2 L'introduzione della metodologia AIR nell'Autorità è avvenuta su base sperimentale, per una durata triennale, con la deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05 e con l'adozione delle "Linee Guida sull'introduzione dell'analisi di impatto della regolazione -Air-nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" approvate con deliberazione 31 marzo 2005, n. 58/05.
- 2.3 Con la deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08), la metodologia AIR, conclusa la fase sperimentale, è stata introdotta stabilmente quale procedura di produzione di alcuni provvedimenti dell'Autorità che sono individuati di norma nell'ambito del Piano strategico triennale e del Piano operativo annuale. L'applicazione della metodologia AIR avviene sulla base della "Guida per l'analisi d'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" allegata alla delibera GOP 46/08 (di seguito: Linee Guida).
- 2.4 Come evidenziato nelle Linee Guida, l'AIR si inserisce nel quadro di azioni rivolte "alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni". L'AIR rientra, infatti, in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la funzione di:
 - a) valutare anticipatamente la necessità e l'impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie;
 - b) migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti;
 - c) migliorare i processi della già intensa attività di interlocuzione con i settori regolati;
 - d) rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell'intervento regolatorio.
- 2.5 Data la complessità e la vastità degli argomenti affrontati nel presente procedimento, l'applicazione del metodo AIR è limitata ad alcuni degli aspetti più rilevanti trattati. In particolare saranno privilegiati per l'analisi AIR i possibili interventi di revisione della regolazione vigente che presentano, potenzialmente, un significativo impatto (anche in termini di gestione amministrativa) sia sugli esercenti dei servizi, sia sugli utenti delle reti elettriche. Le diverse alternative di regolazione proposte saranno esaminate in maniera prevalentemente qualitativa.

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva e procedurale (Parte I) nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento e viene descritto lo sviluppo complessivo del procedimento stesso, è organizzato in ulteriori tre parti ed in particolare:
 - a) Parte II nella quale sono descritti i criteri generali a cui l'Autorità intende attenersi nella determinazione dei costi riconosciuti e nella fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per i vari servizi oggetto del procedimento;

- b) Parte III nella quale sono descritti i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto e dell'ammortamento per il servizio di trasmissione;
- c) Parte IV nella quale sono descritti i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto e dell'ammortamento per il servizio di distribuzione;
- d) Parte VI nella quale sono descritti i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto e dell'ammortamento per il servizio di misura.

4 Quadro normativo di riferimento

La legge 481/95 e il quadro normativo nazionale di riferimento

- 4.1 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - d) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".
- 4.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95).
- 4.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale. Tale disposizione è specificata dall'articolo 2, comma 18, della medesima legge, che individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l'aggiornamento delle tariffe.
- 4.4 L'articolo 2, comma 12, lettera d), inoltre, specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all'Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 4.5 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico è precisato nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 come successivamente modificato e integrato¹ (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Tale decreto, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, prevede alcune norme specifiche per l'accesso e l'uso delle reti di trasmissione nazionale e di distribuzione. Il medesimo provvedimento prevede, inoltre, l'applicazione di specifiche componenti a

¹ In particolare si segnalano, per rilevanza, le modifiche e integrazioni introdotte con la legge 23 agosto 2004, n. 239.

copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, quali maggiorazioni del servizio di trasporto dell'energia elettrica.

- 4.6 Si segnala, inoltre, la legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha disciplinato le modalità di individuazione delle reti interne d'utenza (articolo 33, commi da 1 a 4), introducendo disposizioni specifiche circa l'applicazione dei corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché di quelli a copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo che i medesimi siano determinati facendo esclusivo al punto di connessione delle reti.
- 4.7 Analoghe disposizioni in merito ai corrispettivi tariffari di trasmissione, distribuzione e oneri generali sono state introdotte dal D.lgs. maggio 2008, n.115, come successivamente modificato e integrato, con riferimento ai Sistemi Efficienti d'Utenza e dal Decreto ministeriale 10 dicembre 2010 in relazione ai sistemi di autoapprovvigionamento energetico.

Il quadro normativo comunitario

- 4.8 Il quadro normativo comunitario di riferimento ai fini del presente procedimento si è arricchito, nel corso del 2009, di importanti provvedimenti, recentemente recepiti nel nostro Paese.
- 4.9 Con il cosiddetto *Green Package* (di seguito: *pacchetto 20/20/20*), sono state decise le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente, nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20% sul totale dei consumi di energia con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-20% rispetto al livello del 1990). In relazione allo sviluppo del presente procedimento si segnala in modo particolare la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (di seguito: 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, che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del mix energetico.
- 4.10 In particolare, l'articolo 16 (comma 1) della direttiva sopra citata dispone tra l'altro che gli Stati membri adottino *“le misure appropriate per sviluppare l'infrastruttura di rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e il sistema elettrico, in modo da consentire il funzionamento sicuro del sistema elettrico nel far fronte all'ulteriore sviluppo della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili.”*
- 4.11 Il medesimo articolo della citata direttiva (comma 7) prevede anche specifiche disposizioni tariffarie, richiedendo che *la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, tra cui in particolare l'elettricità da fonti rinnovabili prodotta nelle regioni periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione.*
- 4.12 Di interesse per il presente procedimento, in ragione delle possibili ricadute in termini di esigenze di sviluppo delle reti, anche il considerato 28 della direttiva 2009/28/CE che individua nella mobilità elettrica uno degli strumenti per ridurre il consumo totale di energia nel settore dei trasporti ed aumentarne l'efficienza.
- 4.13 La direttiva 2009/28/CE è stata recepita nel quadro normativo nazionale dal D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: D.lgs n. 28/2011) che, nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96 (di seguito: Legge Comunitaria 2009), definisce *“gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessario per il conseguimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.”*

- 4.14 A tal fine il D.lgs n. 28/2011 prevede norme specifiche, finalizzate a promuovere interventi di sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, in particolare quelli relativi alle *smarts grids*, all'auto elettrica e ai sistemi di accumulo delle reti di trasmissione.
- 4.15 Di grande rilievo anche l'adozione della Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE (di seguito: la Direttiva 2009/72/CE) che abroga la direttiva 2003/54/CE.
- 4.16 La nuova direttiva rappresenta, in una sostanziale continuità di impostazione generale, un ulteriore passo della normativa comunitaria nel percorso di rafforzamento delle disposizioni miranti a garantire la terzietà nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo della concorrenza nei mercati energetici; inoltre:
- dispone che le Autorità di regolamentazione offrano ai gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione adeguati incentivi tariffari, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate (si veda al proposito l'articolo 37, comma 8, della direttiva 2009/72/CE);
 - dispone (art. 25, comma 5, della direttiva 2009/72/CE) che ciascun gestore del sistema di distribuzione acquisisca l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;
 - prevede che le imprese elettriche, indipendentemente dal loro regime di proprietà o dalla loro forma giuridica redigano, sottopongano a revisione e pubblichino i conti annuali secondo le norme della legislazione nazionale sui conti annuali delle società di capitali adottate ai sensi della quarta direttiva 78/660/CEE del Consiglio del 25 luglio 1978.
- 4.17 Per quanto riguarda la rete di distribuzione, la medesima direttiva al considerato (27) prevede che "Gli Stati membri dovrebbero incoraggiare la modernizzazione delle reti di distribuzione, ad esempio attraverso l'introduzione di reti intelligenti (*smart grids*) costruite in modo da favorire la generazione decentrata e l'efficienza energetica".
- 4.18 La Direttiva 2009/72/CE è stata recepita nella normativa nazionale dal decreto legislativo dell'1 giugno 2011, n. 93 che prevede alcune disposizioni con riflessi tariffari. In particolare, il Decreto dispone tra l'altro che:
- a) l'Autorità adegui i propri provvedimenti affinché, in modo non discriminatorio, in relazione a costi, oneri o tempi, affinché i clienti ricevano tutti i pertinenti dati di consumo e, a tal fine, le imprese distributrici rendano disponibili tutti i dati di consumo dei clienti finali alle società di vendita (art. 35 comma 3, lettera b));
 - b) l'Autorità stabilisca criteri in base ai quali le imprese elettriche ottimizzino l'uso dell'energia elettrica anche introducendo sistemi di misurazione e le reti intelligenti (art. 35, comma 5);
 - c) l'Autorità determini idonei meccanismi volti a promuovere l'unificazione delle reti di trasmissione (art. 36, comma 10);
 - d) l'Autorità individui appositi meccanismi di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione con meno di 5000 punti di prelievo e per le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91 prive dell'attività di produzione (art. 38, commi 3 e 4);
 - e) i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n.99, nonché le altre reti elettriche private, definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della medesima legge (art. 38, comma 5);

- f) l’Autorità assicuri condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace ed affidabile delle reti dell’elettricità tenendo conto degli obiettivi di lungo termine (art.42, comma1, lettera b));

4.19 Infine, ulteriori indicazioni per la definizione del quadro tariffario relativo al quarto periodo regolatorio provengono dalla Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle regioni “*Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre. Piano per una rete energetica europea integrata*” del 17 novembre 2010 (di seguito: Comunicazione della Commissione 2010), dove si sottolinea la necessità di garantire lo sviluppo e l’ammodernamento delle infrastrutture energetiche europee:

- “*Le reti elettriche devono essere ammodernate per soddisfare la domanda crescente dovuta ad un profondo cambiamento dell’insieme della catena di valore e dei mix energetici, ma anche alla moltiplicazione delle applicazioni e delle tecnologie che dipendono dall’elettricità come fonte di energia (pompe di calore, veicoli elettrici, idrogeno e celle a combustibile...). È anche urgente estendere e ammodernare le reti per trasportare e bilanciare l’elettricità prodotta da fonti rinnovabili, che dovrebbe più che raddoppiare nel periodo 2007-2020*”.
- “*Lo sviluppo dell’infrastruttura energetica permetterà all’UE non soltanto di dotarsi di un mercato interno dell’energia correttamente funzionante, ma le consentirà anche di rafforzare la sicurezza dell’approvvigionamento, di integrare le fonti rinnovabili e di accrescere l’efficienza energetica. Ai consumatori permetterà di beneficiare delle nuove tecnologie e dell’uso efficiente dell’energia.*”

5 Il sistema tariffario vigente nel terzo periodo di regolazione

5.1 Nel seguente capitolo è delineato, in termini sintetici e con finalità di tipo puramente ricognitivo, il quadro della regolamentazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica in vigore fino al 31 dicembre 2011 (deliberazione n. 348/07 e TIT) ed oggetto di revisione nel procedimento oggetto della presente consultazione.

La determinazione dei costi riconosciuti

5.2 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, l’Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, che comprende:

- a) i costi operativi riconosciuti, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
- b) gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
- c) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

5.3 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l’Autorità ha dato sostanziale continuità ai principi contenuti nelle disposizioni della legge n. 290/03 per il periodo 2004-2007, prevedendo una “*...simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap...*” e diversamente dal secondo periodo di regolazione ha previsto l’applicazione del *price cap* esclusivamente alle quote parti delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi.

- 5.4 Il livello di recupero di produttività (*X-factor*) per il terzo periodo di regolazione 2008-2011 è stato fissato con l'obiettivo di completare il trasferimento ai clienti finali delle maggiori efficienze già conseguite dagli esercenti nel secondo periodo di regolazione (entro 8 anni per le attività di trasmissione e distribuzione, ed entro 6 anni per l'attività di misura), fissando pari a zero l'obiettivo di ulteriore riduzione (in termini reali) dei costi operativi.
- 5.5 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo 2008-2011 è stato determinato a partire dalle seguenti voci:
- immobilizzazioni nette;
 - immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici";
 - capitale circolante netto;
 - trattamento fine rapporto (posta rettificativi del CIR), al netto degli oneri finanziari concernenti la rivalutazione del medesimo.
- 5.6 Il valore delle immobilizzazioni nette è stato ottenuto applicando il criterio del costo storico rivalutato in continuità con il precedente periodo regolatorio. Sono stati inclusi nel calcolo i cespiti per i quali al 31 dicembre 2006 il fondo di ammortamento economico tecnico non avesse interamente coperto il valore lordo del cespite al netto di successive rivalutazioni.
- 5.7 L'ammortamento riconosciuto in tariffa è stato determinato linearmente a partire dai valori delle durate convenzionali dei cespiti definite dall'Autorità in base alla vita economico tecnica residua dei cespiti stessi. A partire dal terzo periodo di regolazione l'ammortamento non è più stato sottoposto a *price cap*.
- 5.8 Il tasso di rendimento del capitale investito reale *pre tax* è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*).
- 5.9 La remunerazione reale *pre tax* riconosciuta è stata pari al: 6,9% per il servizio di trasmissione; 7 % per il servizio di distribuzione e 7,2% per il servizio di misura (vedi Tabella 1).

Tabella 1 Parametri utilizzati per il periodo 2008-2011 ai fini della fissazione del WACC

Parametro	Descrizione	Servizio/Attività		
		Trasmissione	Distribuzione	Misura
<i>RF</i>	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,45		
<i>β levered</i>	Rischio sistematico attività	0,575	0,600	0,670
<i>ERP</i>	Premio di mercato (%)	4		
<i>Kd</i> (nominale)	Rendimento cap debito (%)	4,90		
<i>T</i>	Aliquota fiscale (%)	40		
<i>Tc</i>	Scudo fiscale (%)	33		
<i>Rpi</i>	Inflazione tendenziale media (%)	1,7		
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,9	7,0	7,2

Meccanismi di incentivazione agli investimenti i

- 5.10 La deliberazione n. 348/07 ha attivato uno schema di incentivi differenziati per tipologia di investimento in analogia a quanto previsto per il settore del trasporto gas. A ciascuna tipologia di investimento relativa alle reti di trasmissione e distribuzione è stato associato uno specifico livello di extraremunerazione per un periodo di tempo che va oltre la durata del periodo regolatorio .
- 5.11 Per quanto riguarda la trasmissione, è stata attribuita una maggiore remunerazione agli investimenti finalizzati a ridurre il livello di congestioni di rete, in particolare sono state previste le seguenti tipologie di investimento:
- I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
 - I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
 - I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.
- 5.12 Per quanto riguarda le reti di distribuzione è stata prevista una maggiore remunerazione pari al 2%, per 8 anni, per la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT e per l'installazione di trasformatori a basse perdite. È stata inoltre prevista un'extra remunerazione del 2%, per 12 anni, per la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT con almeno due nuovi lati maglia sul lato AT.

- 5.13 L'Autorità ha inoltre previsto il riconoscimento di un'extra remunerazione del 2%, per 12 anni, anche sugli investimenti relativi ad alcuni progetti pilota relativi allo sviluppo di *smart grids*².

Servizio di trasmissione

- 5.14 Ciascuna impresa distributrice applica, alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) del TIT, una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS* indifferenziata per fasce orarie. Per i clienti domestici, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle tariffe D2 e D3.
- 5.15 L'articolo 18 del TIT definisce le regole di aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione. L'aggiornamento avviene in maniera differenziata per la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi e per la rimanente quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto e agli ammortamenti. La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è stata aggiornata annualmente attraverso l'applicazione di un *price cap*, mentre per la quota parte a copertura degli investimenti è stata prevista la rivalutazione degli *asset* esistenti e l'inclusione dei nuovi investimenti realizzati nel capitale investito riconosciuto.
- 5.16 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici è prevista dagli articoli da 13 a 15 del TIT. In particolare l'articolo 13 prevede che ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN) e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN in AT riconosca a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente CTR alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa dalla RTN e dell'energia elettrica netta immessa nella rete della medesima nei punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, opportunamente corretta per le perdite.
- 5.17 La medesima componente CTR, conformemente con quanto disposto dall'articolo 14 del Testo integrato 2008-2011, viene applicata ai prelievi di energia elettrica, opportunamente corretti per le perdite, effettuati da imprese di distribuzione in punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.
- 5.18 Il TIT (comma 13.1, lettera b) prevede delle agevolazioni per la generazione distribuita. Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dai punti di interconnessione virtuale alla RTN riconosce al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla RTN in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente CTR all'energia elettrica immessa, opportunamente corretta per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.
- 5.19 L'aggiornamento annuale della componente CTR e delle altre componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione è disposto dall'articolo 21, sulla base degli stessi criteri applicati per la componente *TRAS*.
- 5.20 Nel corso del periodo regolatorio alla regolazione sopra delineata sono state apportate alcune modifiche di rilievo. In particolare, con deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08):
- (articolo 3) è stata prevista l'attivazione di un meccanismo di incentivazione all'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione, successivamente disciplinato con deliberazione ARG/elt 87/10;

² Si vedano in merito le deliberazioni ARG/elt 39/10 e ARG/elt 12/11.

- (articolo 4) è stato introdotto un meccanismo facoltativo di garanzia dei ricavi di trasmissione, mirante a limitare la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che avrebbero potuto, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale. Il meccanismo è attualmente previsto che operi fino al 2011.

5.21 Inoltre, con la deliberazione 29 dicembre 2009 ARG/elt 203/09, in ottemperanza alle disposizioni della legge n. 99/09 (articolo 33, comma 5), l'Autorità ha soppresso il comma 16.1 del TIT che prevedeva l'applicazione di un corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, applicato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Servizio di distribuzione

5.22 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di distribuzione nel periodo 2008-2011, differentemente da quanto previsto nel primo e nel secondo periodo di regolazione, non avviene tramite un sistema di vincoli ed opzioni tariffarie, bensì tramite un sistema di vincoli ai ricavi ammessi e tariffe obbligatorie. In ragione di ciò è caduta l'esigenza di prevedere un regime tariffario semplificato ad applicazione facoltativa per le imprese distributrici di minore dimensione.

5.23 In continuità con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità, ha previsto meccanismi tariffari differenziati tra clienti non domestici e clienti domestici ai fini dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

5.24 In particolare, per le utenze corrispondenti i clienti non domestici, ai sensi dell'articolo 7 del TIT, ciascuna impresa distributtrice è tenuta ad applicare una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione. Tale tariffa ha una struttura trinomica (salvo che nel caso delle utenze di illuminazione pubblica e delle utenze in alta e altissima tensione) e, per alcune tipologie contrattuali, prevede corrispettivi a scaglioni assoluti definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale.

5.25 Per le utenze corrispondenti a clienti finali domestici, invece, l'Autorità ha previsto un sistema basato su tariffe obbligatorie (D2 e D3) applicate a tutti i clienti domestici e fissate in funzione della tariffa di riferimento D1, tariffa che riflette l'effettivo costo del servizio. Tali tariffe sono fissate in maniera tale da garantire la copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura.

5.26 Contestualmente alla previsione di una tariffa obbligatoria, con l'articolo 6.1 del TIT, l'Autorità ha definito per ciascuna impresa distributtrice, con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale, un ricavo massimo annuo conseguibile a copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base della tariffa di riferimento TV1 e della tariffa D1.

5.27 Le componenti delle tariffe TV1 e D1 sono state aggiornate annualmente dall'Autorità applicando il meccanismo del *price-cap* esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi. La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito è stata rivista annualmente, tenendo conto della dinamica degli investimenti e degli ammortamenti relativi a nuove infrastrutture e della rivalutazione degli *asset* esistenti.

5.28 Specifici meccanismi di perequazione generale³ (che si applica a tutte le imprese distributtrici (ad eccezione delle imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria

³ Articoli 34 e 39 del Testo integrato 2008-2011.

previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10) consentono di ridistribuire tra le imprese i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, al fine di garantire a ciascuna impresa il conseguimento del ricavo ammesso dalla tariffa TV1 e dalla tariffa D1.

- 5.29 Ulteriori meccanismi di perequazione generale (articoli da 34 a 38 del TIT) sono stati introdotti in relazione alla necessità di bilanciare costi e ricavi delle imprese distributrici a fronte del vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, previsto dalla legge n. 481/95. Tale vincolo normativo, infatti, comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. I meccanismi di perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione hanno quindi la finalità di compensare gli scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali le differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita.
- 5.30 La perequazione generale è inoltre affiancata da una perequazione specifica aziendale (articolo 42 del TIT) che permette alle imprese distributrici di ottenere il riconoscimento dei costi derivanti da fattori non catturati in maniera adeguata dal regime generale di perequazione. Il regime di perequazione specifico aziendale è sviluppato mediante opportune istruttorie, impresa per impresa.
- 5.31 Nel corso del periodo regolatorio sono state apportate alcune modifiche di rilievo alla regolazione sopra delineata. In particolare, con deliberazione ARG/elt 203/09, in coerenza con il meccanismo già introdotto per il servizio di trasmissione con l'articolo 4 della citata deliberazione ARG/elt 188/08, l'Autorità ha deciso di attivare un meccanismo facoltativo di perequazione, destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione, applicabile per gli anni 2010 e 2011. In merito, occorre qui precisare come i contributi per il servizio di connessione a *forfait*, concorrano, da un punto di vista tariffario, a garantire la copertura dei costi operativi dei servizi medesimo.
- 5.32 Si segnala, infine, che con deliberazione ARG/elt 31/09 l'Autorità ha introdotto disposizioni tariffarie specifiche, impattanti prevalentemente sui meccanismi perequativi e senza effetti diretti sugli utenti della rete, per consentire la gestione, all'interno del periodo regolatorio, degli effetti connessi al trasferimento delle linee in alta tensione di Enel Distribuzione S.p.A. a Terna S.p.A. e la contestuale inclusione di tali linee nel perimetro della rete di trasmissione nazionale.

Specificità nella determinazione dei costi riconosciuti: le attività commerciali della distribuzione

- 5.33 Sul piano metodologico generale il costo riconosciuto a copertura dei costi relativi alle attività commerciali della distribuzione è stato determinato in coerenza con i criteri previsti per l'attività di distribuzione.
- 5.34 L'aspetto più critico nella definizione del costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio relativamente alle imprese di distribuzione è connesso alla definizione del perimetro delle attività. Tali attività fino all'anno 2007 venivano svolte dalle imprese distributrici congiuntamente alle attività di natura commerciale connesse al servizio di vendita dell'energia elettrica. A partire dall'anno 2008, secondo le disposizioni del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto-legge n. 73/07), le imprese distributrici di maggiori dimensioni sono tenute a costituire una società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela.

- 5.35 L'Autorità ha conseguentemente adeguato il proprio schema di regolazione distinguendo, ai fini della definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione, due distinti regimi: un regime per le imprese distributrici che hanno costituito una società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela e un regime per le imprese distributrici che continuano a erogare, in modo integrato, anche il servizio di maggior tutela.
- 5.36 Rispetto a queste modifiche sono emerse forti difficoltà a ricavare informazioni, anche extracontabili, tali da poter ricostruire con sufficiente dettaglio e, soprattutto, con sufficiente affidabilità le diverse voci di costo afferenti i rispettivi perimetri di attività. Tali difficoltà hanno indotto l'Autorità ad adottare una soluzione transitoria che si ritiene consenta di coniugare le esigenze di promozione della concorrenza, con quelle di tutela dei consumatori, nel rispetto del vincolo di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti.
- 5.37 Tale soluzione ha previsto la fissazione del costo riconosciuto per l'anno 2008 sulla base delle migliori informazioni disponibili, basate sui costi di commercializzazione riportati nei conti annuali separati dalle imprese di distribuzione con riferimento all'anno 2006, opportunamente corretti per tener conto della perdita di sinergie e valutando l'impatto dello scorporo delle attività relative alla commercializzazione del servizio di maggior tutela, coerentemente con le scelte operate parallelamente nello svolgimento del procedimento per la determinazioni del costo riconosciuto relativo alle attività commerciali del servizio di vendita al dettaglio, tenendo conto delle evidenze dei dati di pre-consuntivo disponibili per l'anno 2007.
- 5.38 Al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese in questa fase di transizione, il costo riconosciuto viene rivisto *ex post* in ciascun anno del periodo di regolazione, sulla base dei dati di consuntivo rilevati dalle imprese di distribuzione.

