

**DCO 45/11**

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

***ORIENTAMENTI FINALI***

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

6 dicembre 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, DCO 13/11, in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva, DCO 29/11 di inquadramento generale del procedimento e criteri per la determinazione dei costi riconosciuti, DCO 34/11 in materia di criteri e meccanismi per l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali e il DCO 42/11 in materia di criteri di allocazione dei costi, tariffe, vincoli ai ricavi e perequazione.*

*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).*

*Nel presente documento sono descritti gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alle principali tematiche sviluppate nei precedenti documenti di consultazione. Inoltre, il presente documento prevede una prima ricognizione delle problematiche connesse alla revisione e razionalizzazione della disciplina del servizio di misura, in relazione alla quale l'Autorità intende prevedere ulteriori fasi di consultazione nel corso del 2012.*

*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 ([quartoperiodo@autorita.energia.it](mailto:quartoperiodo@autorita.energia.it)) entro il 19 dicembre 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: [quartoperiodo@autorita.energia.it](mailto:quartoperiodo@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

Premessa.....	2
PARTE I Inquadramento del documento.....	4
1    Introduzione .....	4
2    Oggetto della consultazione e struttura del documento .....	4
PARTE II .....	6
La determinazione dei costi riconosciuti e la dinamica di aggiornamento .....	6
3    Determinazione del costo operativo riconosciuto e fissazione dell' <i>X-factor</i> per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura .....	6
4    Specificità nella determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione .....	10
5    Determinazione del capitale investito riconosciuto: <i>lag</i> regolatorio e degrado.....	11
6    Determinazione del capitale investito riconosciuto: dettagli procedurali per trasmissione e distribuzione.....	12
7    Determinazione degli ammortamenti riconosciuti: dettagli procedurali per trasmissione e distribuzione.....	13
8    La remunerazione del capitale investito.....	13
PARTE III.....	21
L'incentivazione tariffaria degli investimenti.....	21
9    L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale.....	21
10   L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di distribuzione .....	23
11   Lo sviluppo di meccanismi di incentivazione per il servizio di misura.....	25
PARTE IV.....	25
Tariffe di riferimento, tariffe obbligatorie e perequazione .....	25
12   Tariffe per il servizio di trasmissione .....	25
13   Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – infrastrutture di rete .....	27
14   Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – commercializzazione .....	28
15   Tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione .....	29
16   Meccanismi di perequazione per le imprese distributrici .....	29
17   Tariffe per il servizio di misura.....	29
18   Disposizioni in materia di tariffe domestiche: ipotesi per l'aumento della potenza a disposizione di utenti con tariffa D2.....	30
PARTE V .....	31
Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura .....	31
19   Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica: il TIME31	
20   Ricognizione sulle principali esigenze di razionalizzazione e revisione della regolazione del servizio di misura .....	32

# **PARTE I**

## **Inquadramento del documento**

### **1 Introduzione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nel 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 (di seguito: procedimento sulle tariffe), avviato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 6/11.
- 1.2 Nell'ambito del 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, sono già stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
- DCO 5/11, in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche (consultazione conclusasi il 29 aprile 2011);
  - DCO 13/11, in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva (consultazione conclusasi il 30 giugno 2011);
  - DCO 29/11, in materia di criteri per la determinazione dei costi riconosciuti (consultazione conclusasi il 30 settembre 2011);
  - DCO 34/11, in materia di criteri e meccanismi per l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali (consultazione conclusasi il 10 ottobre 2011);
  - DCO 42/11, in materia di criteri di allocazione dei costi, tariffe, vincoli ai ricavi e perequazione (consultazione conclusasi il 21 novembre 2011).
- 1.3 In particolare il DCO 29/11, oltre a esporre i criteri per la determinazione dei costi riconosciuti, precisa l'inquadramento generale del procedimento sulle tariffe dei servizi elettrici ai fini dell'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), delinea il quadro normativo di riferimento e individua gli ambiti e gli obiettivi generali d'intervento delle opzioni/proposte di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.4 Per una rassegna generale degli interventi previsti dall'Autorità in vista del quarto periodo di regolazione delle tariffe elettriche, per la ricostruzione del quadro normativo e per una più dettagliata illustrazione dello sviluppo del procedimento si rimanda alla Parte I del citato DCO 29/11.
- 1.5 Per un'analisi degli elementi di contesto e degli obiettivi specifici perseguiti dall'Autorità in relazione alle diverse tematiche sviluppate nel corso del procedimento si rimanda ai documenti di consultazione sopra richiamati.