Servizio di misura

- 5.39 La regolazione del servizio di misura è prevista dagli articoli da 20 a 30 del TIT.
- 5.40 Rispetto al precedente periodo regolatorio, le responsabilità del servizio di misura sono rimaste in capo ai medesimi soggetti e, con riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori, l'Autorità si è limitata ad una revisione organica della normativa vigente, riprendendo gli obblighi già in essere alla luce del nuovi assetti di mercato. In particolare, il TIT reca disposizioni e regola le caratteristiche minime dei misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione. Per quanto riguarda i punti di prelievo e di immissione in bassa tensione, il TIT rimanda alle disposizioni e agli obblighi di installazione contenuti nella deliberazione n. 292/06.
- 5.41 Dal 2008, l'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura prevede la separata evidenza dei costi riconosciuti a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 5.42 La regolazione economica per l'erogazione del servizio di misura è prevista dall'articolo 25 del TIT, con riferimento all'erogazione del servizio a punti di prelievo corrispondenti a clienti finali. In particolare, è previsto che ai fini della remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica, i titolari di punti corrispondenti a clienti finali riconoscono all'impresa distributtrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

- 5.43 Nel caso in cui non risulti installato il misuratore (fermo restando che la non installazione sia consentita dalla normativa), il provvedimento dispone che i corrispettivi sopra citati siano applicati al netto dell'elemento MIS (INS), destinato a coprire i costi connessi con la presenza di un misuratore ossia quelli relativi alla sua installazione e manutenzione.
- 5.44 I ricavi relativi alla remunerazione riconosciuta per il servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione spettanti all'impresa distributrice sono sottoposti al meccanismo perequativo di cui all'articolo 40 del TIT⁴.

Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione delle utenze passive

- 5.45 Con l'introduzione del TIC l'Autorità, di fatto, ha proceduto sostanzialmente ad un riordino della normativa, con minimi interventi di aggiornamento, anche in relazione all'avvenuta completa apertura del mercato elettrico.
- 5.46 Nel corso del periodo di regolazione le più rilevanti modifiche alla disciplina tariffaria delle connessioni ha riguardato le connessioni temporanee alle reti di distribuzione in media e bassa tensione (deliberazione ARG/elt 67/10).

6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 6.1 Con la deliberazione ARG/elt 6/11 di avvio del procedimento per il quarto periodo di regolazione delle tariffe nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità ha previsto di tener conto:
- 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;

⁴ Si segnala che detto meccanismo di perequazione è attualmente oggetto della consultazione DCO 11/11, in relazione a una sua possibile modifica per il periodo 2010-2011.

- 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.

6.2 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, è possibile individuare una serie di obiettivi generali che, alla luce dell'evoluzione del quadro normativo comunitario e nazionale, orientano le proposte e le ipotesi contenute sia nel presente documento, sia negli altri documenti per la consultazione (già diffusi o che lo saranno nei prossimi mesi) riferiti al procedimento sulle tariffe. In particolare l'Autorità intende:

- 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.

Promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture

6.3 Come riportato dal 5° considerato delle Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE *“La sicurezza delle forniture di energia elettrica/gas naturale riveste un'importanza cruciale per lo sviluppo della società europea, per l'attuazione di una politica sostenibile in materia di cambiamenti climatici e per la promozione della competitività nell'ambito del mercato interno.”*

6.4 In un contesto di domanda crescente, dovuta anche a profondi cambiamenti tecnologici (si veda al proposito la Comunicazione della Commissione 2010 paragrafo 2.1), garantire l'ammodernamento e l'adeguatezza delle infrastrutture di rete alle esigenze della domanda rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche ai fini di:

- a) favorire l'integrazione dei mercati eliminando eventuali vincoli di rete;
- b) trasportare e bilanciare l'energia prodotta da fonti rinnovabili;
- c) favorire la generazione decentrata e l'efficienza energetica con l'introduzione e lo sviluppo di reti intelligenti (*smart grids*) indispensabili per conseguire gli obiettivi dell'UE per il 2020.

6.5 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 realizzati nella rete di trasmissione nazionale, che nel 2009 sono risultati più che raddoppiati rispetto a quelli effettuati nel 2004 (si veda al proposito la Figura 1). Ciò nonostante, permangono ancora problemi in termini di congestione sulla rete che rendono opportuna la prosecuzione della politica di incentivazione degli investimenti.

Figura 1 Andamento degli investimenti in immobilizzazioni materiali della trasmissione elettrica, incluse le immobilizzazioni in corso (valori a moneta costante)

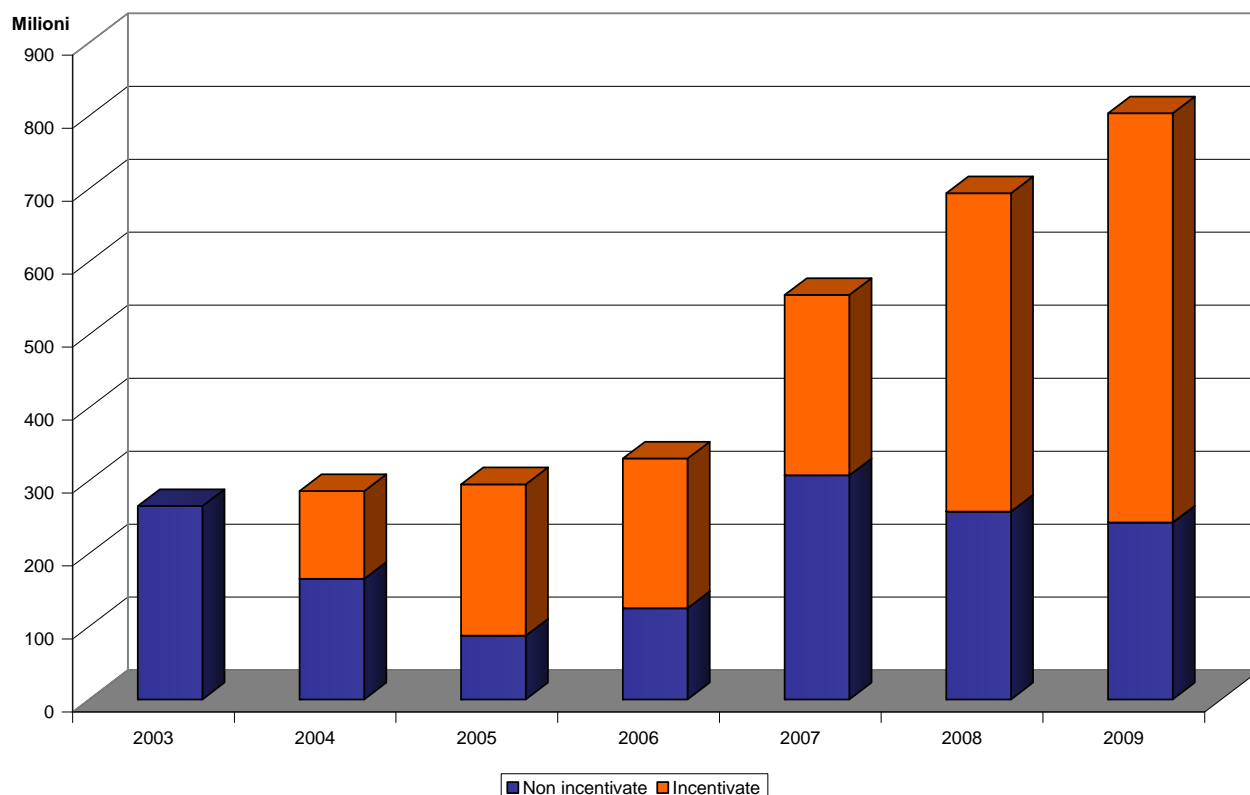


Tabella 2 - Andamento della tariffa media di trasmissione (2004-2011)

Tariffa media clienti finali (c€/kWh) - Trasmissione			
anno	onere ripartito tra clienti finali e produttori *	onere complessivo in capo ai clienti finali *	variazione % (anno t/anno t-1)
2004	0,33	-	-
2005	0,33	-	0,0%
2006	0,34	-	3,0%
2007	0,35	-	2,9%
2008	0,345	-	-1,4%
2009	0,363	-	5,2%
2010 **	(0,385)	0,413	6,1%
2011		0,442	7,0%

* Nota alla Tabella 2: a partire dal 2010, per effetto della delibera ARG/elt 203/09, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 33, comma 5, della legge n. 99/09, i costi relativi al servizio di trasmissione sono coperti esclusivamente tramite l'applicazione di corrispettivi tariffari sui prelievi dei clienti finali. Fino al 2009, invece, il costo della trasmissione era in parte coperto tramite una specifica componente tariffaria a carico dei produttori di energia elettrica, applicata sull'energia elettrica da questi prodotta e immessa in rete. A tal fine, per consentire una corretta ricostruzione della dinamica della tariffa nel periodo 2004-2011, nell'anno 2010, in tabella, viene riportata pro-forma anche la tariffa media finale di trasmissione, calcolata in assenza della citata discontinuità.

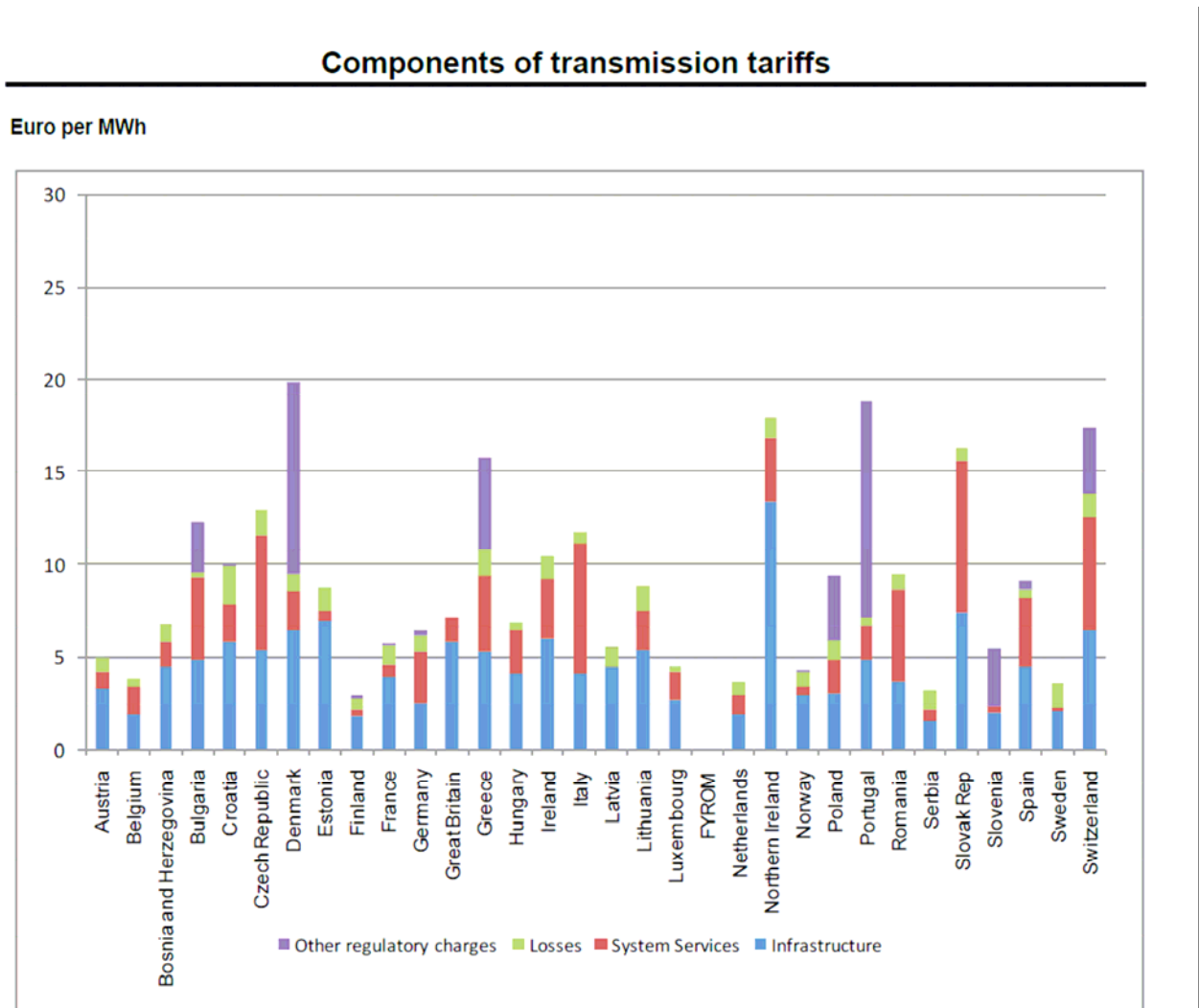
** Valore tra parentesi calcolato pro-forma.

6.6 Più in dettaglio, con riferimento alla rete di trasmissione, a fronte di investimenti in trasmissione crescenti che hanno inciso in maniera determinante sulla crescita della tariffa (Tabella 2), pur in un contesto in cui la tariffa di trasmissione italiana (in particolare per la

parte a copertura dei costi delle infrastrutture) risulta ampiamente in media europea [cfr. la Figura 2 “Components of transmission tariffs” estratto da una recente pubblicazione di ENTSO⁵ e riferito alle tariffe in vigore nell’anno 2011], come già previsto con deliberazione n. 348/07, si ritiene opportuno un ulteriore affinamento della regolazione capace di creare una relazione più stretta tra maggior remunerazione in tariffa e benefici attesi sul mercato.

- 6.7 Pertanto, in una specifica consultazione, successiva al presente documento, verranno approfondite le modalità e l’ampiezza dei meccanismi di incentivazione attualmente in campo, con il principale obiettivo di aumentarne la focalizzazione sugli investimenti di maggior valore strategico e di mercato, anche tramite lo sviluppo di specifici indicatori. Ulteriori sforzi di analisi dovranno essere fatti per valutare ed eliminare eventuali sovrapposizioni tra i diversi meccanismi incentivanti oggi in campo.
- 6.8 L’Autorità sta studiando l’introduzione di strumenti di regolazione tesi a garantire che aumenti di costo connessi allo sviluppo delle infrastrutture siano più che bilanciati da benefici in termini di riduzione dei costi di dispacciamento e dei servizi ancillari. In tale prospettiva, si inquadrano interventi quali una più rigorosa classificazione degli interventi qualificabili come I2/I3, così come lo sviluppo di sistemi di incentivazione *output-based*, entrambi sottoposti ad una stretta sorveglianza da parte dell’Autorità.

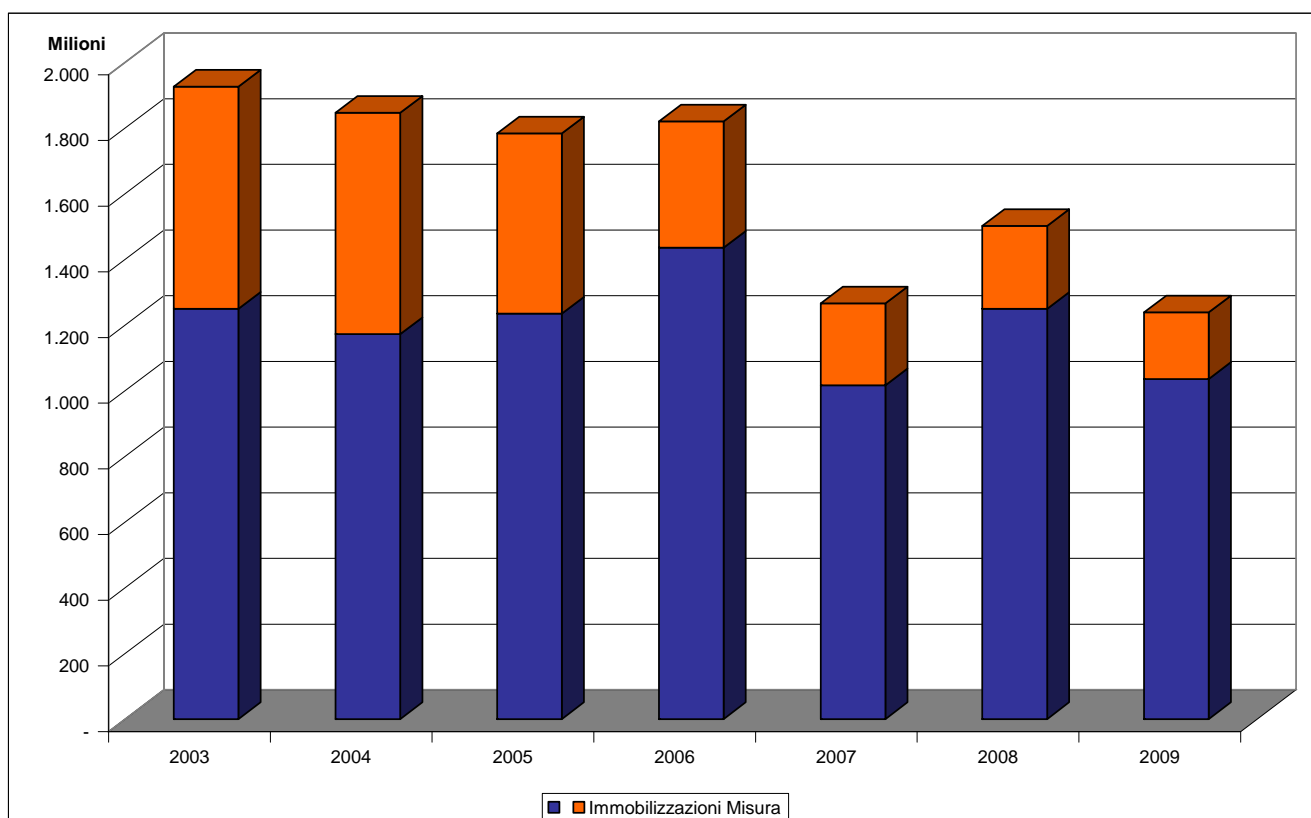
Figura 2



⁵ Si veda ENTSO-E *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2011*, May 2011, pag. 17.

6.9 Più critico appare l'andamento degli investimenti realizzati nelle reti di distribuzione, ambito nel quale si è registrata una contrazione a partire dal 2007 (si veda al proposito la Figura 3), nonostante la presenza di meccanismi di incentivo al miglioramento della qualità del servizio (sin dal 2000) e, a partire dal 2008, di specifici incentivi tariffari tramite maggiorazione della remunerazione riconosciuta.

Figura 3 Andamento degli investimenti in immobilizzazioni materiali, incluse le immobilizzazioni in corso - attività di distribuzione e misura elettrica (valori a moneta costante)



6.10 In tale contesto, l'Autorità, alla luce del ruolo strategico che dovrà essere assunto dalle reti di distribuzione nel favorire l'efficienza energetica e nel garantire l'ottimizzazione dell'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, intende rafforzare i segnali tariffari a sostegno dell'adeguatezza delle infrastrutture di distribuzione garantendo, da un lato, che le imprese maggiormente impegnate nell'ammodernamento delle reti possano trarne diretto riconoscimento tariffario e, dall'altro, valutando l'opportunità di individuare nuove tipologie di investimento da incentivare, che tengano conto anche degli obiettivi prioritari indicati dal Dlgs. n. 28/11 e dalla citata Comunicazione della Commissione 2010.

6.11 Ciò considerato, al fine di favorire l'ammodernamento e lo sviluppo delle reti di distribuzione, l'Autorità ritiene sia necessario:

- a) rivedere l'incentivazione degli investimenti nella distribuzione tramite l'incremento del tasso di remunerazione per specifiche categorie di investimento, valutando l'opportunità di una ridefinizione ed estensione delle tipologie di intervento da incentivare, ferma restando l'esigenza di evitare la sovrapposizione di meccanismi di incentivazione di tipo *input based* (quale, appunto, la maggiorazione del WACC)

con meccanismi di tipo *output based* (tipicamente la regolazione della qualità del servizio);

- b) monitorare e sviluppare i meccanismi di incentivazione, oggi previsti solo su base prototipale, al fine di promuovere, in ottica "*technology-push*", l'introduzione di tecnologie innovative (*smart-grids*, ricarica dei veicoli elettrici) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro; in merito si ritiene che già nel corso del secondo semestre 2012, col procedere delle sperimentazioni di cui alla deliberazione ARG/elt 12/11 dovrebbe essere possibile, tenendo conto delle soluzioni sperimentate, valutare una revisione dell'incentivazione al fine di una sua applicazione generalizzata a partire dal 2013;
- c) monitorare l'evoluzione degli sviluppi relativi alla mobilità elettrica e ai "progetti pilota", incentivati ai sensi della deliberazione ARG/elt 242/10 (con la previsione di un'agevolazione che non può eccedere il 2015) al fine di rivedere, sulla base degli esiti della sperimentazione, i criteri per la regolazione delle tariffe del servizio di ricarica e del dispacciamento attualmente introdotti con applicabilità generale ma con finalità "sperimentale". In merito è oggetto di studio da parte della Direzione anche la portata di quanto disposto dal decreto legislativo n. 28/11 in materia di ricarica elettrica (articolo 18, commi 1 e 2).

6.12 Anche le tematiche connesse all'incentivazione degli investimenti in distribuzione saranno oggetto di una specifica consultazione, successiva alla presente.

Garantire l'economicità dei servizi a rete anche supportando i processi di aggregazione tra imprese

- 6.13 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è attualmente garantito nel paese da circa 150 operatori di diversa dimensione, con circa il 98% dei clienti serviti dai 10 maggiori distributori. Questa situazione, a parere dell'Autorità, non è ottimale sotto il profilo dell'efficienza produttiva, sia in ragione di possibili miglioramenti dell'efficienza tecnica nella produzione del servizio conseguibili con l'integrazione, sia in ragione di possibili recuperi di efficienza legati al conseguimento di economie di scala.
- 6.14 L'attività di distribuzione dell'energia elettrica presenta economie di scala, anche se non c'è convergenza tra gli studiosi circa la dimensione minima ottimali. Un certo consenso sembra emergere sul fatto che 300.000 clienti rappresentino la dimensione oltre la quale lo svolgimento del servizio avviene in condizioni di sufficiente economicità. Al di sotto di tale soglia il giudizio non è unanime.
- 6.15 L'Autorità intende promuovere, per quanto possibile e compatibilmente con la normativa primaria, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte al fine di garantire il conseguimento di economie di scala nella gestione delle reti a vantaggio dei clienti finali che potrebbero beneficiare delle conseguenti riduzioni dei costi.

Promuovere l'efficienza nell'attività di misura

- 6.16 Qualunque fornitura di *commodity*, che utilizzi un servizio a rete, ha necessità sia che esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un'attività di misura, sia che il dato sia reso disponibile in modo non discriminatorio a tutti gli operatori interessati, nel rispetto del criterio di economicità e di proprietà del dato, che, per quanto attiene i propri consumi, rimane in capo al cliente finale.

- 6.17 Garantire la certezza, l'accuratezza e la tempestività della misura, anche individuando con precisione i soggetti responsabili di tale attività e favorendo gli investimenti in nuovi misuratori adeguati alle esigenze di mercato, consente di ridurre i costi per gli operatori che utilizzano il servizio e conseguentemente di ridurre i costi per i consumatori finali.

Assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria promuovendone la semplificazione e la stabilità

- 6.18 L'Autorità ha come obiettivo generale quello di assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria procedendo, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria anche al fine di ridurre i costi per i soggetti regolati. Uno sforzo in tale direzione appare particolarmente urgente ove le complessità tariffarie possano divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza o creare costi aggiuntivi per gli operatori.
- 6.19 Tale preoccupazione è particolarmente attuale, data la crescente complessità di gestione dei meccanismi di valorizzazione e aggiornamento del capitale investito e di incentivazione degli investimenti che rende indispensabile una maggiore focalizzazione sulle modalità di remunerazione e di controllo dell'efficienza degli investimenti di sviluppo, garantendo al contempo certezza di ricavi agli investimenti già realizzati.
- 6.20 Gli ambiti in relazione ai quali il procedimento oggetto del presente documento intende introdurre soluzioni tese a semplificare i meccanismi di regolazione tariffaria riguardano:
- a) le modalità di garanzia della stabilità dei ricavi, semplificando i processi perequativi;
 - b) il superamento della necessità di gestire la stratificazione storica degli investimenti per gli anni anteriori al 2004 per la trasmissione e al 2008 per la distribuzione;
 - c) eliminazione della perequazione dei costi commerciali di distribuzione (perequazione COT);
 - d) applicazione di un unico meccanismo di riconoscimento specifico per impresa dei costi per le imprese di distribuzione che operano in contesti peculiari o in relazione alle quali sussistono specificità normative (imprese elettriche minori, imprese con meno di 5.000 punti di prelievo).
- 6.21 Gli interventi di semplificazione saranno, in ogni caso, proposti nell'ambito di un quadro di generale continuità dei principi generali di valutazione e riconoscimento dei costi e di tariffazione del servizio. In tale prospettiva, la stabilità e la prevedibilità del sistema regolatorio restano un obiettivo generale, cardine nella strategia dell'Autorità.

7 Oggetto della consultazione e sviluppo del procedimento

Oggetto della consultazione

- 7.1 Il presente documento, che si affianca ai documenti DCO 5/11 e DCO 13/11, emanati negli ultimi mesi nell'ambito del medesimo procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 6/11, propone per la consultazione gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione:
- a) ai criteri e alle modalità per la determinazione del costo riconosciuto (ivi incluso il tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto) per il primo anno del nuovo periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;

- b) ai meccanismi di aggiornamento annuale del costo riconosciuto (*price-cap*, e riconoscimento nuovi investimenti, ammortamento e dismissioni) nel corso del quarto periodo di regolazione.

7.2 Rispetto a tali tematiche il documento tiene conto dei primi riscontri avuti in esito ad alcuni incontri tematici (*focus group*) organizzati dalla Direzione Tariffe dell'Autorità con finalità ricognitive (in coerenza con la metodologia AIR), svoltisi nei primi mesi del 2011, e che hanno visto la partecipazione di Terna, dei rappresentanti delle imprese di distribuzione di energia elettrica e dei grandi utenti delle reti elettriche.

Tematiche oggetto di successive consultazioni

7.3 Come già enunciato nei *focus groups* che hanno preceduto il presente documento, la complessità dei temi che concorrono a definire i meccanismi tariffari per il prossimo periodo regolatorio, suggerisce l'opportunità di frazionare i documenti di consultazione, almeno a livello di primo approccio metodologico, al fine di consentire una miglior focalizzazione delle rispettive specificità.

7.4 Il presente documento, pertanto, non affronta le tematiche relative: alla revisione dei meccanismi di incentivazione degli investimenti; alla fissazione dei vincoli di ricavo e alle modalità allocazione dei costi agli utenti del servizio; alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione che verranno sviluppate in successivi documenti per la consultazione.

7.5 Fasi di consultazione successive, non necessariamente finalizzate alla scadenza dell'1 gennaio 2012 (si veda la Figura 4), riguarderanno, inoltre:

- a. le responsabilità in relazione al servizio di misura sul perimetro della rete di trasmissione nazionale e nei punti di immissione;
- b. le modalità di riconoscimento tariffario e regolazione delle perdite tecniche e commerciali sulle reti di distribuzione e trasmissione⁶;
- c. la riforma delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori;
- d. le condizioni tecniche, economiche e procedurali relative alla realizzazione delle connessioni attive, passive e miste.

7.6 Tra le tematiche, oggetto di successivi documenti, quella più strettamente connessa ai temi affrontati nel presente documento appare quella relativa ai meccanismi di incentivazione degli investimenti a cui si è già fatto riferimento nei precedenti paragrafi da 6.3 a 6.12.

Sviluppo del procedimento

7.7 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il **30 settembre 2011**, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, verranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute. I partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni devono farne motivata richiesta, contestualmente alla presentazione delle suddette osservazioni e proposte e separare in apposite appendici le parti riservate, che non saranno pubblicate.

7.8 Nel quarto trimestre 2011 è prevista la pubblicazione di un documento per la consultazione conclusivo che riporterà l'orientamento finale dell'Autorità in merito a tutte le principali

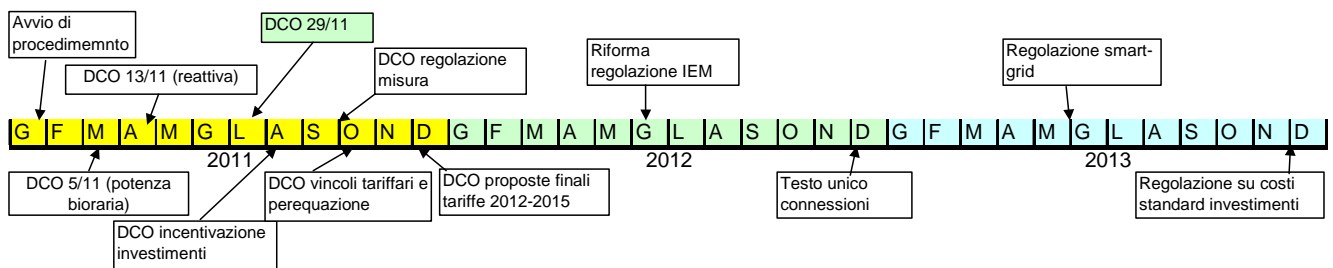
⁶ In merito si segnala che con deliberazione ARG/elt 52/11, l'Autorità ha avviato un procedimento, i cui esiti è previsto siano coordinati con il procedimento di cui alla presente consultazione, per la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione.

tematiche sviluppate nel corso del procedimento. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato nel mese di dicembre 2011.

7.9 Parallelamente al processo di consultazione sopra delineato, in relazione alle esigenze istruttorie, la Direzione Tariffe dell'Autorità:

- attiverà una serie di raccolte dati presso gli esercenti, finalizzata da un lato ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già desumibili dai conti annuali separati ai sensi del TIU⁷ e dalle comunicazioni relative alla perequazione generale;
- proseguirà gli incontri tematici, eventualmente focalizzati su specifiche tematiche, affiancandoli ad uno o più incontri pubblici di presentazione e approfondimento dei documenti per la consultazione emanati;
- entro la scadenza della consultazione, quantificherà i parametri definiti nel presente documento al fine di esplicitare la metodologia adottata, approfondendo le valutazioni in incontri tematici con gli operatori.

Figura 4 Documenti per la consultazione e provvedimenti previsti nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione ARG/elt 6/11



⁷ TIU il Testo integrato di *unbundling*, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07.

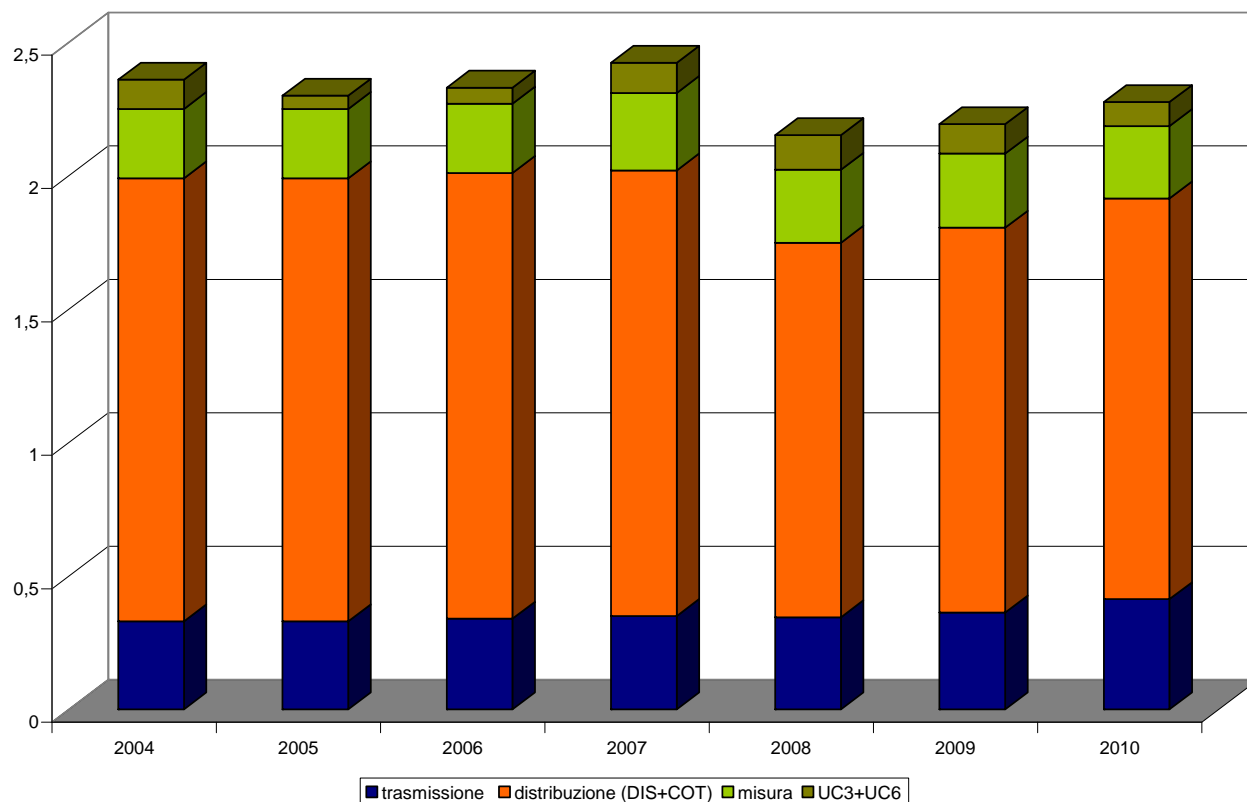
PARTE II

Determinazione del costo riconosciuto: criteri generali, costi operativi e remunerazione del capitale investito

8 Premessa, obiettivi perseguiti e sintesi delle proposte

8.1 Nella determinazione del costo riconosciuto per i servizi regolati e in particolare, ai fini del presente documento, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità intende confermare il proprio orientamento verso l'obiettivo generale di sostanziale continuità regolatoria, nella convinzione che la certezza e prevedibilità della regolazione abbia consentito, negli oltre dieci anni di regolazione tariffaria, di contenere la rischiosità delle attività in questione e, in ultima analisi, abbia favorito, da un lato, il contenimento della dinamica tariffaria (si veda la Figura 5) e dall'altro abbia fornito condizioni idonee allo sviluppo degli investimenti.

Figura 5 Andamento delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura (c€/kWh ,valori nominali)



8.2 D'altro canto, l'evoluzione dei meccanismi tariffari nei tre periodi regolatori trascorsi ha comportato, in alcuni aspetti, una accentuazione della complessità e del dettaglio delle modalità di valorizzazione e riconoscimento dei costi, in particolare di quelli di capitale (investimenti e ammortamenti). In merito, l'Autorità intende valutare la possibilità di introdurre semplificazioni che consentano nel contempo di alleggerire l'onere amministrativo connesso alla regolazione senza però rinunciare a meccanismi che

consentano alle imprese maggiormente impegnate nell'ammodernamento e rafforzamento delle reti, nell'interesse degli utenti, di ottenere un corrispondente riconoscimento tariffario.

- 8.3 In merito, nell'ambito del processo di consultazione che aveva preceduto la deliberazione n. 348/07, col documento per la consultazione n. 47/07, paragrafo 23.18 e seguenti, l'Autorità aveva preannunciato l'avvio di valutazioni circa la possibilità di pervenire ad una regolazione del costo riconosciuto per impresa nell'ambito della distribuzione, ferma restando l'applicazione di una tariffa unica nazionale ai sensi di legge.
- 8.4 A tal fine, a partire dal 2008, l'Autorità ha richiesto alle imprese regolate di fornire informazioni dettagliate (stratificazione a costo storico) circa il capitale investito, ottenendo informazioni spesso incomplete e comunque circoscritte ad un insieme limitato delle imprese di distribuzione (quasi due terzi delle imprese di distribuzione non ha mai fornito una stratificazione completa dei propri investimenti, ma tali imprese rappresentano, comunque, una porzione molto limitata del settore della distribuzione, ampiamente inferiore al 5%). A partire dal 2009, con riferimento agli investimenti e alle dismissioni realizzate nel 2008, la raccolta dei dati è stata informatizzata, con significativo aumento dei soggetti ottemperanti.
- 8.5 In estrema sintesi, la proposta di seguito dettagliata, rispetto al corrente periodo regolatorio, prevede:
- a) la sostanziale continuità di criteri nel trattamento dei costi operativi;
 - b) ferma restando la logica del costo storico rivalutato, il trattamento semplificato, secondo logiche standard, di quota parte del capitale investito (ma senza significative discontinuità in termini di valorizzazione complessiva, e per impresa, del relativo costo riconosciuto) e un trattamento basato sui dati puntuali comunicati all'Autorità dagli operatori del capitale investito rimanente e dei futuri investimenti ("per impresa" nel caso della distribuzione);
 - c) un trattamento degli ammortamenti in linea con i principi generali del terzo periodo ma coerente con le modalità di determinazione del capitale investito di cui alla precedente lettera b).
- 8.6 Tali proposte si inquadrano in un sistema di determinazione dei vincoli di ricavo oggetto, per alcuni aspetti, di specifico approfondimento in un successivo documento per la consultazione, che prevede, in linea generale:
- a) per la trasmissione, una sostanziale continuità con i criteri adottati nel terzo periodo di regolazione, con una tariffa unica nazionale a remunerazione del costo del servizio di trasmissione per l'intero perimetro della RTN associata ad adeguati meccanismi di stabilizzazione dei ricavi rispetto alle fluttuazioni della domanda;
 - b) per la distribuzione elettrica un allineamento con i criteri già adottati per il servizio di distribuzione gas, basato su:
 - o una tariffa di riferimento, per impresa, che determina il vincolo d'impresa;
 - o una tariffa obbligatoria unica nazionale che determina la copertura di tutti i costi nazionali;
 - o un sistema di perequazione che bilancia le differenze tra ricavi conseguiti e il vincolo d'impresa.
 - c) per la misura, una tariffa obbligatoria unica nazionale, associata ad un meccanismo di perequazione che tenga conto degli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione delle singole imprese distributrici e del rispetto degli obiettivi fissati dalla deliberazione dell'Autorità n. 292/06.

La determinazione del costo riconosciuto per il primo anno del nuovo periodo regolatorio

- 8.7 Le considerazioni sopra svolte, inducono l’Autorità, in relazione alle varie componenti del costo riconosciuto per il primo anno del quarto periodo di regolazione, a formulare le seguenti ipotesi:
- a. *costi operativi*: in continuità con il terzo periodo di regolazione, si propone di determinare il costo riconosciuto su base media nazionale, prevedendo una uniforme ripartizione delle maggiori efficienze realizzate rispetto al livello di ricavi fissato per il terzo periodo di regolazione; tale impostazione si ritiene la più coerente con gli obiettivi di promozione dell’efficienza ed economicità dei servizi di rete, richiamati nel precedente capitolo 6;
 - b. *remunerazione del capitale investito*: in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione, l’Autorità intende dare continuità ai criteri precedentemente adottati, così come intende confermare il criterio generale di valorizzazione del capitale investito secondo il metodo del costo storico rivalutato, adottato a partire dal 2004; detta valorizzazione, tuttavia, nelle intenzioni dell’Autorità dovrebbe essere effettuata, adottando una metodologia mista: semplificata/parametrica per la parte di capitale investito relativo ai cespiti stratificati fino ad un anno stabilito (in prima ipotesi si propone l’anno 2003 per la trasmissione e l’anno 2007 per la distribuzione) e puntuale, basata sugli investimenti effettivi dichiarati all’Autorità da ciascuna impresa, per i cespiti realizzati ed entrati in esercizio negli anni successivi; per la distribuzione tale impostazione porterà all’individuazione di un capitale investito “per impresa”;
 - c. *ammortamenti*: per il riconoscimento del costo relativo agli ammortamenti, l’Autorità, in coerenza con quanto indicato in relazione alla remunerazione del capitale investito, intende adottare una valorizzazione in parte semplificata/parametrica, ed in parte puntuale, calcolata sulla base degli investimenti effettivi, “per impresa” nel caso della distribuzione.
- 8.8 La metodologia di riconoscimento dei costi sopra sintetizzata, in particolare in relazione alla proposta di valorizzazione dei costi di capitale riconosciuti per l’anno 2012, nelle intenzioni dell’Autorità dovrà garantire:
- a. per il capitale trattato in maniera semplificata/parametrica, la sostanziale invarianza del costo riconosciuto per la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti, a ciascuna singola impresa e a livello di settore, rispetto al costo che sarebbe riconosciuto in caso di continuità della metodologia di aggiornamento adottata nel corrente periodo di regolazione;
 - b. la conservazione degli effetti di riconoscimento specifico e differenziato dei costi alle singole imprese di distribuzione, attualmente garantito tramite l’applicazione del meccanismo di perequazione e, in particolare, tramite la perequazione specifica aziendale.
- 8.9 Tale metodologia tuttavia, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dagli esercenti, consente, anche grazie al processo iterativo di rivalutazione del capitale, il mantenimento del valore reale e il pieno recupero dell’investimento da parte degli esercenti, sebbene non garantisca, di per sé, a differenza della metodologia adottata nel terzo periodo regolatorio, un adeguato incentivo all’efficienza degli investimenti.
- 8.10 La valutazione del costo di capitale sulla base dei dati medi di settore effettuata nel terzo periodo regolatorio, infatti, conteneva un incentivo implicito a uno sviluppo efficiente delle infrastrutture di rete, in quanto la remunerazione tariffaria non era direttamente legata al

costo sostenuto dalla singola impresa. L'adozione di criteri di determinazione per impresa del livello del capitale investito riconosciuto, con il conseguente dimensionamento personalizzato dei ricavi tariffari, elimina tale incentivo e rende necessaria l'introduzione di misure volte a garantire uno sviluppo efficiente del servizio.

- 8.11 L'associazione di categoria Federutility, in una memoria inviata a valle degli incontri dei *focus group*, segnala che “*gli investimenti delle imprese distributrici, in quanto interventi realizzati da operatori economici che hanno come primo obiettivo il mantenimento di un equilibrio economico-finanziario legato all'attività di gestione di infrastrutture a rete, rispondono di per sé a criteri di efficienza tecnica ed economica*”. Tale posizione appare coerente se riferita all'impostazione tariffaria sin qui seguita, nella quale le singole imprese distributrici diverse dall'operatore nazionale avevano limitata possibilità di incidere sul livello medio delle tariffe dalle medesime applicate. Tale posizione non appare invece condivisibile se riferita a una diversa impostazione che consente a ciascuna impresa di conseguire un ricavo tariffario in funzione del costo di investimento dalla medesima sostenuto. In tal caso è evidente che un riconoscimento a piè di lista dei costi sostenuti potrebbe indurre a scelte non efficienti.
- 8.12 In ragione di ciò l'Autorità, ritiene che l'applicazione della metodologia di cui al paragrafo 8.7 costituisca un primo passo per l'introduzione di una valutazione dei nuovi investimenti a costi standard, in analogia a quanto previsto per la regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale. In relazione ai tempi necessari per definire i costi standard, che implicano la selezione degli elementi di rete e la valutazione del costo ad essi relativo, l'Autorità prevede che tale metodologia potrà essere applicata a partire dagli investimenti che le imprese realizzeranno nel periodo regolatorio 2016-2019.
- 8.13 Nell'immediato, in ogni caso, l'Autorità è comunque orientata a introdurre regole di capitalizzazione dei costi (come precisato anche nel successivo paragrafo 9.6), onde garantire un omogeneo trattamento delle imprese oltre che maggiore trasparenza e confrontabilità anche in vista di individuare costi standard. Tale intervento si inquadra anche nella possibile prospettiva di sviluppo di una vera e propria “contabilità regolatoria”, complementare al riconoscimento di costi standard per gli investimenti.

L'aggiornamento del costo riconosciuto nel corso del periodo di regolazione

- 8.14 In relazione all'aggiornamento delle diverse componenti del costo riconosciuto nel corso del quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare le logiche adottate nel corrente periodo.
- 8.15 In particolare i costi operativi (ovvero, più precisamente, la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi) verranno aggiornati ricorrendo al meccanismo del *price-cap*, in coerenza con il dettato legislativo vigente. A tal fine, l'*X-factor* verrà determinato con il solo obiettivo di recuperare, entro un arco temporale stabilito, la quota di maggiori efficienze realizzate nei periodi regolatori precedenti (secondo e terzo) e non ancora trasferite ai clienti, di fatto non imponendo riduzioni in termini reali dei costi operativi ulteriori rispetto a quelle già realizzate dalle imprese fino al 2010.
- 8.16 Remunerazione del capitale investito e ammortamenti (ovvero, più precisamente, la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale), nel corso del periodo di regolazione verranno aggiornati per tener conto degli investimenti realizzati, del processo di ammortamento e delle dismissioni di capitale (sia per raggiungimento del fine vita utile regolatoria, sia per dismissione anticipata) di ciascuna impresa. In merito, in relazione alla problematica del cosiddetto *lag-regolatorio* nel riconoscimento dei nuovi investimenti (attualmente, gli investimenti netti realizzati nell'anno *n* trovano un loro primo

riconoscimento nella tariffa dell'anno $n+2$), si segnala fin d'ora che l'Autorità sta valutando l'opportunità di prevedere la possibilità di includere nel conteggio degli investimenti rilevanti per la valorizzazione della tariffa dell'anno n , gli investimenti realizzati entro il 30 giugno dell'anno $n-1$, che trovino riscontro in documenti ufficiali sottoposti a revisione contabile, quali la relazione finanziaria semestrale predisposta e pubblicata ai sensi delle disposizioni dell'articolo 2428, comma 3, del Codice civile (disposizione che può trovare applicazione limitatamente alle società quotate, ovvero alle società consolidate da società quotate).

- 8.17 Con riferimento all'aggiornamento che verrà effettuato nel corso del periodo regolatorio di cui al paragrafo 8.16, l'Autorità intende prevedere modalità standard, definite *ex-ante*, di aggiornamento della parte di capitale valorizzata con modalità semplificata/parametrica, anche in considerazione a quanto già illustrato nei precedenti paragrafi.

9 Costi operativi riconosciuti e ripartizione dei maggiori recuperi di produttività

- 9.1 Nel presente capitolo vengono descritte le modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto, rilevante ai fini della quantificazione del costo riconosciuto iniziale per il nuovo periodo regolatorio e del successivo dimensionamento dei parametri tariffari e dei vincoli tariffari.
- 9.2 Come anticipato in premessa, relativamente a tale componente del costo riconosciuto, l'Autorità intende confermare un approccio basato sulla determinazione di un costo di settore e, pertanto, le operazioni qui descritte verranno effettuate in maniera aggregata (ovviamente distinte per ciascuna attività: trasmissione, distribuzione e misura) e non per impresa.

Anno di riferimento

- 9.3 L'Autorità, in continuità con la scelta effettuata con la deliberazione n. 348/07, nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nel penultimo anno del periodo regolatorio, vale a dire l'anno 2010.
- 9.4 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:
- dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del TIU, che dovrebbero essere disponibili entro il mese di luglio 2011⁸;
 - dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti.
- 9.5 Dalla discussione nell'ambito dei *focus group* e dai contributi scritti forniti dai soggetti che vi hanno partecipato, non è tuttavia emerso unanime consenso rispetto all'ipotesi di fare riferimento per la determinazione dei costi operativi riconosciuti ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno 2010. In particolare, un operatore ha segnalato che far riferimento ad un unico anno, data l'esistenza di costi a carattere eccezionale o discontinuo potrebbe portare a squilibri tra costi e ricavi (positivi o negativi per le imprese), generando incertezza.
- 9.6 In effetti l'adozione di periodi di riferimento di estensione pluriennale potrebbe sterilizzare gli effetti derivanti da dati di costo anomali rispetto alla media e potrebbe mitigare anche gli

⁸ Il sistema *on-line* di raccolta dei conti annuali separati, relativamente all'esercizio 2010, è stato ufficialmente attivato lo scorso 28 aprile 2011.

effetti di comportamenti opportunistici tipici dei soggetti regolati noti anche come *cost padding*, volti a incrementare per quanto possibile i costi operativi nell'anno *test*, sia concentrando il sostenimento di alcuni costi nell'anno *test*, sia utilizzando i margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina civilistica e dai principi contabili nella capitalizzazione dei costi. Rispetto a questo secondo aspetto alcuni regolatori, in particolare *Ofgem*, per ridurre tali margini di discrezionalità, si sono orientati a considerare i cosiddetti *totex* (ossia la somma di costi operativi e spese di capitale), fissando poi delle percentuali *standard* di capitalizzazione.