### **2 Oggetto della consultazione e struttura del documento**

- 2.1 Il presente documento, tenuto conto delle risultanze delle successive fasi di consultazione<sup>1</sup>, dei dati di separazione contabile a disposizione dell'Autorità e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste alle imprese, delinea gli orientamenti finali dell'Autorità in

---

<sup>1</sup> Le osservazioni relative ai documenti per la consultazione sono disponibili sul sito internet dell'Autorità, nella sezione dedicata ai documenti per la consultazione.

relazione alla regolazione tariffaria per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

- 2.2 In particolare, il documento illustra sinteticamente le principali tematiche e ipotesi conclusive in relazione alla determinazione del costo riconosciuto e alla fissazione delle tariffe di riferimento. E' inoltre proposto per la consultazione uno schema di articolato relativo ai provvedimenti finali che l'Autorità si appresta ad approvare nel corrente mese, dal quale sono desumibili gli orientamenti finali dell'Autorità anche in relazione ad aspetti di dettaglio ripresi nella parte descrittiva.
- 2.3 Il presente documento per la consultazione non affronta la riforma della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti, di cui al DCO 13/11. L'Autorità conferma, comunque, l'intenzione di dar seguito a detta riforma con un successivo provvedimento, la cui entrata in vigore, tuttavia, come anticipato nella richiamata consultazione è prevista dall'1 gennaio 2016.
- 2.4 In sintesi, oltre alla presente Parte I, di carattere introduttivo, il documento si articola nelle seguenti parti:
- la Parte II finalizzata a illustrare gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di criteri per:
    - la determinazione dei costi riconosciuti dei servizi di trasmissione distribuzione e misura;
    - la determinazione del capitale investito e dell'ammortamento;
    - la remunerazione del capitale investito;
  - la Parte III che illustra gli orientamenti finali in relazione all'incentivazione degli investimenti;
  - la Parte IV che illustra: i criteri di determinazione delle tariffe di riferimento per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura e alcuni aspetti specifici relativi alla tariffa binomia per l'utenza domestica;
  - la Parte V che prevede una prima ricognizione, al fine di procedere, nel corso del 2012, ad una complessiva razionalizzazione della disciplina in materia di erogazione del servizio misura, da far confluire all'interno di un testo integrato *ad hoc* (TIME) che preveda anche la ridefinizione delle responsabilità nell'erogazione del servizio stesso.
- 2.5 Al presente documento di consultazione sono allegati i seguenti documenti:
- l'Allegato A che propone la formalizzazione delle proposte finali in materia di determinazione del capitale investito e degli ammortamenti;
  - Allegato B che illustra la bozza di articolato del nuovo testo integrato "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, Periodo di regolazione 2012-2015";
  - Allegato C che illustra la bozza di articolato del Nuovo testo integrato della misura elettrica (TIME) contenete le disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica;

## PARTE II

### La determinazione dei costi riconosciuti e la dinamica di aggiornamento

#### 3 Determinazione del costo operativo riconosciuto e fissazione dell'*X-factor* per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

3.1 In relazione alle modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto per il primo anno del periodo di regolazione 2012-2015 l'Autorità intende confermare sostanzialmente l'impostazione illustrata nel DCO 29/11. Nel seguito sono pertanto richiamate le principali soluzioni prospettate dall'Autorità, precisandone i termini applicativi ed evidenziano alcune modifiche marginali introdotte anche in relazione alle osservazioni e valutazioni avanzate dai soggetti che hanno partecipato al processo di consultazione.

#### *Anno di riferimento e determinazione della componente dei costi riconosciuti relativa a costi operativi*

3.2 I costi operativi riconosciuti saranno valutati a livello di settore, in conformità con quanto effettuato nei precedenti periodi regolatori.