- 9.7 Alla luce di tali considerazioni e fermo restando l'orientamento generale di adottare per quanto possibile criteri coerenti con quelli scelti in passato al fine di mantenere e rafforzare la stabilità regolatoria, l'Autorità è orientata comunque a prevedere anche per la fissazione dei livelli tariffari iniziali per il quarto periodo l'utilizzo dell'anno *t-2* (in questo caso l'anno 2010), quale anno di riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti. Ciò non esclude che l'Autorità non verifichi gli andamenti storici dei costi aziendali, approfondendo eventuali anomalie ed escludendo eventuali voci di carattere straordinario. Tale valutazioni richiederanno necessariamente specifici approfondimenti istruttori che verranno condotti con l'obiettivo primario di mitigare il rischio derivante dalle pratiche di *cost padding*.
- 9.8 A tale proposito, gli uffici dell'Autorità hanno già avviato verifiche mirate ad acquisire elementi di valutazione in relazione alle pratiche contabili adottate dalle imprese regolate, in particolare in materia di politiche di capitalizzazione.

Spunti per la consultazione

S1. Si condivide l'ipotesi di assumere come anno di riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti l'anno 2010, prevedendo solo in via eccezionale e limitata l'introduzione di meccanismi di valutazione del costo riconoscibile basati sul valore medio assunto da tale costo su periodi pluriennali, nei termini proposti al paragrafo 9.7? Motivare la risposta

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012

- 9.9 In sostanziale continuità con il terzo periodo di regolazione, il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2012 sarà pertanto determinato a partire dai seguenti elementi:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2010, determinato secondo le modalità precisate ai successivi paragrafi da 9.14 a 9.20;
 - b) valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel terzo periodo di regolatorio, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS1*);
 - c) maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti (*PS2*).
- 9.10 Le componenti di costo riconosciuto sopra individuate dovranno quindi essere corrette per tener conto dell'inflazione e, come più approfonditamente discusso e motivato in seguito (si vedano i paragrafi 10.1 e seguenti), di un fattore di riduzione (*X-factor*) determinato con l'obiettivo di consentire in graduale recupero (entro i tempi definiti dall'Autorità) delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nei precedenti periodi regolatori e non ancora trasferite agli utenti.
- 9.11 In termini formali la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2012 relativa ai costi operativi per l'attività di trasmissione e distribuzione, è determinata applicando la seguente formula:

$$COR_{12} = \left[COE_{10} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} \cdot PS2_{10} \right] \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{12} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012;
- COE_{10} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2010;
- $PS1_{06} = 0,5 \max(COR_{06} - COE_{06}; 0)$, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
- RPI_{07} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* nell'anno 2007, pari a 1,7%, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
- X_{NPR} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap*, che assume valore pari a 1,7% per l'anno 2008, 2,4% per l'anno 2009, 2,4% per l'anno 2010, 0,809% per l'anno 2011 e sarà fissato pari al 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 per l'anno 2012;
- $PS2_{10} = 0,5 \cdot \left[COR_{10} - \frac{6}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) - COE_{10} \right]$, è la

simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo regolatorio;

- COR_{10} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2010 a copertura dei costi operativi;
- $\frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}}$ è la variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011.

Considerato che per variazioni limitate delle variabili di scala (punti di prelievo serviti e volumi di energia elettrica distribuita) il livello dei costi non varia o varia in modo non significativo, considerato che nell'anno 2010 il livello dei volumi distribuiti è risultato ancora influenzato dalla crisi economica, mentre per l'anno 2011 i volumi sono attesi in lieve ripresa e considerato, infine, che in caso di contrazioni della domanda, c'è un'isteresi nella variazione dei costi per la produzione dei servizi elettrici, l'Autorità è orientata a fissare pari a 1 tale rapporto, quanto meno con riferimento all'energia elettrica distribuita.

- 9.12 La componente dei costi riconosciuti per l'anno 2012 relativa ai costi operativi per l'attività di misura è determinata applicando la formula precedente modificata per tener conto che le maggiori efficienza realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo regolatorio devono essere riassorbite in un arco temporale di 6 anni.

Spunti per la consultazione

- S2. Ai fini della definizione del parametro Q_{11} e dei corrispettivi unitari, tema che sarà trattato in un successivo documento di consultazione, l'Autorità sta valutando l'ipotesi di adottare un approccio differenziato tra trasmissione e distribuzione per quanto

riguarda i volumi attesi di energia elettrica trasportata in quanto la trasmissione sembra infatti risentire, negli ultimi anni, dell'aumento della produzione a livello di reti di media e bassa, mentre la distribuzione potrebbe a sua volta risentire del fenomeno dell'aumento dell'auto produzione fotovoltaica. Si condivide tale ipotesi? Motivare la risposta e fornire considerazioni sugli effetti attesi dell'impatto delle fonti rinnovabili connesse in media e bassa tensione.

9.13 La formula di cui al paragrafo 9.11 è applicabile nel caso in cui risulti, come nelle attese dell'Autorità, che:

$$COR_{10} - \frac{6}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) > COE_{10}$$

In caso contrario, anche in considerazione delle valutazioni già evidenziata circa il rischio di *cost padding*, l'Autorità è in linea di principio orientata a porre:

$$COR_{12} = (COE_{06} \cdot \frac{Q_{11}}{Q_{06}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06}) \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i)$$

In tal caso, comunque, l'Autorità avvierà specifiche verifiche e approfondimenti per analizzare le cause dell'incremento del costo effettivo rispetto al costo riconosciuto.

Costi operativi effettivi 2010

9.14 In coerenza con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2010 (COE_{10}), l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio. Non è pertanto previsto il riconoscimento delle voci di costo relative a:

- a) oneri finanziari;
- b) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- c) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- d) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- e) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- f) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- g) oneri straordinari;
- h) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

9.15 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse".

9.16 Sono escluse inoltre le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico e gli oneri relativi al fondo pensione elettrici, che sono oggetto di separato riconoscimento, come precisato nei successivi paragrafi da 9.21 a 9.24.

9.17 Rispetto a tale impostazione, nell'ambito dei *focus group*, è stata segnalata, in particolare da parte di Terna, la problematicità della gestione di costi operativi "sorgenti" ossia connessi a nuovi compiti affidati al gestore della rete di trasmissione nazionale, in primo luogo per

effetto dell'evoluzione normativa europea (in particolare sono stati segnalati costi sorgenti connessi alla partecipazione ad ENTSO-E, istituito dal Regolamento CE n. 714/2009 e per i costi connessi all'adeguamento ai nuovi requisiti di *transparency* previsti dalla *Future Information Platform*, in corso di definizione presso ENTSO-E).

- 9.18 In merito, le valutazioni preliminari condotte dagli uffici dell'Autorità, non sembrano evidenziare la necessità di prevedere trattamenti specifici per dette voci, per diverse ragioni. Innanzitutto il meccanismo del *price-cap*, come previsto dalla legge n. 481/95 e attuato dall'Autorità, già prevede la possibilità, in corso di periodo regolatorio, di apportare correttivi ai costi riconosciuti in tariffa a fronte di nuovi costi connessi ad obblighi normativi (si veda, a titolo di esempio, l'attuale formulazione del comma 18.1, lettera c), del TIT). In secondo luogo, l'entità dei "costi sorgenti" segnalati non appare ancora chiaramente determinabile e, in ogni caso, sembrerebbe dover assumere un'entità relativamente piccola. In ultimo, ma non meno importante, una quota di tali costi sarà con tutta probabilità destinata a capitalizzazione e, come tale, riconosciuta "automaticamente" dal sistema tariffario.
- 9.19 In termini più generali, l'Autorità ritiene che la previsione di trattamenti specifici e separati di singole voci di costo debba essere il più possibile limitata, come previsto dall'attuale regolazione. Il proliferare di tali meccanismi specifici potrebbe infatti portare a esiti non desiderabili sul piano regolatorio, a esclusivo vantaggio dei soggetti regolati che, ovviamente, sono portati a proporre l'enucleazione solo delle voci di costo che possono produrre effetti a loro favorevoli in termini di maggior riconoscimento.
- 9.20 Si segnala, inoltre, che alcune rettifiche ai costi e ricavi operativi desumibili dai conti annuali separati, potranno rendersi necessari per sterilizzare gli eventuali effetti, puramente contabili, derivanti dall'applicazione dell'interpretazione IFRIC 12 (omologato con Regolamento CE n. 254/2009). Tale principio contabile prevede che alcuni costi interni, tra i quali, ad esempio i costi relativi alla realizzazione di migliorie degli impianti, vengano iscritti sia tra le voci di costo che tra le voci di ricavo, incrementandone il valore.

- S3. Si ritiene che l'elenco delle voci di costo che l'Autorità intende escludere dal calcolo del costo riconosciuto sia esaustivo? Ci sono altre voci che vanno escluse?
- S4. La rettifica dei costi operativi in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi comporta l'estrazione di eventuali profitti oppure la copertura di eventuali perdite. In considerazione della marginalità di tali partite, l'Autorità in ogni caso ritiene che per ragioni di semplicità amministrativa tali effetti possano essere trascurati. Si condivide tale impostazione?
- S5. Si condivide l'approccio seguito per la determinazione dei costi operativi riconosciuti? Motivare la risposta.

Riconoscimento dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico assunti prima dell'1 luglio 1996

- 9.21 Nel corso del terzo periodo regolatorio l'Autorità ha introdotto un meccanismo di graduale assorbimento dell'onere derivante dallo "sconto energia" accordato per contratto ad alcuni dipendenti degli esercenti che svolgono attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica. Tale meccanismo, disciplinato dall'articolo 44 del TIT, è previsto esaurire i propri effetti nel 2019.
- 9.22 Coerentemente con le determinazioni del precedente periodo regolatorio, anche nel quarto periodo regolatorio tale onere, seguendo il percorso di riduzione imposto con deliberazione

n. 348/07, sarà posto in carico al conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, alimentato dalla componente UC3.

Riconoscimento degli oneri relativi al “fondo pensione elettrici”

- 9.23 Nel corso del terzo periodo di regolazione 2008-2011, l'Autorità ha confermato il riconoscimento degli effetti della soppressione del Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private (“fondo pensione elettrici”), disposto dall'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488 (di seguito: legge n. 488/99). In particolare, considerato che la medesima legge consentiva alle imprese di imputare tale onere in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019, l'Autorità ha ritenuto appropriato riconoscere ai fini regolatori tale onere in quote ventennali. Ciò è apparso coerente con l'esigenza di dare stabilità alle tariffe nel tempo.
- 9.24 Coerentemente con le determinazioni del terzo periodo di regolazione, pertanto, nei costi operativi riconosciuti determinati secondo quanto descritto in precedenza, nel quarto periodo regolatorio, sarà garantita la copertura delle quote annuali del cosiddetto “fondo pensione elettrici” di competenza.

Il trattamento dei contributi di connessione

- 9.25 In relazione alle esigenze di rendere il più possibile la tariffa aderente ai costi per i servizi regolati e di procedere nella convergenza dei criteri di regolazione del settore elettrico e del settore gas, nel terzo periodo regolatorio l'Autorità ha modificato, rispetto ai precedenti periodi di regolazione, il trattamento dei contributi per il servizio di connessione ai fini della determinazione dei costi operativi e del CIR.
- 9.26 Nella prassi regolatoria precedentemente adottata, i ricavi da contributi di connessione erano portati integralmente in rettifica del costo operativo effettivo. Questa prassi regolatoria, da un lato portava ad una riduzione del livello dei costi operativi da coprire tramite la tariffa di trasmissione e distribuzione applicata agli utenti della rete (con conseguente riduzione della stessa), dall'altro comportava un incremento della medesima tariffa, nella sua componente a copertura dei costi di capitale, per effetto dell'inclusione nel CIR del capitale investito per la realizzazione delle connessioni.
- 9.27 A partire dal terzo periodo di regolazione, invece, l'Autorità ha previsto che i contributi a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali) e i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici, vengano considerati quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito e, dunque, non siano più portati in rettifica del costo operativo.
- 9.28 La grave congiuntura economica degli ultimi anni ha comportato, nel corso del 2009, una imprevista e consistente contrazione dei contributi per il servizio di connessione; in presenza di contrazioni anomale di questi ultimi, gli ordinari meccanismi di aggiornamento non consentono di bilanciare tale effetto, con possibili riflessi negativi sulla capacità di investimento delle imprese distributrici.
- 9.29 Al fine di garantire la copertura dei costi l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 203/09, ha attivato un meccanismo facoltativo di perequazione, destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione diversi dai contributi a preventivo, dai contributi in quota fissa di cui alla Tabella 2 del TIC (contributi a copertura dei costi amministrativi) e dai contributi per altre prestazioni specifiche di cui alla Tabella 8 del TIC.

9.30 L'Autorità, ai fini della determinazione del costo riconosciuto per l'anno 2012, sta valutando l'ipotesi di trattare tutti i ricavi da contributi di connessione (ossia anche quelli a *forfait*) quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito, ad eccezione della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o amministrative, che continuerà ad essere scomputata dai costi operativi.

Obiettivi specifici da perseguire

9.31 Nella definizione dei criteri per il trattamento dei contributi di connessione, l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- a) garantire la coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti;
- b) favorire la stabilizzazione dei ricavi delle imprese;
- c) favorire la semplificazione amministrativa;
- d) favorire la stabilità tariffaria.

Ipotesi proposte per il trattamento dei contributi di connessione

9.32 L'Autorità ha individuato due ipotesi alternative:

- **Ipotesi A.1:** mantenere la regolazione vigente nel terzo periodo regolatorio, che prevede che i ricavi da contributi di connessione siano portati in deduzione dei costi operativi con il meccanismo facoltativo di perequazione destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione (in ogni caso tale opzione dovrebbe essere esercitata nei primi mesi del 2012 e valere per tutto il periodo regolatorio).
- **Ipotesi A.2:** prevedere, che i contributi da connessione inclusi quelli a *forfait* siano trattati quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito, ad eccezione della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o delle spese amministrative, che continuerà ad essere scomputata dai costi operativi.

Ipotesi A.1

9.33 La prima ipotesi non consente la coerenza tra la natura dei costi e dei ricavi sottostanti, tuttavia garantisce la stabilità tariffaria, nel rispetto della stabilità dei ricavi.

Ipotesi A.2

9.34 L'adozione della seconda ipotesi consente il conseguimento dei seguenti obiettivi specifici:

- a) garantire la coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti;
- b) perseguire la stabilizzazione dei ricavi delle imprese;
- c) favorire la semplificazione amministrativa.

9.35 Tale modifica del quadro regolatorio determinerebbe un incremento dei costi operativi da coprire tramite tariffa, solo parzialmente compensato da una riduzione del capitale investito riconosciuto e conseguentemente della remunerazione riconosciuta in tariffa (intesa come remunerazione del capitale e ammortamento).

9.36 Sulla base dei valori di riferimento utilizzati per l'anno 2008, desumibili dalla relazione AIR alla deliberazione n. 348/07 (si veda in particolare l'Appendice 2), con riferimento al servizio di distribuzione (il maggiormente impattato da tale previsione), la modifica delineata al precedente paragrafo 9.35, comporterebbe una maggior costo operativo da

coprire tramite tariffa stimabile in oltre 450 milioni di euro (nell'ipotesi di considerare a copertura delle spese generali il 20% del ricavo atteso da contributi di connessione a forfait, ricavo stimato per il 2008 pari a circa 570 milioni di euro), pari a circa il 10% del costo riconosciuto totale del servizio di distribuzione.

- 9.37 Tale effetto sarebbe solo parzialmente compensato da una riduzione del costo riconosciuto a copertura della remunerazione del capitale investito, stimabile in poco più di 30 milioni di euro (utilizzando il tasso di remunerazione del servizio di distribuzione in vigore nel terzo periodo regolatorio, pari al 7%).
- 9.38 In sintesi, l'adozione della seconda ipotesi determinerebbe un incremento immediato della tariffa applicata ai clienti finali, compensato nel medio termine da un deprezzamento più veloce del capitale investito riconosciuto.

Valutazione delle ipotesi relative al trattamento dei contributi di connessione

- 9.39 La Tabella 3 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 3- Valutazione AIR per il trattamento dei contributi di connessione

Obiettivi specifici	Ipotesi A.1	Ipotesi A.2
a) coerenza tra costi e ricavi ammessi	Basso	Alto
b) favorire la stabilizzazione dei ricavi	Alto	Alto
c) garantire la semplicità amministrativa	Basso	Alto
d) favorire la stabilità tariffaria	Alto	Basso

S6. In relazione alle due ipotesi sopra descritte, quale soluzione si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

10 Determinazione dell'*X-factor*

- 10.1 A partire dal secondo periodo di regolazione, ai fini della fissazione delle tariffe per il periodo di regolazione successivo, l'Autorità ha operato *“una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti”*, come previsto dalla legge n. 290/03. In continuità con quanto previsto da tale indicazione legislativa, nel terzo periodo regolatorio l'Autorità ha provveduto ad aggiornare annualmente le tariffe e i parametri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicando il meccanismo del *price-cap* esclusivamente alla quota parte destinata a remunerare i costi operativi.
- 10.2 Dalla discussione svolta nell'ambito dei *focus group* e dai contributi scritti forniti dai soggetti che vi hanno partecipato è stata evidenziata da parte di un operatore l'inadeguatezza dell'attuale meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura dei costi

operativi, sottolineando l'impossibilità di incrementare l'efficienza operativa all'infinito (c.d. crisi dell'*X-factor*).

- 10.3 L'Autorità non condivide tale valutazione sull'adeguatezza dell'attuale meccanismo di aggiornamento dei costi operativi, peraltro fondato su disposizioni di legge. In primo luogo si deve osservare che l'adozione del meccanismo del *price cap*, basato su un coefficiente annuale di aggiornamento delle tariffe fissato in funzione del tasso di inflazione, del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti e di un 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, non implica necessariamente la fissazione di obiettivi di ulteriori recuperi di produttività rispetto ai livelli già raggiunti.
- 10.4 In secondo luogo deve essere qui ribadito che, a partire dal terzo periodo di regolazione, l'obiettivo di recupero di produttività futuro dei costi operativi presi a base per il periodo regolatorio è stato posto dall'Autorità pari a zero, come già segnalato al paragrafo 5.4.
- 10.5 Pertanto l'Autorità non intende abbandonare lo schema di aggiornamento delle quote parte dei corrispettivi a copertura dei costi operativi basato sul *price cap* che, peraltro, è imposto da disposizioni di legge che paiono ancora adeguate rispetto alle esigenze di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas. Intende invece perseguire la continuità regolatoria assegnando alle imprese ulteriori obiettivi in termini di recupero di produttività (*X-factor*) con il mero obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel secondo e nel terzo periodo regolatorio, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di ripartizione *ex post* previsto dall'attuale regolazione.

Criteri per la fissazione dell'X factor

- 10.6 Il livello di *X-factor* per il periodo di regolazione 2008-2011 era stato fissato con l'obiettivo di completare il trasferimento ai consumatori dei recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese nel secondo periodo regolatorio (eccedenti l'obiettivo fissato dall'Autorità) e a queste lasciati nella misura del 50% in ragione del meccanismo di ripartizione descritto nel paragrafo 17.3 e seguenti della relazione AIR 348/07.
- 10.7 Per la trasmissione e la distribuzione, l'arco temporale nel quale completare il trasferimento dei citati recuperi di efficienza, era stato fissato in 8 anni. Per la misura, invece, era stato fissato un orizzonte temporale di 6 anni in considerazione sia dei forti recuperi di efficienza realizzabili con l'installazione di massa alle utenze in bassa tensione del contatore elettronico, sia del riconoscimento a favore delle imprese dei costi a copertura dell'ammortamento dei misuratori dismessi. Ciò significa che la piena redistribuzione ai clienti finali dei benefici conseguiti nel II periodo regolatorio è prevista nell'anno 2016 per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e nell'anno 2014 per il servizio di misura.
- 10.8 Questa distinzione implica che per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica possa essere fissato un livello dell'*X-factor* costante per tutto il quarto periodo di regolazione, mentre per il servizio di misura siano fissati due distinti livelli di *X-factor* che troveranno applicazione rispettivamente nel triennio 2012-2014 e nell'anno 2015.
- 10.9 Per quanto riguarda invece la quota parte dei recuperi di produttività conseguiti nel III periodo regolatorio lasciata in capo alle imprese, l'Autorità intende prevedere che entro il 2020 tale quota sia ridistribuita ai clienti finali, uniformando per tutti i servizi la durata del periodo di tempo durante il quale vengono lasciati in capo alle imprese i benefici derivanti dai recuperi di produttività pregressi.

10.10 Per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica l'*X-factor* pertanto sarà calcolato secondo la seguente formula, che prevede, con un intervento di linearizzazione, la fissazione di un fattore di recupero costante, pur conto dell'effetto atteso dell'inflazione:

$$X_{QPR} = a * \left[1 - \sqrt[3]{\left(1 - 3 * \frac{RID}{COR_{12}}\right)} \right]$$

dove:

- $a = 1 + rpi$, essendo rpi il tasso annuo d'inflazione atteso per il quarto periodo regolatorio, come assunto per la determinazione del WACC (vedi par. 12.44 e successivi);
- $RID = \frac{1}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{1}{9} PS2_{10} \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$.

10.11 Coerentemente con quanto sopra illustrato, per il servizio di misura l'*X-factor* per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2013 e 2014 sarà calcolato secondo la seguente formula:

$$X^{13-14} = a \left[1 - \sqrt{\left(1 - 2 \frac{RID_{12-13}^{MIS}}{COR_{12}^{MIS}}\right)} \right]$$

dove:

- $RID_{12-13}^{MIS} = \frac{1}{7} \cdot PS1 \cdot (1 + RPI_{07} - X_{npr}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{1}{7} \cdot PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$
- COR_{12}^{MIS} è il costo riconosciuto per l'anno 2012 per il servizio di misura, determinato in modo analogo, *mutatis mutandis*, a quanto previsto per il servizio di distribuzione.

10.12 Per il servizio di misura l'*X-factor* da impiegare nell'aggiornamento tariffario per l'anno 2015 sarà calcolato secondo la seguente formula:

$$X^{15} = a \frac{RID_{14}^{MIS}}{COR_{14}^{MIS}}$$

dove:

- $RID_{14}^{MIS} = \frac{1}{7} \cdot PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{14} (1 + RPI_i)$;
- $COR_{14}^{MIS} = COR_{12}^{MIS} \cdot (1 + rpi - X^{13-14})^2$.

- S7. Si condivide il processo di determinazione dell'*X-factor* sopra descritto? Motivare la risposta.
- S8. Si concorda con la previsione di fissare il livello di recupero di produttività (*X-factor*) per tutti i servizi in modo da riassorbire gradualmente le maggiori efficienze riconosciute alle imprese in relazione al terzo periodo regolatorio entro il 2019 ? Se no, per quali motivi?

11 Criteri generali per la determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

Il capitale investito riconosciuto nel terzo periodo di regolazione

- 11.1 Alla determinazione del valore del CIR per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo 2008-2012, come già ricordato, hanno concorso le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni in corso;
 - c) capitale circolante netto;
 - d) poste rettificative: immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici"; fondo trattamento fine rapporto, al netto degli oneri finanziari concernenti la rivalutazione del medesimo.
- 11.2 Il valore del CIR relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione è stato calcolato replicando le operazioni di aggiornamento annuale del CIR già effettuate annualmente nel corso del periodo regolatorio 2004-2007, prevedendo, in sostanza, la rettifica del valore del CIR utilizzato per l'anno 2007, in funzione:
- della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito al periodo II trimestre 2006 – I trimestre 2007, pari al 2,9%;
 - degli investimenti netti realizzati nel 2006, calcolati tenendo conto degli ammortamenti riconosciuti in tariffa, dei disinvestimenti e della variazione delle immobilizzazioni in corso.
- 11.3 Il valore *del capitale circolante netto* è stato determinato in via convenzionale con riferimento alle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per tali attività il capitale circolante netto è stato fissato pari all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.

Determinazione del capitale investito riconosciuto nel quarto periodo regolatorio

- 11.4 In sede di fissazione del valore del CIR per il quarto periodo di regolazione 2012-2015 l'Autorità, intende, in via generale, confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato.
- 11.5 Tuttavia, come anticipato al paragrafo 8.7, l'Autorità intende altresì determinare il capitale investito adottando una metodologia mista: semplificata/parametrica per la parte di capitale investito relativo ai cespiti stratificati fino ad un anno stabilito (in prima ipotesi si propone l'anno 2003 per la trasmissione e l'anno 2007 per la distribuzione) e puntuale, basata sugli investimenti effettivi dichiarati all'Autorità da ciascuna impresa, per i cespiti realizzati ed entrati in esercizio negli anni successivi, individuando un capitale investito "per impresa" nella distribuzione.
- 11.6 Per quanto riguarda l'attività di misura l'Autorità intende procedere al riconoscimento di un capitale investito netto e ad ammortamenti differenziati per impresa limitatamente alla misura BT, calcolati in funzione del parco teorico di misuratori, coerente con gli obblighi di installazione previsti dalla deliberazione n. 292/06, e determinato in funzione degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione specifici di ciascuna impresa distributrice. Per la misura in AT e MT, l'Autorità è orientata a dare continuità ai criteri adottati nel terzo periodo di regolazione.
- 11.7 Per quanto riguarda, infine, il valore *del capitale circolante netto*, analogamente a quanto fatto nel terzo periodo di regolazione, con riferimento alle attività di trasmissione,

distribuzione e misura dell'energia elettrica, verrà fissato pari all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.

- 11.8 Gli aspetti specifici relativi alla determinazione e all'aggiornamento del capitale investito del servizio di trasmissione distribuzione e misura sono sviluppati nella parte III, IV e V del presente documento.

12 Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 12.1 La fissazione di una congrua remunerazione del CIR è un passaggio fondamentale nella determinazione del costo riconosciuto, rappresentando una variabile essenziale rispetto alle scelte future di investimento da parte delle imprese regolate.
- 12.2 Un livello inadeguato di remunerazione, in effetti, finirebbe per scoraggiare l'investimento in infrastrutture da parte dell'impresa regolata. D'altra parte, una remunerazione al di sopra di quella congrua, offrirebbe margini di rendimento eccessivi alle imprese senza, peraltro, dare alcuna garanzia di un parallelo aumento degli investimenti stessi.
- 12.3 Peraltro, le scelte di investimento da parte delle imprese regolate tendono ad essere particolarmente sensibili non solo al livello di remunerazione ma anche alla stabilità e trasparenza della regolazione, ivi inclusa la valutazione del rischio di mancato riconoscimento di parte degli investimenti realizzati.
- 12.4 Sotto questo punto di vista, la regolazione tariffaria nel nostro Paese ha garantito agli operatori stabilità di metodologia e certezza di riconoscimento degli investimenti effettivamente realizzati ove attinenti alle attività regolate.
- 12.5 In tale prospettiva, l'Autorità intende dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi per la definizione del livello di remunerazione congruo del CIR, pur nell'ipotesi di anticipazione dei tempi di remunerazione del capitale investito di cui al precedente paragrafo 8.16, assicurando così alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, della propria attività.
- 12.6 Il tasso di rendimento del CIR verrà quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il corrente periodo di regolazione.

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1+rpi} - 1$$

dove:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- Kd è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;

- *rpi* è il tasso di inflazione.

12.7 I parametri rilevanti per la fissazione del tasso di rendimento del CIR sono in parte indipendenti dall'attività oggetto di remunerazione e in parte strettamente collegati alle caratteristiche dell'attività stessa.

Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)

- 12.8 Con riferimento al rapporto tra capitale di debito e capitale proprio, l'Autorità nel corrente periodo di regolazione del settore elettrico ha utilizzato un riferimento comune per le attività di trasmissione, distribuzione e misura. Tale riferimento teneva conto di una valutazione complessiva che teneva conto, da un lato dell'evoluzione attesa del rapporto D/E dei principali operatori italiani (con E valutata sia in funzione dei dati di bilancio, sia secondo la logica dell'*Equity RAB*), dall'altro, delle politiche di indebitamento di alcuni dei principali operatori di infrastrutture di rete europei⁹.
- 12.9 Per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende dare continuità alla logica sopra richiamata di fissazione del rapporto D/E, fermo restando che nell'analisi dei livelli di indebitamento delle imprese e, in particolare, di quelle di distribuzione appartenenti ad un gruppo societario, la struttura finanziaria deve essere letta tenendo conto dell'effetto "*holding*", ossia degli effetti derivanti dalla gestione centralizzata dell'indebitamento.
- 12.10 Ciò premesso e considerata la sostanziale stabilità del rapporto D/E per i principali operatori italiani (sia con riferimento al bilancio, sia in un logica *equity RAB*), l'Autorità ritiene di dover confermare per il quarto periodo di regolazione un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio pari a 0,8 per l'attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 12.11 Una revisione al rialzo del rapporto D/E che miri a trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito, infatti, potrebbe incrementare il livello di rischio delle aziende con un conseguente incremento del costo del debito nel medio termine che finirebbe per penalizzare i clienti finali stessi. Peraltro l'Autorità intende prestare crescente attenzione all'andamento del livello di indebitamento degli operatori onde disincentivare comportamenti speculativi che possano mettere a rischio la stabilità finanziaria degli stessi. In tale prospettiva, al fine di favorire la stabilità finanziaria del settore, l'Autorità è orientata a introdurre limitazioni delle eventuali sovra-remunerazioni del capitale relativo a nuovi investimenti finanziati con ricorso al capitale di debito che comporti il superamento di determinate soglie del rapporto D/E e, conseguentemente, a monitorare su base annuale il livello di indebitamento degli esercenti, anche per mezzo di periodiche raccolte dati, ispezioni e *audit*.

S9. Quali livelli del rapporto D/E si ritengono critici per l'equilibrio economico-finanziario di un'impresa che svolga attività nel campo dei servizi energetici regolati?

Rendimento del capitale di rischio: il CAPM

12.12 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il "*Capital Asset Pricing Model*" (*CAPM*), dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a sua volta dipendente dalla rischio sistematica dell'impresa/attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da β . Questo modello, già utilizzato nei primi due periodi di regolazione per il

⁹ Cfr par. 17.35 della Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07.

settore elettrico e nella regolazione gas, implica che il rendimento atteso di un titolo è linearmente correlato con il proprio β .

12.13 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario (Ke) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:

- il tasso di rendimento sulle attività prive di rischio (Risk Free Return, r_f),
- il premio per il rischio di mercato (Equity Risk Premium, ERP),
- il valore di β che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività in esame e cioè la variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario:

$$Ke = r_f + ERP * \beta$$

Rendimento delle attività prive di rischio (r_f),

12.14 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, l'Autorità intende confermare il riferimento utilizzato per il terzo periodo di regolazione, ossia la media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

12.15 Ai fini della fissazione del valore definitivo l'Autorità utilizzerà i dati più aggiornati disponibili che, tenuto conto delle tempistiche attese del presente procedimento, dovrebbero presumibilmente portare ad utilizzare la media del periodo dicembre 2010 – novembre 2011.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

12.16 Il premio al rischio azionario (ERP) può essere definito come il rendimento addizionale rispetto a quello offerto da uno strumento finanziario privo di rischio che un investitore richiede per investire nel “portafoglio di mercato”.

12.17 La valutazione di tale rendimento richiede l'esplicitazione di attese riguardo ai rendimenti stessi: il premio al rischio è dunque una richiesta *ex ante* dell'investitore, che risulta dalla differenza tra un rendimento atteso di mercato e un rendimento atteso del titolo privo di rischio.

12.18 Il calcolo del premio per il rischio di mercato può essere effettuato sulla base del confronto tra l'andamento storico del rendimento del titolo privo di rischio e delle quotazioni delle azioni tenendo anche conto dei dividendi pagati (indice *total return*) ipotizzando che il differenziale medio assunto in passato dal premio al rischio sia un buon indice delle attese nel suo livello futuro. Il calcolo può essere effettuato utilizzando la media aritmetica o la media geometrica delle differenze tra i rendimenti.

12.19 Dal punto di vista dell'investitore il valore più attendibile è la media geometrica che riflette l'evoluzione del valore degli investimenti nel medio-lungo termine più della variazione relativa annua di tali valori.

12.20 Data la volatilità della borsa, il valore del premio per il rischio di mercato varia a seconda del momento dal quale si fa partire l'analisi e, in particolare, a seconda che tale momento si situi in corrispondenza di un picco o di una depressione delle quotazioni.

12.21 Al fine di ridurre l'effetto delle oscillazioni, è necessario considerare un periodo sufficientemente lungo cercando di evitare gli eventi più traumatici quali guerre o la grande depressione degli anni '30.

- 12.22 In merito al calcolo dell'ERP, si rimanda alle considerazioni riportate nel documento per la consultazione n. 34/07.
- 12.23 Alla luce delle considerazioni ivi esposte e in un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas, l'Autorità ritiene opportuno confermare un valore di ERP pari al 4%.

Rischio sistematico (β)

- 12.24 Il coefficiente β , che esprime il rischio sistematico dell'attività, nel terzo periodo di regolazione è stato determinato come punto di equilibrio tra i livelli riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e le caratteristiche del mercato italiano dell'energia elettrica.
- 12.25 I coefficienti adottati sono risultati leggermente differenziati tra trasmissione e distribuzione, con un $\beta levered$ ¹⁰ fissato pari a 0,575 per la trasmissione e a 0,60 per la distribuzione. Più elevato, invece, il riferimento scelto per le attività commerciali e la misura ($\beta levered$ pari a 0,67).
- 12.26 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ritiene non si siano realizzati nel settore cambiamenti tali da comportare una revisione sostanziale del rischio sistematico dell'attività di trasmissione nonostante l'introduzione di meccanismi di garanzia dei ricavi realizzata nel corso del terzo periodo di regolazione con la deliberazione ARG/elt 188/08, il riconoscimento della maggiore remunerazione sui lavori in corso, previsto dalla deliberazione del 18 giugno 2010 ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 87/10) e un eventuale riconoscimento anticipato degli investimenti risultanti dalla semestrale (si veda al riguardo il paragrafo 8.16) riducano il rischio connesso all'attività stessa.
- 12.27 Tali considerazioni sembrano trovare conferma anche nelle stime relative al valore del $\beta levered$ della società Terna (riportate nella Tabella 4 e nella Tabella 5) effettuate su dati con frequenza mensile e giornaliera di fonte Reuters considerando un intervallo temporale della stessa durata del periodo regolatorio ossia pari a quattro anni.

¹⁰ Il $\beta levered$ è l'indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

Tabella 4 - Stime giornaliere dei parametri Beta relativi ai principali operatori della trasmissione elettrica

Settore/Operatore	Beta		Beta		D/D+E	ROE
	Beta ⁽¹⁾	Adjusted ⁽¹⁾	Beta ⁽¹⁾	Adjusted ⁽¹⁾		
	Levered		Unlevered			
Terna (Terzo periodo)⁽⁶⁾	0,575				56,01 ⁽²⁾	16,27 ⁽²⁾
Terna (stime attuali)	0,311	0,54	0,159	0,276	56,9 ⁽³⁾	30,82 ⁽³⁾
National Grid⁽⁴⁾	0,499	0,666	0,103	0,137	84,18	33,01
Red Electrica de Espana⁽⁵⁾	0,513	0,676	0,208	0,273	67,00	22,96

Fonte: Reuters (2011);

(1) Il periodo rilevante per il calcolo del beta va dal 12/03/07 al 11/03/11.

(2) Valore riferito ai dati di bilancio dell'anno 2005.

(3) Valore riferito al bilancio 2009 (Il ROE del 2010 è pari al 17%; il D/D+E del medesimo anno è pari al 62,4%).

(4) Detiene la proprietà e la gestione della rete elettrica nazionale e della rete di trasporto del gas naturale. La società è inoltre proprietaria di servizi di stoccaggio e fornisce infrastrutture all'industria di telefonia mobile.

(5) Gestore della rete elettrica nazionale spagnola; opera anche nel settore delle fibre ottiche.

(6) Beta riconosciuto nel terzo periodo.

Tabella 5 - Stime mensili dei parametri Beta relativi ai principali operatori della trasmissione elettrica

Settore/Operatore	Beta		Beta	
	Beta ⁽¹⁾	Adjusted ⁽¹⁾	Beta ⁽¹⁾	Adjusted ⁽¹⁾
	Levered		Unlevered	
Terna	0,314	0,543	0,160	0,277
National Grid⁽³⁾	0,326	0,55	0,067	0,113
Red Electrica de Espana⁽⁴⁾	0,579	0,72	0,234	0,291

Fonte: Reuters (2011).

(1) Il periodo rilevante per il calcolo del beta va dal 12/03/07 al 11/03/11.

(2) Valore riferito all'anno 2005.

(3) Detiene la proprietà e la gestione della rete elettrica nazionale e della rete di trasporto del gas naturale. La società è inoltre proprietaria di servizi di stoccaggio e fornisce infrastrutture all'industria di telefonia mobile.

(4) Gestore della rete elettrica nazionale spagnola; opera anche nel settore delle fibre ottiche.

12.28 Le analisi effettuate con riferimento al periodo compreso tra il 12 marzo 2007 e il 11 marzo 2011 evidenziano un livello del β levered molto basso compreso in un intervallo che va da 0,311 a 0,543 nel caso in cui si consideri il β adjusted¹¹. La riduzione significativa del parametro sembra tuttavia riconducibile all'eccezionale variabilità e instabilità economica del periodo oggetto di analisi. Ulteriori analisi di sensitività condotte su un periodo di riferimento (compreso tra i due o quattro anni) che esclude dall'analisi il periodo successivo

¹¹ La procedura di aggiustamento Bayesiano del parametro Beta consente di correggere gli errori di stima.

al 2008, sterilizzando gli effetti della crisi economica, evidenzia un valore del β levered inferiore a quello riconosciuto nel terzo periodo regolatorio.

- 12.29 L'Autorità, alla luce dell'analisi di sensitività effettuata, ritiene opportuno fissare il parametro β sterilizzando gli effetti di variabilità strettamente connessi alla crisi economica. Tale scelta è peraltro coerente con l'ipotesi di invarianza del premio al rischio di mercato che per sua natura risulta stabile nel lungo periodo (cfr. par. 12.16 e successivi). Pertanto nonostante vi siano dei margini di riduzione del parametro β dovuti anche ai meccanismi di garanzia dei ricavi recentemente introdotti nell'attività di trasmissione, l'Autorità in un'ottica di continuità e stabilità regolatoria, in prima analisi ritiene di poter confermare il valore del coefficiente β levered, pari a 0,575, riconosciuto lo scorso periodo regolatorio.
- 12.30 Il valore individuato risulta in linea con le stime relative ai β di società comparabili (si vedano la Tabella 1 e 2), anche se appare opportuno fin da ora sottolineare come il β delle società che svolgono più attività¹² costituisca una approssimazione del β delle infrastrutture alle quali verrà poi applicato nella definizione del costo del capitale. Tale approssimazione, data la diversificazione di investimento realizzata in altri settori e/o paesi con maggiore rischiosità, dalle società a cui le stime del β sono riferite, potrebbe portare alla fissazione di un costo del capitale superiore a quello che affronterebbe un soggetto che avesse esclusivamente la proprietà e la gestione delle reti di trasmissione o di distribuzione sul territorio italiano.
- 12.31 Per quanto riguarda la fissazione del coefficiente β relativo all'attività di distribuzione misura, l'Autorità, non disponendo di dati relativi a società quotate che svolgono esclusivamente tali attività, in un'ottica di continuità e stabilità regolatoria è orientata a fissare i valori del parametro a partire dal coefficiente riconosciuto all'attività di trasmissione incrementato dello *spread* riconosciuto nel precedente periodo regolatorio 2008 2011 in funzione dalla maggiore rischiosità delle attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica imputabile ai maggiori rischi di insolvenza delle controparti commerciali. Tale valore, confermando quanto riconosciuto nel precedente periodo regolatorio è dunque pari a 0,6 per l'attività di distribuzione, e 0,67 per l'attività di misura.

Costo del debito (Kd),

- 12.32 Per la valorizzazione del costo dell'indebitamento (Kd), a partire dal secondo periodo di regolazione del settore elettrico, l'Autorità ha utilizzato come criterio l'adozione di uno *spread* rispetto al tasso rilevato per le attività prive di rischio.
- 12.33 L'Autorità, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate nell'ultimo triennio, riconoscendo che le società attive in un settore regolato sono esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescono ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti, per il quarto periodo di regolazione ritiene opportuno confermare lo *spread* riconosciuto sul costo del debito nel precedente periodo regolatorio pari a 45 punti base.
- 12.34 Peraltro il costo effettivo del debito, anche in considerazione dell'accesso a finanziamenti a tasso agevolato, come si può peraltro desumere ad esempio dall'analisi dei bilanci del principale operatore della distribuzione e della trasmissione, risulta notevolmente inferiore ai livelli riconosciuti in tariffa. Inoltre, sulla base dell'andamento dell'economia, non si evidenziano elementi che possano giustificare un sostanziale incremento del costo medio del debito nel corso del prossimo periodo di regolazione.

¹² Nel caso specifico si tratta di imprese che oltre a fornire il servizio di trasmissione elettrica, operano anche nel settore della telefonia, dei servizi di stoccaggio e delle fibre ottiche.

Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)

- 12.35 La legge 24 dicembre 2007, n. 244, avente ad oggetto “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (di seguito: legge finanziaria 2008)¹³ ha modificato le aliquote d’imposta per i redditi delle società (Ires) e per le attività produttive (Irap).
- 12.36 In particolare, la legge finanziaria 2008 ha introdotto norme in materia di indeducibilità degli interessi passivi oltre una certa soglia, definita in funzione del risultato operativo. Queste modifiche, che impattano sia sul livello dell’aliquota fiscale assunta ai fini regolatori per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (tc), sia sull’aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d’esercizio (T), tra l’altro riducono la convenienza delle imprese a ricorrere all’indebitamento oltre certi limiti. Questo aspetto intercetta anche una preoccupazione dell’Autorità, cioè quella di vigilare sull’equilibrio economico finanziario e sulla solidità patrimoniale delle imprese che svolgono servizi regolati.
- 12.37 L’Autorità alla luce delle modifiche normative di cui al paragrafo precedente in fase di determinazione della remunerazione del capitale investito nei settori del trasporto e dello stoccaggio gas ha ridotto l’aliquota teorica di incidenza delle imposte precedentemente riconosciuta portandola al 34%.
- 12.38 Alcuni operatori, nell’ambito dei *focus group*, hanno segnalato all’Autorità criticità in merito a tale aliquota in quanto inadeguata a garantire la copertura delle imposte effettivamente pagate dalle società. Inoltre i principali operatori della trasmissione e della distribuzione, chiedono che la revisione dell’aliquota fiscale consenta di riconoscere alle imprese il delta imposte che deriva dalla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli regolatori. Questi ultimi sono infatti superiori a quelli civilistici a causa della rivalutazione del capitale investito con il deflatore degli investimenti fissi lordi. Tale differenza genera, dunque, una base imponibile superiore a quella regolatoria con un conseguente aumento proporzionale delle imposte.
- 12.39 Da un’analisi dei dati di bilancio delle principali imprese regolate emergono incidenze medie effettive della tassazione sul reddito che si collocano intorno al 35%. Tuttavia, va considerato che i livelli di incidenza effettiva delle imposte desumibili dai bilanci di esercizio sono riconducibili a politiche fiscali che variano da impresa a impresa o, ad esempio, da decisioni di natura finanziaria che potrebbero aver determinato un livello di indebitamento superiore a quello ottimale e quindi una maggiore incidenza degli oneri finanziari.
- 12.40 Per di più, si osserva che le valutazioni e le metodologie adottate dall’Autorità nella determinazioni tariffarie relative al capitale investito, alla sua remunerazione e agli ammortamenti differiscono da quelle utilizzate nelle tecniche di valutazione aziendale e o di predisposizione del bilancio civilistico. L’obiettivo del regolatore, in coerenza con quanto disposto dalla legge istitutiva, è quello di garantire, attraverso la tariffa, una adeguata redditività del capitale investito; pertanto, le determinazioni circa le menzionate grandezze non possono che basarsi su principi generali di teoria economica, indipendenti dalle scelte effettuate dalle imprese nel proprio bilancio di esercizio o da aspetti di carattere puramente finanziario. Per tale ragione nella determinazione del capitale investito si è sempre utilizzata un’aliquota teorica d’imposta indipendente da quella effettiva d’impresa; il riconoscimento dell’aliquota effettiva di imposta desumibile dal bilancio delle imprese o, a maggior ragione, di quella che riflette le imposte effettivamente pagate in un esercizio, come richiesto da alcuni operatori, comporterebbe una deroga ai suddetti principi alla base delle determinazioni tariffarie dell’Autorità, risultando peraltro incoerente con tutti gli altri

¹³ Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 28 dicembre 2007, n. 300, Supplemento ordinario n. 285.

parametri regolatori utilizzati quali, ad esempio, il capitale investito e l'ammortamento che, come riconosciuto dagli stessi operatori, sono superiori a quelli rilevanti a fini civilistici.

- 12.41 L'Autorità, in relazione alle considerazioni sopra esposte e per evitare discontinuità con il metodo utilizzato in ultimo per la regolazione tariffaria di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, è pertanto orientata ad utilizzare un'aliquota teorica (T) di incidenza delle imposte basata sulle aliquote di Ires e IRAP.
- 12.42 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (tc), l'Autorità propone l'adozione di un'aliquota pari all'Ires, in analogia con quanto adottato per la tariffa di trasporto e stoccaggio gas, rigassificazione del Gnl e per la tariffa di distribuzione del gas.
- 12.43 Per la determinazione dell'aliquota teorica T e dell'aliquota dello scudo fiscale, l'Autorità terrà pertanto conto della normativa fiscale applicabile a partire dall'1 gennaio 2012 (Ires e IRAP), secondo le norme in vigore al momento dell'adozione del provvedimento finale.

Tasso d'inflazione (rpi)

- 12.44 L'Autorità, in continuità con i precedenti periodi regolatori, per la fissazione del livello del tasso di inflazione per il quarto periodo di regolazione si baserà sulle indicazioni contenute nel Documento di Economia e Finanza, e terrà conto delle stime di breve-medio periodo pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali, anche al fine di riflettere l'impatto dell'attuale congiuntura economica sull'andamento del tasso di inflazione.

S10. Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?

PARTE III

Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di trasmissione

13 Determinazione del capitale investito riconosciuto del servizio di trasmissione

13.1 Il capitale investito per il servizio di trasmissione al 31 dicembre 2010 (CIR_{12}^{TRA}) da utilizzare ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il quarto periodo regolatorio risulta composto da:

- I. immobilizzazioni nette relative a:
 - A. investimenti realizzati precedentemente all'anno 2004, vale a dire fino al 31 dicembre 2003 ($IMN_{12}^{TRA(2003),10}$);
 - B. investimenti realizzati successivamente all'anno 2004 ($IMN_{12}^{TRA(2004-2010),10}$);
- II. immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 ($LIC_{12}^{TRA,10}$);
- III. capitale circolante netto al 31 dicembre 2010 ($CIRC_{12}^{TRA,10}$);
- IV. poste rettificative al 31 dicembre 2010 ($PR_{12}^{TRA,10}$).

I.A. Immobilizzazioni nette relative agli investimenti realizzati precedentemente all'anno 2004 ($IMN_{12}^{TRA(2003),10}$)

13.2 Il valore delle immobilizzazioni nette relativo agli investimenti realizzati precedentemente all'anno 2004 (di seguito: investimenti ante 2004), da assumere ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il quarto periodo regolatorio, include i seguenti investimenti:

- gli investimenti relativi alle infrastrutture considerate ai fini del calcolo del corrispettivo di trasmissione *CTR* nel terzo periodo di regolazione (di seguito: investimenti impliciti ante 2004);
- gli investimenti relativi alle linee in AT di Enel Distribuzione cedute alla società Terna tramite il veicolo societario ELAT (di seguito: investimenti ELAT ante 2004).