3.3 L'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi riconosciuti è l'anno 2010. 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<sup>2</sup>:

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

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;
- $PS1_{06} = 0,5 \cdot (COR_{06} - COE_{06})$ , 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 pari al 3,5% per la distribuzione e al 2,5% per la trasmissione;
- $RPI_i$  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;

<sup>2</sup> Fermo restando quanto precisato al comma 9.13 del DCO 29/11.

- $COR_{10}$  è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2010 a copertura dei costi operativi;
- $\frac{Q_{11}}{Q_{10}}$  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 e tenendo conto che l'attuale congiuntura economica sembra determinare una sostanziale stabilità dei consumi nel biennio considerato, l'Autorità è orientata a fissare pari a 1 tale rapporto.

3.4 Si conferma, infine, che la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2012 relativa ai costi operativi per l'attività di misura sarà determinata applicando la medesima formula riportata al precedente paragrafo 3.2, ma modificata per tener conto che le maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo regolatorio devono essere riassorbite nell'arco temporale di 6 anni invece che 8 come per trasmissione e distribuzione.

### ***Costi operativi effettivi 2010 e costi "sorgenti"***

3.5 Per quanto riguarda la determinazione dei costi effettivi l'Autorità intende confermare quanto proposto nel DCO 29/11, in particolare nei paragrafi 9.14 e seguenti.

3.6 Nell'ambito del processo di consultazione, diversi operatori hanno tuttavia segnalato la necessità di correggere tale riferimento per tener conto dei cosiddetti "costi sorgenti", ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento dei volumi delle attività svolte rispetto all'anno di rilevamento dei costi.

3.7 In relazione a tale questione, l'Autorità ritiene che tali variazioni possano essere eventualmente intercettate dai meccanismi già previsti dalla regolazione tariffaria, e in particolare dall'aggiornamento quadriennale dei costi operativi riconosciuti e dalla previsione di correggere i costi operativi in corso di periodo regolatorio (in sede di aggiornamento annuale) per tener conto di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, attualmente prevista del TIT<sup>3</sup>, che l'Autorità intende confermare anche per il quarto periodo regolatorio.

3.8 Le uniche variazioni di costo operativo che non possono essere intercettate dalla procedura di determinazione del costo riconosciuto proposta sono quelle eventualmente verificatesi nel corso del 2011. Sulla base delle evidenze fornite dagli operatori, tuttavia, tale casistica non appare significativa.

S1

Con riferimento al paragrafo 3.8 si invitano gli esercenti a segnalare tramite evidenze oggettive e documentate l'eventuale sussistenza di situazioni in contrasto con quanto asserito.

<sup>3</sup> Cfr. comma 10.1, lettera c) del TIT per il servizio di distribuzione, il comma 18.1, lettera c), del TIT per il servizio di trasmissione, il comma 30.1, lettera c) del TIT per il servizio di misura.

### ***Riconoscimento dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico assunti prima del luglio 1996***

- 3.9 L’Autorità intende confermare le proposte formulate nel DCO 29/11 in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico assunti prima del luglio 1996<sup>4</sup>.
- 3.10 In relazione a tale tematica, le segnalazioni di diversi operatori, tese ad ottenere un riconoscimento maggiore rispetto a quello previsto dal meccanismo introdotto dall’articolo 44 del TIT appaiono non condivisibili, essendo incoerenti con l’orizzonte temporale del meccanismo stesso (orizzonte esplicitamente identificato in 12 anni) e sostanzialmente incoerenti con l’obiettivo finale di azzeramento di tale onere entro 2019.

### ***Riconoscimento degli oneri relativi al “fondo pensione elettrici”***

- 3.11 In relazione al trattamento degli oneri relativi al “fondo pensione elettrici” l’Autorità intende modificare la propria proposta iniziale come espressa nel DCO 29/11<sup>5</sup>. L’Autorità, considerata l’impostazione generale adottata per il riconoscimento del capitale investito, orientata a un riconoscimento individualizzato per impresa (in particolare nel segmento della distribuzione), intende riconoscere l’onere connesso a tale “fondo pensione elettrici” in modo specifico per impresa.
- 3.12 In particolare, l’Autorità intende considerare come componente del capitale investito netto da riconoscere a ciascuna impresa, la quota residua del costo relativo al “fondo pensione elettrici” attribuibile alla medesima impresa.
- 3.13 L’Autorità intende procedere in modo del tutto analogo al riconoscimento della quota di ammortamento di tale onere, che sarà pertanto sommata agli ammortamenti propri di ciascuna impresa (a differenza di quanto previsto nel terzo periodo regolatorio, nel quale l’ammortamento del “fondo pensione elettrici” è stato sommato ai costi operativi).