13.3 Ai fini del calcolo del valore delle immobilizzazioni nette relativo agli investimenti di trasmissione ante 2004 da assumere ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il quarto periodo regolatorio si applica un processo a tre stadi:

- a) determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti impliciti ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008, riconosciuti nei ricavi ammessi per il servizio di trasmissione nell'anno 2010;
- b) determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ELAT ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008;
- c) aggiornamento al 31 dicembre 2010, del valore, a prezzi correnti 2012, degli investimenti ante 2004 esistenti al 31 dicembre 2008 (pari alla somma dei due termini precedenti) al fine di tenere conto delle dismissioni e degli ammortamenti.

I.A.a Determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti impliciti ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008, riconosciuti nei ricavi ammessi per il servizio di trasmissione nell'anno 2010

13.4 Il valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti impliciti ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008, riconosciuti nei ricavi ammessi per il servizio di trasmissione nell'anno 2010, viene ricostruito a partire dalla quota parte dei ricavi tariffari, relativi all'anno 2010, riconosciuti a remunerazione del capitale investito, al netto del capitale investito relativo alle infrastrutture di rete di trasmissione riferite al periodo 2004-2008 determinato con il metodo del costo storico rivalutato, applicando la seguente formula:

$$IMN_{10}^{CTR(2003),08} = \frac{CIR_{10}^{implicito}^{tar} - IMN_{10}^{CTR(2004-2008),08}}{(1 + k_{10}^{CIRC} - k_{10}^{PR})}$$

dove:

- $CIR_{10}^{implicito}^{tar}$ è il valore, a prezzi correnti 2010, del capitale investito netto riconosciuto nella tariffa per il servizio di trasmissione nell'anno 2010, calcolato secondo la formula riportata nel successivo paragrafo 13.5;
- $IMN_{10}^{CTR(2004-2008),08}$ è il valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette, inclusi i lavori in corso, riconosciute in tariffa nell'anno 2010 per il servizio di trasmissione relativo alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale realizzate nel periodo 2004-2008, calcolato secondo la formula riportata nel successivo paragrafo 13.6.
- k_{10}^{PR} esprime l'incidenza delle poste rettificative sulle immobilizzazioni nette riconosciute;
- k_{10}^{CIRC} esprime l'incidenza convenzionale del capitale circolante netto sul valore delle immobilizzazioni nette riconosciute.

13.5 Il livello del $CIR_{10}^{implicito}^{tar}$ si ottiene dividendo il valore dei ricavi tariffari relativi al servizio di trasmissione riconducibili alla remunerazione del capitale investito riconosciuto per l'anno 2010 per il valore del tasso di remunerazione del capitale investito ($WACC$) in vigore nel terzo periodo di regolazione per il servizio di trasmissione; in termini formali il livello del capitale investito netto implicitamente riconosciuto in tariffa è determinato secondo la seguente formula:

$$CIR_{10}^{implicito}^{tar} = \frac{\alpha^{cap} \cdot CTR_{10} \cdot kWh_{10}}{WACC(tra)^{tr}}$$

dove:

- α^{cap} è il coefficiente che esprime l'incidenza della quota parte del corrispettivo CTR_{10} a remunerazione del capitale investito riconosciuto sul ricavo tariffario per il servizio di trasmissione; tale quota non tiene conto delle seguenti componenti di ricavo:
 - della maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati realizzati alla data del 31 dicembre 2008;
 - della remunerazione riconosciuta agli investimenti relativi al Piano di Difesa riconosciuti ai fini del calcolo della tariffa relativa all'anno 2010.

- CTR_{10} è il corrispettivo unitario espresso in centesimi di euro/kWh della tariffa per il servizio di trasmissione relativo all'anno 2010;
- kWh_{10} è la variabile di scala considerata ai fini della determinazione del corrispettivo CTR relativo all'anno 2010;
- $WACC(tra)^{pr}$ è il tasso di remunerazione del capitale investito per il servizio di trasmissione nel terzo periodo regolatorio, pari a 6,9%.

13.6 Il capitale investito riconosciuto al 31 dicembre 2008, relativo agli investimenti realizzati nel periodo 2004-2008 riconosciuti nella tariffa 2010, è determinato sulla base del costo storico rivalutato delle immobilizzazioni nette e delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2008. In termini formali:

$$IMN_{10}^{CTR(2004-2008),08} = \sum_s \sum_t (cs_{s,t}^{08} - fa_{s,t}^{08}) \cdot d_t^{10} + (LIC_{08}^{CTR} \cdot d_{08}^{10})$$

dove:

- $cs_{s,t}^{08}$ è il costo storico per il cespite della tipologia s relativo a infrastrutture di rete di trasmissione nazionale, entrate in esercizio negli anni t compresi tra il 2004 e il 2008 e in esercizio al 31 dicembre 2008. Il costo storico per singoli cespiti in esercizio al 31 dicembre 2008 è pari al costo d'acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione, ovvero al costo di realizzazione dello stesso, nell'anno t , come risulta dalle fonti contabili obbligatorie. Dalla valorizzazione del costo storico sono esclusi: rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, concessioni, ivi inclusi oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime, avviamento;
- d_t^{10} è per ciascun anno t il valore assunto dal deflatore degli investimenti fissi lordi, con $d_{09}^{10}=1$;
- $fa_{s,t}^{08}$ è il fondo di ammortamento per ciascun cespite della tipologia s , relativo a infrastrutture di rete di trasmissione nazionale alla data del 31 dicembre 2008. Il valore del fondo di ammortamento è determinato sulla base del rapporto tra il valore delle immobilizzazioni nette e la vita utile residua ai fini regolatori;
- LIC_{08}^{CTR} è il valore delle immobilizzazioni in corso alla data del 31 dicembre 2008.

I.A.b Determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ELAT ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008

13.7 Il valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ELAT ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008 ($IMN_{10}^{ELAT(2003),08}$) viene ottenuto secondo la seguente formula:

$$IMN_{10}^{ELAT(2003),08} = \sum_s \sum_t (cs_{s,t}^{08} - fa_{s,t}^{08}) \cdot d_t^{10}$$

dove i termini assumono i significati descritti in precedenza, salvo che nel caso del fondo di ammortamento che, fino al 2003, riflette gli effettivi ammortamenti economico-tecnici adottati in origine da Enel.

13.8 Il valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti di trasmissione ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2008, viene ottenuto pertanto secondo la seguente formula:

$$IMN_{10}^{TRA(2003),08} = IMN_{10}^{CTR(2003),08} + IMN_{10}^{ELAT(2003),08}$$

I.A.c Aggiornamento al 31 dicembre 2012, del valore, a prezzi correnti 2012, degli investimenti ante 2004 esistenti al 31 dicembre 2008

13.9 Il terzo passaggio del processo di determinazione del valore degli investimenti ante 2004, esistenti al 31 dicembre 2010, da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari per l'anno 2012, consiste nell'aggiornare il valore di $IMN_{10}^{TRA(2003),08}$, determinato al precedente paragrafo 13.8, per tenere conto di:

- ammortamenti riferiti agli anni 2009 e 2010;
- dismissioni riferite agli anni 2009 e 2010;
- tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi da applicare in relazione ai due anni 2011 e 2012.

13.10 Ai fini dell'aggiornamento al 31 dicembre 2010 degli investimenti di trasmissione ante 2004, un approccio parametrico, rigoroso sotto il profilo analitico, richiederebbe l'identificazione di una matrice delle immobilizzazioni nette relativa agli investimenti ante 2004, in grado di rappresentare da un lato la profondità storica per anno di acquisizione e dall'altro la composizione per tipologia di cespiti.

13.11 In una logica di semplificazione l'Autorità, in luogo di tale approccio più rigoroso, intende proporre per la consultazione lo sviluppo di due varianti che si caratterizzano per un diverso grado di semplificazione e quindi di approssimazione del risultato, orientate a dare certezza e stabilità.

13.12 La prima variante, rispetto all'approccio matriciale, prevede l'eliminazione della dimensione relativa alle tipologie di cespiti e consiste nell'identificazione di un vettore delle stratificazioni per anno di acquisizione delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ante 2004. Tale vettore viene aggiornato successivamente per tenere conto delle dinamiche di ammortamento e dismissione dei cespiti.

13.13 La seconda variante, che si caratterizza per un più spinto grado di semplificazione, e quindi di approssimazione, prevede l'eliminazione anche della dimensione temporale e consiste nel determinare il valore aggregato delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ante 2004, considerando tale valore come riferito a un unico cespiti relativo all'anno 2004, che poi viene degradato nel tempo in funzione della sua vita residua, determinata come vita media residua ponderata dei cespiti che lo compongono.

13.14 Di seguito sono presentate le due varianti proposte per l'aggiornamento, la soluzione vettoriale e la soluzione scalare.

Variante A – soluzione vettoriale

13.15 La prima variante prevede che l'Autorità segua un approccio vettoriale. A questo scopo il valore delle immobilizzazioni nette relative a investimenti ante 2004 in esercizio al 31 dicembre 2008, espresso a prezzi correnti 2010 ($IMN_{10}^{TRA(2003),08}$) viene stratificato in funzione dell'anno di acquisizione.

13.16 Il peso del valore delle immobilizzazioni nette acquisite in ciascun anno sul valore complessivo delle immobilizzazioni nette è determinato secondo la seguente formula:

$$\varphi_t^{08,IMN} = \frac{\sum_s (cs_{s,t}^{08} - fa_{s,t}^{08}) \cdot d_t^{10}}{\sum_s \sum_t (cs_{s,t}^{08} - fa_{s,t}^{08}) \cdot d_t^{10}}$$

dove:

- $cs_{s,t}^{08}$ è il costo storico dei cespiti appartenenti alla tipologia s , entrati in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008, nella disponibilità dell'impresa di trasmissione al 31 dicembre 2010;
- $fa_{s,t}^{08}$ è il valore, espresso a costi storici, del fondo ammortamento relativo ai cespiti della tipologia s , entrati in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008;
- d_t^{10} è per ciascun anno t il valore assunto dal deflatore degli investimenti fissi lordi, con $d_{09}^{10}=1$.

13.17 L'insieme dei pesi $\varphi_t^{08,IMN}$ è organizzato in un vettore $\varphi_t^{-08,IMN}$, che viene aggiornato annualmente. I pesi $\varphi_t^{08,IMN}$ del vettore $\varphi_t^{-08,IMN}$ sono tali per cui:

$$\sum_t^{2003} \varphi_t^{08,IMN} = 1$$

13.18 Il vettore $\varphi_t^{-10,IMN}$, relativo all'anno 2010, che è come noto l'anno di riferimento ai fini della fissazione delle tariffe 2012, è ottenuto applicando la seguente formula:

$$\varphi_t^{-10,IMN} = \varphi_t^{-08,IMN} - \sum_{y=09}^{10} (\varphi_t^{-y,AMM} + \varphi_t^{-y,DISM})$$

dove:

- $\varphi_t^{-y,AMM}$ è il vettore dei pesi degli ammortamenti medi nazionali dell'anno y riferiti agli investimenti ante 2004, i cui singoli elementi sono calcolati sulla base del rapporto tra valore netto residuo e vita utile residua ai fini regolatori ovvero del valore netto residuo se inferiore, secondo la seguente formula:

$$\varphi_t^{y,AMM} = \min \left[\left(\varphi_t^{y-1,IMN} - \varphi_t^{y,DISM} \right); \frac{\left(\varphi_t^{y-1,IMN} - \varphi_t^{y,DISM} \right)}{vre_t} \right]$$

dove:

- vre_t è la vita utile residua dei cespiti acquisiti nell'anno t , calcolata secondo la seguente formula:

$$vre_t = \frac{\sum_s (vur_s - y + t) \cdot \varphi_{s,t}^{y-1,IMN}}{\sum_s \varphi_{s,t}^{y-1,IMN}}$$

con:

- vur_s è la vita utile regolatoria per i cespiti della tipologia s , come definita nella Tabella 5 del TIT.
- $\varphi_t^{-y,DISM}$ è il vettore delle dismissioni, i cui singoli elementi $\varphi_t^{y,DISM}$ sono calcolati sulla base delle dismissioni effettive dichiarate per l'anno 2009 e in via parametrica per gli anni successivi, sulla base di un tasso di dismissione r pari al valore medio del tasso di dismissione dei cespiti relativi alle infrastrutture di trasmissione negli ultimi tre aggiornamenti tariffari, applicato a partire dai cespiti con maggiore anzianità (logica *first in first out*), secondo la seguente formula:

$$r^{DISM} = \frac{1}{3} \sum_{t=2007}^{2009} \frac{DISM_t^{TRA} \cdot d_t^{10}}{IMN_{t-1} \cdot d_t^{10}}$$

dove:

- $DISM_t^{TRA}$ è il valore delle dismissioni di cespiti relativi a infrastrutture di trasmissione avvenute nell'anno t , come comunicate all'Autorità.

13.19 Il valore delle immobilizzazioni nette relative a investimenti ante 2004 esistenti al 31 dicembre 2010, a prezzi correnti 2012 ($IMN_{12}^{TRA(2003)}$), da utilizzare ai fini della fissazione delle tariffe per l'anno 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_{12}^{TRA(2003),10} = IMN_{10}^{TRA(2003),08} \cdot \left(\sum_t^{2003} \varphi_t^{10,IMN} \right) \cdot d_{10}^{12}$$

Variante B – soluzione scalare

13.20 La *Variante B* si sostanzia nella definizione di un meccanismo di *decalage* predefinito, di tipo lineare, del valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ante 2004.

13.21 Il valore delle immobilizzazioni nette relative a investimenti ante 2004 esistenti al 31 dicembre 2010, a prezzi correnti 2012 ($IMN_{12}^{TRA(2003),10}$), da utilizzare ai fini della fissazione delle tariffe per l'anno 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_{12}^{TRA(2003),10} = IMN_{10}^{TRA(2003),08} \cdot k \deg_{08}^{10} \cdot d_{10}^{12}$$

dove:

- $k \deg_{08}^{10} = 1 - 2 \cdot \frac{1}{vre^{TRA(2003)}}$

dove $vre^{TRA(2003)}$ è la media ponderata delle vite utili residue dei cespiti relativi a infrastrutture ante 2004. In questa ipotesi, in un'ottica di massima semplificazione, si considerano incluse nel parametro $vre^{TRA(2003)}$ le dismissioni effettuate dall'impresa.

S11. In relazione alle due varianti sopra descritte, quale soluzione si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

I.B Immobilizzazioni nette relative agli investimenti realizzati successivamente all'anno 2004
 ($IMN_{12}^{TRA(2004-2010),10}$)

13.22 Il valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti realizzati nel periodo 2004-2010 sono determinati a partire dagli investimenti dichiarati all'Autorità, anche attraverso il sistema informatico di raccolta attivato nel corso dell'anno 2009 in conformità con quanto disposto dall'articolo 19.4 del TIT.

13.23 Il valore delle immobilizzazioni nette, a prezzi correnti 2012, relative agli investimenti realizzati nel periodo 2004-2010 relativi alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale è calcolato secondo la seguente formula:

$$IMN_{12}^{TRA(2004-2010),10} = \sum_s \sum_t (c_{s,t}^{10} - fa_{s,t}^{10}) \cdot d_t^{12}$$

13.24 Negli investimenti che concorrono alla determinazione del valore delle immobilizzazioni nette $IMN_{12}^{TRA(2004-2010)}$, sono inclusi anche:

- gli investimenti relativi al Piano di Difesa; l'Autorità intende infatti introdurre un nuovo meccanismo per il riconoscimento degli investimenti connessi al Piano di Difesa in quanto l'attuale metodologia, che riconosce *ex ante* tali investimenti sulla base di stime comunicate dalle imprese, richiede un difficoltoso controllo *ex post*. Al fine di evitare tali problematiche, in un'ottica di maggiore semplicità e trasparenza, l'Autorità, nel quarto periodo di regolazione, intende applicare agli investimenti relativi al Piano di Difesa le medesime modalità di riconoscimento previste per le altre tipologie di investimento;
- gli investimenti relativi alle linee ELAT cedute alla società Terna realizzati successivamente all'anno 2004.

II. Immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 ($LIC_{12}^{TRA,10}$)

13.25 Il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010, $LIC_{12}^{TRA,10}$, è determinato sulla base delle effettive consistenze come riportate nelle fonti contabili obbligatorie.

III. Capitale circolante netto al 31 dicembre 2010 ($CIRC_{12}^{TRA,10}$)

13.26 Il valore del capitale circolante netto a prezzi 2010, da considerare ai fini del calcolo del $CIRC_{12}^{TRA,10}$ dell'anno 2012 è ottenuto secondo la seguente formula:

$$CIRC_{12}^{TRA,10} = k_{12}^{CIRC} \cdot (IMN_{12}^{TRA(2003),10} + IMN_{12}^{TRA(2004-2010),10} + LIC_{12}^{TRA,10})$$

dove:

- k_{12}^{CIRC} è pari all'1%, come indicato nel paragrafo 11.7.

IV. Poste rettificative al 31 dicembre 2010 ($PR_{12}^{TRA,10}$)

13.27 Il valore delle poste rettificative, a prezzi 2010, $PR_{12}^{TRA,10}$ da considerare ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto del $CIR_{12}^{TRA,10}$ è desumibile dal valore di bilancio dell'anno 2010 dell'impresa di trasmissione.

14 Determinazione degli ammortamenti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il servizio di trasmissione

Determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa

14.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa l'Autorità intende sviluppare un approccio simile a quello seguito per la determinazione del capitale investito netto riconosciuto e di conseguenza intende valutare distintamente le poste relative a:

I. Ammortamento degli investimenti realizzati antecedentemente all'anno 2004;

II. Ammortamento degli investimenti realizzati successivamente all'anno 2004.

14.2 In una logica di continuità con la regolazione del terzo periodo si prevede che gli ammortamenti siano calcolati in funzione del valore netto residuo da ammortizzare (calcolato con la metodologia del costo storico rivalutato) e della vita residua dei singoli cespiti.

I. Ammortamento degli investimenti realizzati antecedentemente all'anno 2004

Variante A

14.3 Con riferimento alla soluzione vettoriale, indicata come Variante A, di cui al paragrafo 13.15 e seguenti del presente documento per la consultazione, gli ammortamenti sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12}^{TRA(2003)} = IMN_{10}^{TRA(2003)} \cdot \sum_t^{2003} \min \left[\left(\varphi_t^{09,IMN} - \varphi_t^{10,DISM} \right); \frac{\left(\varphi_t^{09,IMN} - \varphi_t^{10,DISM} \right)}{vre_t} \right] \cdot d_{10}^{12}$$

Variante B

14.4 Nell'ipotesi di adozione della soluzione scalare, identificata come Variante B, descritta nei paragrafi 13.20 e seguenti, gli ammortamenti sono determinati in funzione dell'aliquota di ammortamento pari a $\frac{1}{vre_{TRA(2003)}}$.

II. Ammortamenti degli investimenti realizzati successivamente all'anno 2004

14.5 Nel caso degli investimenti realizzati successivamente all'anno 2004, gli ammortamenti, riferiti all'anno 2010, espressi a prezzi correnti 2012, relativi ai cespiti appartenenti alla tipologia s ed entrati in esercizio nell'anno $2004 \leq t < 2010$, sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12}^{TRA(2004-2009),10} = d_t^{12} \cdot \sum_t \sum_s \min(imn_{s,t}^{09}; \frac{imn_{s,t}^{09}}{vur_s - (2010 - t)})$$

dove:

- $imn_{s,t}^{09}$ è il valore netto, espresso a costi storici, dei cespiti appartenenti alla tipologia s entrati in esercizio nell'anno $2004 \leq t < 2010$, relativi alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale presenti al 31 dicembre 2010;
- vur_s è la vita utile regolatoria dei cespiti appartenenti alla tipologia s .

14.6 Gli ammortamenti, riferiti all'anno 2010, espressi a prezzi correnti 2012, relativi ai cespiti appartenenti alla tipologia s ed entrati in esercizio nell'anno $t=2010$, relativi alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale al 31 dicembre 2010, sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12}^{TRA(2010),10} = d_t^{12} \sum_s \frac{cs_{s,10}^{10}}{vur_s}$$

dove:

- $cs_{s,t}^{10}$ è il valore lordo, espresso a costi storici, dei cespiti appartenenti alla tipologia s , entrati in esercizio nell'anno 2010, relativi alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale al 31 dicembre del medesimo anno.

14.7 Alle infrastrutture di rete di trasmissione nazionale viene di conseguenza riconosciuto un ammortamento relativo a cespiti appartenenti a investimenti realizzati successivamente all'anno 2004 pari a:

$$AMM_{12}^{TRA,10} = AMM_{12}^{TRA(2004-2009),10} + AMM_{12}^{TRA(2010),10}$$

15 Aggiornamento dei valori tariffari per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al primo

Aggiornamento del valore delle immobilizzazioni nette degli investimenti del servizio di trasmissione realizzati antecedentemente all'anno 2004

- 15.1 L'aggiornamento negli anni successivi al 2012 del valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti ante 2004 viene effettuato in coerenza con quanto già esposto nel capitolo 14 in relazione all'aggiornamento dal 2010 al 2012, per tenere conto della riduzione del capitale investito per effetto di ammortamenti e dismissioni.
- 15.2 Nell'ipotesi di adozione della Variante A, di cui al paragrafo 13.15 e seguenti, in relazione all'esigenza di adeguare il livello del capitale investito per tenere conto di dismissioni e ammortamenti, l'Autorità in ciascun anno aggiorna il vettore dei pesi delle immobilizzazioni nette relative a reti di trasmissione realizzate antecedentemente all'anno 2004 applicando la seguente formula generale:

$$\varphi_{s,t}^{-y,IMN} = \left[\varphi_{s,t}^{-y-1,IMN} - (\varphi_{s,t}^{-y,AMM} + \varphi_{s,t}^{-y,DISM}) \right]$$

- 15.3 In linea generale il valore delle immobilizzazioni nette relative a investimenti ante 2004, a prezzi correnti dell'anno y ($IMN_y^{TRA(2003)}$), per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_y^{TRA(2003),y-2} = IMN_{10}^{TRA(2003),y-2} \cdot \left(\sum_t^{2003} \varphi_t^{y,IMN} \right) \cdot d_{10}^y.$$

- 15.4 Nell'ipotesi di adozione della Variante B si procede in analogia con i criteri enunciati nel paragrafo 13.20 .

Aggiornamento del valore delle immobilizzazioni nette degli investimenti relativi al servizio di trasmissione realizzati successivamente all'anno 2004

- 15.5 L'aggiornamento negli anni successivi al 2012 del valore delle immobilizzazioni nette relative a investimenti relativi al servizio di trasmissione realizzati successivamente all'anno 2004 ($IMN_t^{TRA(2004-2010),10}$), viene effettuato sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e del tasso di variazione collegato a nuovi investimenti netti, tenendo conto delle dismissioni reali e degli eventuali cespiti a fine vita utile.

Aggiornamento degli ammortamenti

- 15.6 L'aggiornamento negli anni successivi al primo del valore degli ammortamenti viene effettuato, *mutatis mutandis*, secondo logiche analoghe a quelle espone per le immobilizzazioni nette.

PARTE IV
Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di distribuzione

16 Determinazione del livello del capitale investito per la fissazione dei livelli tariffari iniziali relativi al servizio di distribuzione

Determinazione del capitale investito per impresa

16.1 Il capitale investito per impresa distributrice m relativo al servizio di distribuzione al 31 dicembre 2010 ($CIR_{12,m}^{DIS}$), da utilizzare ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il quarto periodo regolatorio risulta composto da:

- I. immobilizzazioni nette, relative a:
 - A. linee di distribuzione in alta tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010 ($IMN_{12,m}^{AT,10}$);
 - B. stazioni di trasformazione alta/media tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010 ($IMN_{12,m}^{AT/MT,10}$);
 - C. reti di distribuzione in media e bassa tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010, entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10}$);
 - D. reti di distribuzione in media e bassa tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010, entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2008-2010),10}$);
- II. immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 ($LIC_{12,m}^{DIS,10}$);
- III. capitale circolante netto al 31 dicembre 2010 ($CIRC_{12,m}^{DIS,10}$);
- IV. poste rettificative al 31 dicembre 2010 ($PR_{12,m}^{DIS,10}$).

I.A Immobilizzazioni nette relative alle linee in alta tensione ($IMN_{12,m}^{AT,10}$)

16.2 Il valore, a prezzi correnti 2012, delle immobilizzazioni nette relative alle linee di alta tensione appartenenti al perimetro del servizio di distribuzione, in esercizio al 31 dicembre 2010, espresso a prezzi correnti 2012, è determinato sulla base del costo storico rivalutato al netto degli ammortamenti, secondo la seguente formula:

$$IMN_{12,m}^{AT,10} = \sum_s \sum_t^{AT} (cs_{m,s,t}^{10} - fa_{m,s,t}^{10}) \cdot d_t^{12}$$

dove:

- $cs_{m,s,t}^{10}$ è il costo storico per il cespite della tipologia s , entrato in esercizio nell'anno t e ancora in esercizio al 31 dicembre 2010, relativo a infrastrutture di rete in alta tensione nella disponibilità dell'impresa distributrice m , al 31 dicembre 2010. Il costo storico per

il singolo cespite della tipologia s è pari al costo d'acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione, ovvero al costo di realizzazione dello stesso, nell'anno t , come risulta dalle fonti contabili obbligatorie. Dalla valorizzazione del costo storico sono esclusi: rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, concessioni, ivi inclusi oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime, avviamento;

- d_t^{12} è per ciascun anno t il valore assunto dal deflatore degli investimenti fissi lordi, con $d_t^{12} = 1$;
- $fa_{m,s,t}^{10}$ è il valore, a costi storici, del fondo di ammortamento per ciascun cespite della tipologia s , entrato in esercizio nell'anno t e ancora in esercizio al 31 dicembre 2010, relativo a infrastrutture di rete in alta tensione, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010. Il valore del fondo di ammortamento è determinato con criteri diversi con riferimento ai seguenti periodi:
 - fino all'anno 2003. Il valore del fondo di ammortamento economico-tecnico al 31 dicembre 2003 è determinato sulla base delle vite utili adottate dalle imprese, come riportate nei propri bilanci certificati. Per gli anni in cui dai bilanci certificati non siano desumibili informazioni puntuali circa le aliquote di ammortamento utilizzate, le imprese ricostruiscono il fondo utilizzando le vite utili adottate nel più vecchio bilancio certificato che le riporti;
 - per i periodi successivi. Gli incrementi del valore del fondo di ammortamento sono determinati sulla base del rapporto tra il valore delle immobilizzazioni nette e la vita utile residua ai fini regolatori.

I.B Immobilizzazioni nette relative alle stazioni di trasformazione alta/media tensione ($IMN_{12,m}^{AT/MT,10}$)

16.3 Il valore, a prezzi correnti 2012, delle immobilizzazioni nette relativo alle stazioni di trasformazione alta/media tensione appartenenti al perimetro del servizio di distribuzione, in esercizio al 31 dicembre 2010 ($IMN_{12,m}^{AT/MT,10}$), è determinato sulla base del costo storico rivalutato al netto degli ammortamenti, con criteri analoghi a quelli previsti per la valutazione delle immobilizzazioni nette relative alle linee di alta tensione.

I.C Reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10}$)

- 16.4 Come indicato nel paragrafo 11.5 del presente documento per la consultazione, per la valutazione dei cespiti relativi al servizio di distribuzione acquisiti anteriormente all'anno 2008 l'Autorità intende adottare una valutazione di tipo semplificato/parametrico.
- 16.5 L'Autorità intende determinare, per ciascuna impresa distributrice, il valore delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di rete in media e bassa tensione entrate in esercizio entro il 31 dicembre 2007 (di seguito: infrastrutture MT/BT ante 2008) in base al valore desumibile implicitamente dai ricavi tariffari dell'anno 2010, corretti e perequati.
- 16.6 Il valore così determinato per ciascuna impresa distributrice riflette la stratificazione per anno e la composizione per tipologia di cespite dell'aggregato nazionale delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di rete in media e bassa tensione entrate in esercizio entro il 31 dicembre 2007.

- 16.7 L'aggiornamento, ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2012 e per gli anni successivi, del valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna impresa distributrice relative alle infrastrutture di rete in media e bassa tensione entrate in esercizio entro il 31 dicembre 2007 viene effettuato sulla base di una legge stabilita dall'Autorità con riferimento all'aggregato nazionale.
- 16.8 Ai fini della definizione della legge di aggiornamento, un approccio parametrico, rigoroso sotto il profilo analitico, richiederebbe l'identificazione di una matrice delle immobilizzazioni nette relative all'aggregato nazionale delle infrastrutture MT/BT ante 2008, in grado di rappresentare da un lato la profondità storica per anno di acquisizione e dall'altro la composizione per tipologia di cespiti di tale aggregato.
- 16.9 In una logica di semplificazione l'Autorità, in luogo di tale approccio più rigoroso, intende proporre per la consultazione lo sviluppo di due varianti che si caratterizzano per un diverso grado di semplificazione e quindi di approssimazione del risultato, orientate a dare certezza e stabilità.
- 16.10 La prima variante, rispetto all'approccio matriciale, prevede l'eliminazione della dimensione relativa alle tipologie di cespiti e consiste nell'identificazione di un vettore delle stratificazioni per anno di acquisizione delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture MT/BT ante 2008. Tale vettore viene aggiornato successivamente per tenere conto delle dinamiche di ammortamento e dismissione dei cespiti.
- 16.11 La seconda variante si caratterizza per un più spinto grado di semplificazione, e quindi di approssimazione, prevede l'eliminazione anche della dimensione temporale e consiste nel determinare il valore aggregato delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, considerando tale valore come riferito a un unico cespiti acquisito nell'anno 2007, poi degradato nel tempo in funzione della sua vita residua, determinata come vita media residua ponderata dei cespiti che lo compongono. Sempre in una prospettiva di semplificazione, in questa variante si propone anche il superamento del degrado per dismissioni.
- 16.12 Di seguito viene illustrata in modo analitico la metodologia di valutazione che l'Autorità intende adottare nelle sue due varianti. Il processo, in linea generale, si sviluppa in due stadi:
- determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008 esistenti al 31 dicembre 2008, riconosciute implicitamente nei ricavi ammessi, corretti e perequati, relativi all'anno 2010;
 - determinazione del valore, a prezzi correnti 2012, delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, esistenti al 31 dicembre 2010, da utilizzare come base per il calcolo delle tariffe 2012.

I.C.i. Determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, del capitale investito netto riconosciuto relativo a infrastrutture MT/BT ante 2008 esistenti al 31 dicembre 2008

- 16.13 Il primo passaggio nel processo di determinazione del valore delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, da riconoscere ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2012, è comune alle due varianti e consiste nella determinazione del valore, a prezzi correnti 2010, del capitale investito netto riconosciuto relativo a infrastrutture MT/BT ante 2008 esistenti al 31 dicembre 2008, ricostruito a partire dai ricavi tariffari dell'anno 2010, corretti e perequati, applicando la seguente formula:

$$IMN_{m,10}^{MT/BT(2007),08} = \frac{CIR_{implicito}^{tar}_{10,m} - IMN_{10,m}^{AT,08} - IMN_{10,m}^{AT/MT,08} - IMN_{10,m}^{MT/BT(2008),08}}{1 + k_{10}^{CIRC} + k_{10}^{LIC} - k_{10}^{PR}}$$

dove:

- $CIR_{10,m}^{tar}$ è il valore, a prezzi correnti 2010, del capitale investito netto riconosciuto in tariffa all'impresa distributrice m nell'anno 2010, corretto e perequato;
- $IMN_{10,m}^{AT,08}$ è il valore, espresso a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di rete in alta tensione, esistenti al 31 dicembre 2008 e appartenenti al perimetro della distribuzione dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, come precisato al paragrafo 16.15;
- $IMN_{10,m}^{AT/MT,08}$ è il valore, espresso a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di trasformazione AT/MT, esistenti al 31 dicembre 2008 e appartenenti al perimetro della distribuzione dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, come precisato al paragrafo 16.16;
- $IMN_{10,m}^{MT/BT(2008),08}$ è il valore, espresso a prezzi correnti 2010, delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di rete in MT/BT entrate in esercizio nell'anno 2008, esistenti al 31 dicembre 2008 e appartenenti al perimetro della distribuzione dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, come precisato al paragrafo 16.16;
- k_{10}^{PR} esprime l'incidenza convenzionale delle poste rettificative sulle immobilizzazioni nette riconosciute per il terzo periodo regolatorio;
- k_{10}^{CIRC} esprime l'incidenza convenzionale del capitale circolante netto sul valore delle immobilizzazioni nette riconosciute per il terzo periodo regolatorio;
- k_{10}^{LIC} esprime l'incidenza convenzionale del saldo al 31 dicembre 2008 dell'aggregato nazionale delle immobilizzazioni in corso relative alle infrastrutture di distribuzione.

16.14 Il livello del $CIR_{10,m}^{tar}$ si ottiene dividendo il valore dei ricavi tariffari, perequati e corretti¹⁴, ottenuti dalla singola impresa distributrice m nell'anno 2010, per il valore del tasso di remunerazione del capitale investito ($WACC$) in vigore nel terzo periodo di regolazione per il servizio di distribuzione. In termini formali il livello del capitale netto investito implicitamente riconosciuto in tariffa è determinato secondo la seguente formula:

$$CIR_{10,m}^{DIS} = \frac{\sum \alpha^{cap} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m}) + \beta^{cap} DA_{10,m} + \gamma^{cap} DF_{10,m} + \delta^{cap} DB_{10,m} + \kappa_m^{cap} PSA_{10,m}}{WACC(dis)^{pr}}$$

dove:

- α^{cap} è il coefficiente che esprime l'incidenza della quota parte a remunerazione del capitale investito sul ricavo tariffario per il servizio di distribuzione;

¹⁴ Al netto della perequazione di cui all'art. 35 (maggiore remunerazione degli investimenti).

- $\beta^{cap}, \gamma^{cap}, \delta^{cap}$ sono coefficienti che esprimono, per ciascun importo di perequazione, l'incidenza della quota parte a remunerazione del capitale investito¹⁵;
- κ_m^{cap} è il coefficiente che esprime, per ciascuna impresa distributrice m , l'incidenza della quota parte a remunerazione del capitale investito sull'importo di perequazione specifica aziendale;
- $pf_{10,c}, pp_{10,c}, pe_{10,c}$ sono rispettivamente i corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo, in centesimi di euro/kW e in centesimi di euro/kWh delle tariffe di riferimento (tariffa TV1 di cui all'articolo 6 del TIT e tariffa D1 di cui all'articolo 31 del TIT) per il servizio di distribuzione;
- $N_{10,c,m}, kW_{10,c,m}, kWh_{10,c,m}$ sono le variabili di scala effettive (numero di punti di prelievo, kW di potenza contrattualmente impegnata e kWh) relative all'anno 2010 per ciascuna tipologia di contratto, servito dall'impresa distributrice m , come determinate ai fini dell'applicazione dei meccanismi di perequazione generale;
- $DA_{10,m}, DF_{10,m}, DB_{10,m}$ sono gli importi di perequazione generale relativi rispettivamente ai meccanismi di cui agli articoli 36, 37 e 38 del TIT;
- $PSA_{10,m}$ è l'importo di perequazione specifica aziendale di cui all'articolo 42 del TIT.
- $WACC(dis)^{pr}$ è il tasso di remunerazione del capitale investito per il servizio di distribuzione nel terzo periodo regolatorio, pari a 7,00%.

16.15 Il valore a prezzi correnti 2010 delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture di rete in alta tensione, esistenti al 31 dicembre 2008 e appartenenti al perimetro della distribuzione dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010 è determinato sulla base del costo storico rivalutato delle immobilizzazioni nette relative a tale segmento della filiera. In termini formali:

$$IMN_{10,m}^{AT,08} = \left(\sum_s \sum_t (cs_{m,s,t}^{08} - fa_{m,s,t}^{08}) \cdot d_t^{10} \right)$$

dove:

- $cs_{m,s,t}^{08}$ è il costo storico per il cespite della tipologia s , entrato in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010;
- d_t^{10} è per ciascun anno t il valore assunto dal deflatore degli investimenti fissi lordi, con $d_{09}^{10}=1$;
- $fa_{m,s,t}^{08}$ è per ciascun cespite della tipologia s , entrato in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, il valore, espresso a costi storici, del fondo di ammortamento.

16.16 Il capitale investito al 31 dicembre 2008 relativo alle infrastrutture di trasformazione alta/media tensione ($IMN_{10,m}^{AT/MT,08}$) e alle infrastrutture di distribuzione in media/bassa

¹⁵ Nel caso di Enel Distribuzione Spa, in considerazione di quanto previsto dall'articolo 36 del TIT, l'importo di perequazione rilevante ai fini del calcolo del CIR è al netto dell'ammontare RA_{CTR}*.

tensione entrate in esercizio nell'anno 2008 ($IMN_{10,m}^{MT/BT(2008),08}$), nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, è calcolato in modo del tutto analogo a quanto previsto per le infrastrutture di alta tensione.

I.C.ii Determinazione del valore, a prezzi correnti 2012, delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, esistenti al 31 dicembre 2010

16.17 Il secondo passaggio del processo di determinazione del valore delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, esistenti al 31 dicembre 2010, da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2012 consiste nell'aggiornare il valore di $IMN_{10,m}^{MT/BT(2007)}$, determinato al precedente paragrafo 16.13, per tenere conto di:

- ammortamenti riferiti agli anni 2009 e 2010;
- dismissioni riferite agli anni 2009 e 2010;
- tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi da applicare in relazione agli aggiornamenti tariffari per gli anni 2011 e 2012.

16.18 Gli ammortamenti e le dismissioni relative all'anno 2009 riflettono i valori considerati dall'Autorità ai fini dell'aggiornamento tariffario per l'anno 2011. Gli ammortamenti e le dismissioni relative all'anno 2010 sono determinate in modo parametrico.

Variante A – soluzione vettoriale

16.19 La prima variante prevede che l'Autorità segua un approccio vettoriale (si veda l'approccio simile adottato per il servizio di trasmissione e descritto nel paragrafo 13.15). A questo scopo il valore aggregato nazionale delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture in media/bassa tensione realizzate entro il 31 dicembre 2007 e in esercizio al 31 dicembre 2008, espresso a prezzi correnti 2010 ($IMN_{10,ITA}^{MT/BT(2007),08}$) viene stratificato in funzione dell'anno di acquisizione.

16.20 Il peso del valore delle immobilizzazioni nette acquisite in ciascun anno t , anteriore all'anno 2008, sul valore complessivo delle immobilizzazioni nette è determinato secondo la seguente formula:

$$\varphi_{ITA,t}^{08,IMN} = \frac{\sum_s^{MT/BT} (cs_{ITA,s,t}^{08} - fa_{ITA,s,t}^{08}) \cdot d_t^{10}}{\sum_s^{MT/BT} \sum_t^{07} (cs_{ITA,s,t}^{08} - fa_{ITA,s,t}^{08}) \cdot d_t^{10}}$$

dove:

- $cs_{ITA,s,t}^{08}$ è il costo storico aggregato nazionale dei cespiti appartenenti alla tipologia s , entrati in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010;
- $fa_{ITA,s,t}^{08}$ è il valore, espresso a costi storici, del fondo ammortamento aggregato nazionale relativo ai cespiti della tipologia s , entrati in esercizio nell'anno t e in esercizio al 31 dicembre 2008.

16.21 L'insieme dei pesi $\varphi_{ITA,t}^{08,IMN}$ è organizzato in un vettore $\varphi_{ITA,t}^{-08,IMN}$, che viene aggiornato annualmente¹⁶. I pesi $\varphi_{ITA,t}^{08,IMN}$ del vettore $\varphi_{ITA,t}^{-08,IMN}$ sono tali per cui:

$$\sum_t^{07} \varphi_{ITA,t}^{08,IMN} = 1.$$

16.22 Il vettore $\varphi_{ITA,t}^{-10,IMN}$, relativo all'anno 2010, che è come noto l'anno di riferimento ai fini della fissazione delle tariffe 2012, è ottenuto applicando la seguente formula:

$$\varphi_{ITA,t}^{-10,IMN} = \varphi_{ITA,t}^{-08,IMN} - \sum_{y=09}^{10} (\varphi_{ITA,t}^{-y,AMM} + \varphi_{ITA,t}^{-y,DISM})$$

dove:

- $\varphi_{ITA,t}^{-y,AMM}$ è il vettore dei pesi degli ammortamenti medi nazionali dell'anno y riferiti alle infrastrutture MT/BT ante 2008, i cui singoli elementi sono calcolati sulla base del rapporto tra valore netto residuo e vita utile residua ai fini regolatori ovvero del valore netto residuo se inferiore, secondo la seguente formula:

$$\varphi_{ITA,t}^{y,AMM} = \min(\varphi_{ITA,t}^{y-1,IMN} - \varphi_{ITA,t}^{y,DISM}; \frac{\varphi_{ITA,t}^{y-1,IMN} - \varphi_{ITA,t}^{y,DISM}}{vre_t})$$

dove:

- vre_t è la vita utile residua dei cespiti acquisiti nell'anno t , calcolata secondo la seguente formula:

$$vre_t = \frac{\sum_s (vur_s - y + t) \varphi_{ITA,s,t}^{y-1,IMN}}{\sum_s \varphi_{ITA,s,t}^{y-1,IMN}}$$

con:

- vur_s è la vita utile regolatoria per i cespiti della tipologia s , come definita nella Tabella 5 del TIT.
- $\varphi_{ITA,t}^{-y,DISM}$ è il vettore delle dismissioni, i cui singoli elementi $\varphi_{ITA,t}^{y,DISM}$ sono calcolati sulla base delle dismissioni effettive dichiarate per l'anno 2009 e in via parametrica per gli anni successivi, sulla base di un tasso di dismissione pari al valore medio del tasso di dismissione dei cespiti relativi alle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica negli ultimi tre aggiornamenti tariffari, applicato a partire dai cespiti con maggiore anzianità (logica *first in first out*), secondo la seguente formula:

$$r_{ITA}^{DISM} = \frac{1}{3} \sum_{t=2007}^{2009} \frac{DISM_{ITA,t}^{DIS} \cdot d_t^{10}}{IMN_{ITA,t-1}^{DIS} \cdot d_t^{10}}$$

dove:

- $DISM_{ITA,t}^{DIS}$ è il valore aggregato nazionale delle dismissioni di cespiti relativi a infrastrutture di distribuzione avvenute nell'anno t , come comunicate dalle imprese distributrici all'Autorità.

16.23 Per ciascuna impresa distributtrice m il valore delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008 esistenti al 31 dicembre 2010, a prezzi correnti 2012 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10}$), da utilizzare ai fini della fissazione delle tariffe per l'anno 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10} = IMN_{10,m}^{MT/BT(2007),08} \cdot \sum_t^{07} \varphi_{ITA,t}^{10,IMN} \cdot d_{10}^{12}.$$

16.24 Nel caso di cessioni/acquisizioni di rami d'impresa tra imprese distributrici successivi al 31 dicembre 2010 i valori corrispondenti ai rami ceduti/acquisiti, determinati in funzione del ricavo tariffario conseguito nel 2010, corretto e perequato, sono gestiti in sede di perequazione.

Variante B – soluzione scalare

16.25 La *Variante B* si sostanzia nella definizione di un meccanismo di *decalage* predefinito, di tipo lineare, del valore delle immobilizzazioni nette relative alle infrastrutture MT/BT ante 2008. In una logica di semplificazione si assume, come indicato nel paragrafo 16.11 che non ci siano dismissioni anticipate dei cespiti e che di conseguenza il *degrado* sia da associare unicamente al processo di ammortamento.

16.26 Per ciascuna impresa distributtrice m il valore delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008 esistenti al 31 dicembre 2010, a prezzi correnti 2012 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10}$), da utilizzare ai fini della fissazione delle tariffe per l'anno 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10} = IMN_{10,m}^{MT/BT(2007),08} \cdot k \deg_{08}^{10} \cdot d_{10}^{12}$$

dove:

- $k \deg_{08}^{10} = 1 - 2 \cdot \frac{1}{vre_{ITA}^{(2007)}}$

con:

- $vre_{ITA}^{(2007)}$ è la media ponderata delle vite utili residue dei cespiti relativi a infrastrutture MT/BT ante 2008.

S12. In relazione alle due varianti sopra descritte, quale soluzione si ritiene preferibile e perché? Motivare la risposta.

I.D Reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2008-2010),10}$)

16.27 Il valore, a prezzi correnti 2012, delle immobilizzazioni nette relativo a infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica in media e bassa tensione appartenenti al perimetro del servizio di distribuzione, entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, in esercizio al 31 dicembre 2010 ($IMN_{12,m}^{MT/BT(2008-2010),10}$), è determinato sulla base del costo storico rivalutato al netto degli ammortamenti, con criteri analoghi a quelli previsti per la valutazione delle immobilizzazioni nette relative alle linee di alta tensione e alle stazioni di trasformazioni AT/MT.

II. Immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010

16.28 Il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 per ciascuna impresa distributrice m è determinato sulla base delle effettive consistenze, come riportate nelle fonti contabili obbligatorie ($LIC_{12,m}^{DIS,10}$).

III. Capitale circolante netto al 31 dicembre 2010

16.29 Il valore del capitale circolante netto, a prezzi 2010, da considerare ai fini del calcolo del CIR 2012 è ottenuto secondo la seguente formula:

$$CIRC_{12,m}^{DIS,10} = k_{12}^{CIRC} \cdot (IMN_{12,m}^{AT,10} + IMN_{12,m}^{AT/MT,10} + IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10} + IMN_{12,m}^{MT/BT(2008-2010),10} + LIC_{12,m}^{DIS,10})$$

dove:

- k_{12}^{CIRC} è pari a 1%, come indicato al paragrafo 11.7 del presente documento per la consultazione.

IV Poste rettificative al 31 dicembre 2010

16.30 Il valore delle poste rettificative, a prezzi 2010, da considerare ai fini del calcolo del CIR 2012 per ciascuna impresa distributrice m è ottenuto secondo la seguente formula:

$$PR_{12,m}^{DIS,10} = k_{12}^{PR} \cdot (IMN_{12,m}^{AT,10} + IMN_{12,m}^{AT/MT,10} + IMN_{12,m}^{MT/BT(2007),10} + IMN_{12,m}^{MT/BT(2008-2010),10} + LIC_{12,m}^{DIS,10})$$

dove:

- k_{12}^{PR} è un coefficiente calcolato dall'Autorità in funzione del valore aggregato nazionale relativo alle poste rettificative, come riportato nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici.

17 Determinazione degli ammortamenti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2012) per il servizio di distribuzione

Determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa

- 17.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa l'Autorità intende sviluppare un approccio simile a quello seguito per la determinazione del capitale investito netto riconosciuto e di conseguenza intende valutare distintamente le poste relative a:
- I. linee di distribuzione in alta tensione (perimetro al 31 dicembre 2010);
 - II. stazioni di trasformazione alta/media tensione (perimetro al 31 dicembre 2010);
 - III. reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007;
 - IV. reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.
- 17.2 Nel seguito vengono analizzate le varie categorie di poste secondo le due ipotesi introdotte nel paragrafo 14.1 e successivi, tenendo conto delle due varianti di cui al paragrafo 13.15 e seguenti.

I. Ammortamenti delle linee di distribuzione in alta tensione

- 17.3 Gli ammortamenti, in coerenza con l'approccio adottato nel precedente periodo regolatorio, sono calcolati come rapporto tra valore netto del cespite e vita utile residua.
- 17.4 Nel caso delle linee in alta tensione, gli ammortamenti, riferiti all'anno 2010, espressi a prezzi correnti 2012, relativi ai cespiti appartenenti alla tipologia s , esistenti al 31 dicembre 2010, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010 ed entrati in esercizio nell'anno $t < 2010$, sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12,m}^{AT(2009),10} = \sum_s \sum_t^{09} \min(imn_{m,s,t}^{09}; \frac{imn_{m,s,t}^{09}}{vur_s - (2010 - t)}) \cdot d_t^{12}$$

dove:

- $imn_{m,s,t}^{09}$ è il valore netto, riferito al 31 dicembre 2007, espresso a costi storici, dei cespiti appartenenti alla tipologia s entrati in esercizio nell'anno $t < 2010$, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010;
- vur_s è la vita utile regolatoria dei cespiti appartenenti alla tipologia s .

- 17.5 Gli ammortamenti, riferiti all'anno 2010, espressi a prezzi correnti 2012, relativi ai cespiti appartenenti alla tipologia s ed entrati in esercizio nell'anno $t = 2010$, esistenti al 31 dicembre 2010, nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre 2010, sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12,m}^{AT(2010),10} = \sum_s \frac{CS_{m,s,10}^{10}}{vur_s} \cdot d_t^{12}$$

dove:

- $CS_{m,s,10}^{10}$ è il valore lordo, espresso a costi storici, dei cespiti appartenenti alla tipologia s , entrati in esercizio nell'anno 2010, esistenti al 31 dicembre 2010 e nella disponibilità dell'impresa distributrice m al 31 dicembre del medesimo anno.

II. Ammortamenti delle stazioni di trasformazione alta/media tensione

17.6 Gli ammortamenti relativi alle stazioni di trasformazione AT/MT sono calcolati in modo del tutto analogo a quello previsto per le linee in alta tensione.

III. Ammortamento delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007

17.7 Gli ammortamenti relativi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 sono calcolati in modo del tutto analogo a quello previsto per le linee in alta tensione.

IV. Ammortamento delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007

Variante A

17.8 Con riferimento alla soluzione vettoriale, indicata come Variante A, di cui al paragrafo 13.15 e seguenti del presente documento per la consultazione, gli ammortamenti sono calcolati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12,m}^{MT/BT,10} = IMN_{10,m}^{MT/BT(2007),10} \cdot \sum_t^{07} \min(\varphi_{ITA,t}^{09,IMN} - \varphi_{ITA,t}^{10,DISM}; \frac{\varphi_{ITA,t}^{09,IMN} - \varphi_{ITA,t}^{10,DISM}}{vre_t}) \cdot d_{10}^{12}.$$

Variante B

17.9 Nell'ipotesi di adozione della soluzione scalare, identificata come Variante B, descritta nei paragrafi 16.25 e seguenti, gli ammortamenti sono determinati per ciascuna impresa in funzione dell'aliquota di ammortamento dell'aggregato nazionale pari a $\frac{1}{vre_{ITA}^{(2007)}}$.

18 Aggiornamento dei valori tariffari per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al primo

Aggiornamento del valore delle immobilizzazioni nette per i cespiti valutati puntualmente

18.1 L'aggiornamento negli anni successivi al primo del valore delle immobilizzazioni nette relative a linee di distribuzione in alta tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre

2010 ($IMN_{t,m}^{AT,10}$), a stazioni di trasformazione alta/media tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010 ($IMN_{t,m}^{AT/MT,10}$) e a reti di distribuzione in media e bassa tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2010, entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2008 ($IMN_{t,m}^{MT/BT(2008-2010),10}$), viene effettuato per ciascuna impresa sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e del tasso di variazione collegato a nuovi investimenti netti. Inoltre si tiene conto delle dismissioni effettive e dei cespiti che hanno esaurito la loro vita utile ai fini regolatori.

Aggiornamento del valore delle immobilizzazioni nette relative a reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007

- 18.2 L'aggiornamento negli anni successivi al 2012 del valore delle immobilizzazioni nette relative a reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007 viene effettuato, in coerenza con quanto già esposto nel capitolo 16 in relazione all'aggiornamento dal 2010 al 2012, per tenere conto da un lato della riduzione del capitale investito per effetto di ammortamenti e dismissioni, dall'altro per tenere conto di eventuali variazioni del perimetro servito dalle diverse imprese distributrici.
- 18.3 Nell'ipotesi di adozione della *variante A*, di cui al paragrafo 13.15 e seguenti, in relazione all'esigenza di adeguare il livello del capitale investito per tenere conto di dismissioni e ammortamenti, l'Autorità in ciascun anno aggiorna il vettore nazionale dei pesi delle immobilizzazioni nette relative a reti di distribuzione in media e bassa tensione entrata in esercizio fino al 31 dicembre 2007 applicando la seguente formula generale:

$$\varphi_{ITA}^{-y,IMN} = \left[\varphi_{ITA}^{-y-1,IMN} - (\varphi_{ITA}^{-y,AMM} + \varphi_{ITA}^{-y,DISM}) \right].$$

- 18.4 In linea generale per ciascuna impresa distributrice m il valore delle immobilizzazioni nette relative a infrastrutture MT/BT ante 2008, a prezzi correnti dell'anno y ($IMN_{y,m}^{MT/BT(2007),y-2}$), per gli anni del quarto periodo regolatorio successivi al 2012, si ottiene sulla base della seguente formula:

$$IMN_{y,m}^{MT/BT(2007),y-2} = IMN_{10,m}^{MT/BT(2007),y-2} \cdot \sum_t^{07} \varphi_{ITA,t}^{y,IMN} \cdot d_{10}^y.$$

- 18.5 Nel caso di cessioni/acquisizioni di rami d'impresa tra imprese distributrici i valori corrispondenti ai rami ceduti/acquisiti sono gestiti in sede di perequazione, procedendo a sottrarli/sommarli rispetto al valore $IMN_{y,m}^{MT/BT(2007),y-2}$ sopra determinato.
- 18.6 Nell'ipotesi di adozione della *variante B* si procede in analogia con i criteri enunciati nel paragrafo 16.26.

Aggiornamento degli ammortamenti

- 18.7 L'aggiornamento negli anni successivi al primo del valore degli ammortamenti viene effettuato, *mutatis mutandis*, secondo logiche analoghe a quelle esposte per le immobilizzazioni nette.

PARTE V

Determinazione e aggiornamento del capitale investito per il servizio di misura

19 Determinazione del livello del capitale investito ai fini della fissazione del livello tariffario iniziale per il servizio di misura

19.1 La regolazione tariffaria del servizio di misura nel terzo periodo regolatorio ha visto l'applicazione di criteri distinti per:

- servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione;
- servizio di misura relativo a punti di prelievo in bassa tensione.

Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione

19.2 Per quanto riguarda il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione il capitale investito riconosciuto è stato determinato sulla base del costo storico rivalutato medio nazionale.

19.3 Gli ammortamenti sono stati determinati anch'essi a livello aggregato nazionale, sulla base dei costi storici rivalutati netti di settore e delle vite utili residue.

19.4 Anche per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende, in una logica di continuità e di stabilità regolatoria, confermare i criteri già adottati nel terzo periodo di regolazione. Per quanto riguarda la determinazione degli ammortamenti si rimanda ai criteri enunciati al paragrafi 14.1 e seguenti.

Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura relativo a punti di prelievo in bassa tensione

19.5 Il riconoscimento dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito e ammortamenti) relativi allo svolgimento del servizio di misura in bassa tensione nel corso del terzo periodo regolatorio è stato differenziato per impresa mediante l'applicazione di uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi, regolato dalle disposizioni dell'articolo 40 del TIT.

19.6 Il meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione definito per il terzo periodo di regolazione trae origine dall'esigenza di supportare sul piano tariffario l'introduzione dei misuratori elettronici (c.d. *smart meters*), prevista dalla deliberazione 292/06. Le disposizioni della deliberazione 292/06 hanno infatti introdotto una forte discontinuità rispetto al passato e hanno scandito i tempi per il rinnovo del parco misuratori di bassa tensione da realizzarsi in un orizzonte temporale di quattro anni.

19.7 L'Autorità, di fronte a questa situazione del tutto peculiare, caratterizzata da forti dinamiche di investimento, realizzate con tassi di rotazione del parco diverse per impresa, ha ritenuto di dover abbandonare il precedente schema tariffario che prevedeva il riconoscimento di componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale propri del servizio di misura, calcolate sulla base dei dati medi nazionali e applicate in modo uniforme da tutte le imprese.

19.8 In questo contesto di rapida evoluzione del parco si inquadra il meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura che, come indicato al punto 27.16 della Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07, è stato sviluppato con l'obiettivo di attribuire la remunerazione riconosciuta agli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione e le quote di

ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici in bassa tensione dismessi prima del termine delle loro vite utili e sostituiti con misuratori elettronici, nonché dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica, alle sole imprese distributrici che abbiano effettivamente realizzato tali investimenti.

- 19.9 Le particolari esigenze di rinnovo del parco misuratori hanno anche portato, in una prospettiva di sostegno all'innovazione tecnologica e alla pluralità delle tecnologie nel segmento della misura dell'energia elettrica, a utilizzare l'effettivo costo di investimento sostenuto dall'impresa, come *driver* per il riconoscimento della remunerazione dei misuratori elettronici e dei sistemi di raccolta dei dati di misura.¹⁷
- 19.10 L'Autorità peraltro ritiene che gli strumenti straordinari adottati nel terzo periodo di regolazione, una volta esaurite le esigenze che ne hanno resa necessaria l'introduzione, debbano essere rivisti in una prospettiva di favorire la semplicità dei meccanismi tariffari e soprattutto l'efficienza nell'erogazione del servizio.
- 19.11 Dall'esame delle scadenze previste per l'installazione dei misuratori elettronici da parte della deliberazione n. 292/06 si deve osservare che le attività di installazione dovrebbero completarsi entro l'anno 2011 (95% dei misuratori da installare nei punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW) e che quindi i caratteri di straordinarietà delle attività di investimento delle imprese distributrici in questo ambito dovrebbero esaurirsi nel corso del terzo periodo regolatorio.¹⁸
- 19.12 In quest'ottica nell'ambito dei *focus group* è stata indicata l'ipotesi di eliminazione del meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione attualmente regolato dall'articolo 40 del TIT.
- 19.13 Rispetto a tale ipotesi la principale associazione di categoria delle imprese distributrici ha fatto osservare che l'eliminazione del meccanismo di perequazione e quindi dell'implicita adozione di un metodo parametrico per la valutazione del capitale investito relativo al servizio di misura *“può incidere decisamente sull'aspetto del corretto riconoscimento della differenza anche significativa di costo di investimento dei sistemi di misura; tale differenza, derivando dall'incidenza di un reale effetto scala nei costi, nella vigente regolazione tariffaria aveva comportato un trattamento economico specifico che non può essere disperso nel quarto periodo regolatorio.”*
- 19.14 In relazione a quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno rivedere la tempistica per la realizzazione dell'obiettivo di soppressione del meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura, che resta, un obiettivo di medio termine, salvo verificare il ruolo che nei prossimi anni i sistemi di misura rivestiranno anche in relazione allo sviluppo delle *smart grid*. A questo scopo devono essere considerati due diversi aspetti:
- da un lato l'esigenza di mantenere una differenziazione nel riconoscimento dei costi per riflettere il diverso grado di penetrazione dei misuratori elettronici tra le diverse imprese;
 - dall'altro l'esigenza di garantire un'adeguata copertura degli investimenti già realizzati dalle imprese. Tali investimenti, infatti, hanno un orizzonte temporale, in coerenza con le vite riconosciute ai fini regolatori, di cinque anni per quanto riguarda i sistemi di telegestione e quindici anni per quanto riguarda i misuratori elettronici.
- 19.15 L'Autorità intende mantenere una differenziazione per impresa nel riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura anche per il quarto periodo di regolazione, ritenendo al contempo opportuno preannunciare la volontà di procedere al riassorbimento di tali

¹⁷ Sono trattati con norme specifiche i casi di scostamento rispetto al costo medio nazionale superiori all'80%.

¹⁸ Si segnala l'eccezione disciplinata dal Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolamentazione delle cooperative elettriche, approvato con la deliberazione dell'Autorità ARG/elt 113/10.

differenziazioni a partire dal periodo di regolazione successivo. L’Autorità ritiene infatti che la principale ragione delle differenze nei costi unitari di capitale per punto di prelievo servito sia riconducibile ai costi propri dei sistemi di telegestione, la cui vita utile ai fini regolatori, come visto, è di cinque anni. Nel corso del quarto periodo regolatorio gli investimenti realizzati dalle imprese per l’avvio della telegestione risulteranno pertanto completamente ammortizzati ai fini regolatori. L’Autorità ritiene che i successivi investimenti di sostituzione dei sistemi esistenti, al fine di favorire l’efficienza del settore a beneficio dei clienti finali e di evitare il perpetuarsi di inefficienze, debbano trovare riconoscimento secondo logiche di costo medio nazionale di settore, preferibilmente secondo criteri a costi *standard*.

Spunti per la consultazione

S13. Si condivide l’ipotesi di mantenere una differenziazione nel riconoscimento dei costi di capitale investito relativo al servizio di misura prestato nei punti di prelievo in bassa tensione per il quarto periodo regolatorio? Se no, motivare.

S14. Si condivide l’ipotesi di prevedere che a partire dal quinto periodo regolatorio sia soppresso il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura? Se no, motivare.

Determinazione del capitale investito netto riconosciuto relativi al servizio di misura in bassa tensione per il quarto periodo di regolazione ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali

19.16 La fissazione dei livelli tariffari iniziali delle tariffe relative al servizio di misura in bassa tensione per il quarto periodo regolatorio viene effettuato sulla base del capitale investito netto riconosciuto aggregato nazionale, basato sui costi storici, sugli ammortamenti aggregati di settore, comprensivi anche della quota di ammortamento residuo relativa ai misuratori in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile standard (pari a 20 anni) per essere sostituiti con i nuovi misuratori elettronici.

19.17 Il valore delle immobilizzazioni nette relative al servizio di misura in bassa tensione è calcolato secondo la seguente formula:

$$IMN_{12,ITA}^{MIS,BT} = \left[IMN_{12,ITA,misuratori}^{MIS,BT} + IMN_{12,ITA,telegestione}^{MIS,BT} \right]$$

dove:

$$\bullet \quad IMN_{12,ITA,telegestione}^{MIS,BT} = \left[\frac{\sum_t^{10} (CS_{ITA,tgbi,t}^{10} - fd_{ITA,tgbi,t}^{10}) \cdot d_t^{12}}{N_{ITA,smbt}^{10,obj}} \right] \max(N_{ITA,smbt}^{10,obj}; N_{ITA,smbt}^{10});$$

con:

- $CS_{ITA,tgbi,t}^{10}$ è il costo storico per i cespiti relativi a sistemi di telegestione nella disponibilità aggregato nazionale al 31 dicembre 2010, entrati in esercizio nell’anno t e in esercizio al 31 dicembre 2010;

- $fa_{ITA,tgbr,t}^{10}$ è per ciascun cespite relativo a sistemi di telegestione, presente nei bilanci delle imprese distributrici alla data del 31 dicembre 2008, il valore aggregato nazionale, espresso a costi storici, del fondo di ammortamento;
- $N_{ITA,smbt}^{10,obj}$ è il numero di punti di prelievo aggregato nazionale che avrebbero dovuto essere dotati di misuratore elettronico entro il 31 dicembre 2010 secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 292/06;
- $N_{ITA,smbt}^{10}$ è il numero aggregato nazionale di punti di prelievo serviti in bassa tensione nell'anno 2010 che risultano effettivamente dotati di misuratore elettronico alla data del 31 dicembre 2010;

$$\bullet \quad IMN_{12,ITA,misuratori}^{MIS,BT} = \left[\varphi_{292/06,ITA}^{10} \frac{\left(\sum_t ca_{ITA,smbt,t}^{10} - \sum_t fa_{ITA,smbt,t}^{10} \right)}{N_{ITA,smbt}^{10}} + (1 - \varphi_{292/06,ITA}^{10}) \frac{\left(\sum_t ca_{ITA,tmbt,t}^{10} - \sum_t fa_{ITA,tmbt,t}^{10} \right)}{N_{ITA,tmbt}^{10}} \right] N_{ITA,bt}^{10} d_t^{12}$$

con:

- $N_{ITA,smbt}^{10}$ è il numero aggregato nazionale di punti di prelievo attivi al 31 dicembre 2010 presso i quali sono stati effettivamente installati misuratori elettronici entro tale data;
- $N_{ITA,tmbt}^{10}$ è il numero aggregato nazionale di punti di prelievo attivi al 31 dicembre 2010 presso i quali risultano ancora installati misuratori elettromeccanici;
- $\varphi_{292/06,ITA}^{10}$ è il rapporto tra il numero di misuratori elettronici effettivamente installati e il numero di misuratori elettronici che a livello aggregato nazionale le imprese distributrici avrebbero dovuto installare al 31 dicembre 2010, secondo gli obblighi previsti dalla deliberazione n. 292/06.

Determinazione degli ammortamenti riconosciuti relativi al servizio di misura in bassa tensione per il quarto periodo di regolazione ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali

19.18 Ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali, gli ammortamenti riconosciuti per il servizio di misura in bassa tensione sono determinati secondo la seguente formula:

$$AMM_{12,ITA}^{MIS,BT} = AMM_{12,ITA,telegestione}^{MIS,BT} + AMM_{12,ITA,misuratori}^{MIS,BT} + AMM_{12,ITA,residuo}^{MIS,BT}$$

dove:

$$\bullet \quad AMM_{12,ITA,telegestione}^{MIS,BT} = \left[\frac{AMM_{ITA,tgbr}^{10}}{N_{m,smbt}^{10,obj}} \right] \cdot \max(N_{m,smbt}^{10,obj} \cdot N_{m,smbt}^{10})$$

con:

- $AMM_{ITA,tgbr}^{MIS,BT}$ è il valore aggregato nazionale degli ammortamenti relativi ai sistemi di telegestione esistenti al 31 dicembre 2010, valutato sulla base dei criteri indicati nel paragrafo 14.1 e seguenti;

$$\bullet \quad AMM_{12,ITA,misuratori}^{MIS,BT} = \left[\varphi_{292/06,ITA}^{10} \frac{AMM_{ITA,misuratori}^{10}}{N_{ITA,smbt}^{10}} + (1 - \varphi_{292/06,ITA}^{10}) \frac{AMM_{ITA,misuratori}^{10}}{N_{ITA,mbt}^{10}} \right] N_{ITA,bt}^{10} d_t^{12}$$

con:

- $AMM_{ITA,misuratori}^{10}$ è il valore aggregato nazionale degli ammortamenti relativi ai misuratori elettronici installati ai sensi della deliberazione n. 292/06, esistenti al 31 dicembre 2010, valutato sulla base dei criteri indicati nei paragrafi 14.1 e seguenti;
- $AMM_{12,ITA,residuo}^{MIS,BT}$ è il valore aggregato nazionale del residuo non ammortizzato riconosciuto ai fini regolatori dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06.

Differenziazione per impresa dei costi di capitale riconosciuti e meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione

19.19 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende procedere al riconoscimento di un capitale investito netto riconosciuto e ad ammortamenti differenziati per impresa, calcolati in funzione del parco teorico di misuratori, coerente con gli obblighi di installazione previsti dalla deliberazione n. 292/06, e determinato in funzione degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione specifici di ciascuna impresa distributrice.

19.20 Il riconoscimento di costi di capitale differenziati per impresa è garantito mediante uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, come di seguito illustrato.

19.21 Il meccanismo di perequazione si fonda su un coefficiente di modulazione dei ricavi tariffari specifico per impresa (csm_m) che riflette il diverso livello dei costi di capitale relativi al servizio di misura in bassa tensione. Il coefficiente csm_m viene determinato in funzione del rapporto tra il costo di capitale unitario medio relativo al servizio di misura in bassa tensione specifico dell'impresa distributrice m e il costo di capitale unitario medio di settore. In termini formali:

$$csm_m^{misBT} = \frac{cum_m^{cap,misBT}}{cum_{ITA}^{cap,misBT}}$$

dove:

- $cum_m^{cap,misBT}$ è il costo di capitale unitario medio relativo al servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito dall'impresa distributrice m ;
- $cum_{ITA}^{cap,misBT}$ è il costo di capitale unitario medio nazionale relativo al servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito in bassa tensione, calcolato come media ponderata dei $cum_m^{cap,misBT}$.

19.22 Il costo di capitale unitario medio relativo al servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito dall'impresa distributrice m è pari alla somma della remunerazione del capitale investito unitaria media riconosciuta per punto di prelievo e degli ammortamenti riconosciuti per punti di prelievo, in termini formali:

$$cum_m^{cap,misBT} = rca_m^{cap,misBT} + amm_m^{cap,misBT}$$

dove:

- $rca_m^{cap,misBT}$ è la remunerazione unitaria del capitale investito riconosciuto per il servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito dall'impresa distributrice m ;
- amm_m^{misBT} è l'ammortamento unitario riconosciuto per il servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito dall'impresa distributrice m .

19.23 Ai fini della determinazione di rca_m^{misBT} il valore delle immobilizzazioni nette relative al servizio di misura in bassa tensione è calcolato in coerenza con quanto indicato per il servizio di distribuzione per la fissazione del valore aggregato nazionale.

19.24 Ai fini della determinazione di amm_m^{misBT} si applicano criteri coerenti con quelli indicati nei paragrafi 19.18 e seguenti per la fissazione del valore aggregato nazionale.

20 Aggiornamento dei valori del capitale investito netto e degli ammortamenti nel corso del quarto periodo regolatorio ai fini della determinazione dei livelli tariffari negli anni successivi al primo

20.1 I livelli tariffari per gli anni successivi al primo vengono determinati aggiornando i valori di $IMN_{12,ITA}^{MIS,BT}$ e $AMM_{12,ITA}^{MIS,BT}$, al fine di considerare nuovi investimenti, dismissioni, fine vita utile dei cespiti, modifiche del parco misuratori installato e obiettivi di installazione.

Spunti per la consultazione

S15. Si condivide l'ipotesi di mantenere, ai fini dell'aggiornamento per gli anni successivi al secondo, un parametro $\varphi_{292/06,ITA}^{10}$ pari a 0,95 in coerenza con gli obblighi previsti dalla deliberazione n. 292/06? Motivare la risposta.

Trattamento dei casi di inadempienza rispetto agli obblighi della deliberazione n. 292/06

20.2 Il meccanismo delineato per il riconoscimento individuale dei costi di capitale relativi al servizio di misura in bassa tensione si basa sull'ipotesi di assolvimento degli obblighi di installazione previsti dalla deliberazione n. 292/06. Il costo riconosciuto unitario per punto di prelievo servito riflette infatti il parco misuratori teorico coerente con gli obblighi previsti da tale deliberazione.

20.3 Nel caso in cui un'impresa non abbia rispettato gli obblighi e quindi il parco effettivo di misuratori installati non abbia raggiunto il livello minimo stabilito dalla deliberazione n. 292/06 è necessaria una restituzione al sistema dei maggiori costi riconosciuti. Tale restituzione è determinata, in ciascun anno t , secondo la seguente formula:

$$P_t = (\varphi_{292/06,ITA}^{t-2} - \frac{N_{m,smbt}^{t-2}}{N_{m,smbt}^{t-2,obj}})(0,5cum_{t,ITA}^{cap,tmbt} - cum_{t,ITA}^{cap,smbt})N_{m,bt}^{t-2}$$

dove:

- $cum_{t,ITA}^{cap,tmbt}$ è il costo unitario medio nazionale di capitale riconosciuto nell'anno t per misuratore elettromeccanico installato;

- $cum_{t,ITA}^{cap,smbt}$ è il costo unitario medio nazionale di capitale riconosciuto nell'anno t per misuratore elettronico installato;

Aggiornamento dei costi riconosciuti per impresa

20.4 In una logica di semplificazione l'Autorità non intende prevedere l'aggiornamento del coefficiente di modulazione dei ricavi tariffari specifico per impresa (csm_m), fissato con riferimento al primo anno del periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

S16. Si condivide l'ipotesi di mantenere fissa per tutta la durata del quarto periodo regolatorio il coefficiente di modulazione dei ricavi tariffari specifico per impresa? Motivare la risposta.

S17. Si ritiene opportuno, in relazione al riconoscimento per impresa della remunerazione dei sistemi elettronici di misura BT, confermare il meccanismo oggi previsto dall'articolo 40.3 del TIT che, nel caso di costi medi unitari eccedenti di oltre l'80% la media nazionale, ne limita la riconoscibilità? Motivare la risposta.