### ***Trattamento dei contributi di connessione***

- 3.14 Nel DCO 29/11 l’Autorità ha formulato due ipotesi alternative per il trattamento dei contributi di connessione, prevedendo in un caso (*ipotesi A.1*) il mantenimento delle modalità adottate nel terzo periodo di regolazione, con deduzione dei ricavi da contributi di connessione dai costi operativi e istituzione di uno specifico meccanismo facoltativo di perequazione a garanzia del ricavo da contributi di connessione e nell’altro (*ipotesi A.2*) la deduzione dei contributi dal capitale investito, ad eccezione della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o delle spese amministrative, che continuerà ad essere scomputata dai costi operativi.
- 3.15 In esito alla consultazione l’Autorità, in una logica di continuità e stabilità regolatoria, anche in considerazione del forte impatto sui livelli tariffari che l’adozione dell’*ipotesi A.2* porterebbe con sé, intende in generale confermare lo schema regolatorio in vigore nel terzo periodo, modificandolo limitatamente al trattamento dei contributi di connessione applicati in occasione della connessione di nuovi impianti di produzione, ai sensi del TICA.
- 3.16 Pertanto, in tale prospettiva, la deduzione dal capitale investito dei contributi per il servizio di connessione riguarderebbe i contributi a preventivo (al netto delle spese generali) come nel corrente periodo regolatorio e i contributi di connessione applicati ai sensi del TICA.

---

<sup>4</sup> Cfr. par. 9.21 e 9.22 del DCO 29/11.

<sup>5</sup> Cfr. par. 9.23 - 9.24 del DCO 29/11.

- 3.17 L'Autorità ritiene, comunque, che la soluzione preferibile in termini di coerenza complessiva del quadro regolatorio, sarebbe quella prospettata nell'**Ipotesi A.2**. Tuttavia, la sua realizzazione, richiede un processo di transizione graduale per limitare le segnalate discontinuità nei livelli tariffari. Detta transizione, peraltro, necessita di informazioni che attualmente risultano in gran parte non disponibili; ad esempio un primo passaggio del processo di convergenza potrebbe prevedere di portare in deduzione del capitale investito, i contributi per le connessioni MT. Ciò, tuttavia, richiede di disporre di informazioni disaggregate tra i ricavi da connessioni MT e BT.
- 3.18 In ragione delle considerazioni sviluppate nei precedenti paragrafi, nella prospettiva di un futuro processo di convergenza verso l'**Ipotesi A.2**, l'Autorità intende pertanto introdurre obblighi specifici di contabilità separata delle future connessioni, che consentano di disporre di tutte le informazioni necessarie per il citato percorso di convergenza.
- 3.19 In ogni caso, l'Autorità non ritiene che ci siano le condizioni per continuare a proporre il meccanismo di garanzia dei ricavi, essendo l'anno di riferimento 2010 un anno in cui la crisi economica ha sostanzialmente esaurito gli effetti transitori, consolidando una situazione la cui dinamica evolutiva dovrebbe essere sostanzialmente analoga a quella preesistente all'introduzione del meccanismo di garanzia.

#### **Determinazione dell'*X-factor***

- 3.20 In coerenza con l'impostazione adottata nel DCO 29/11, per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica l'*X-factor* per il quarto periodo di regolazione è calcolato secondo la seguente formula:

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

dove:

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

- 3.21 Anche per il servizio di misura l'*X-factor* per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2013 e 2014 sarà calcolato secondo la seguente formula:

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

dove:

- $RID_{12-13}^{MIS} = \frac{1}{7} \cdot PS1 \cdot (1 + RPI_{07} - X_{npr}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{1}{7} PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$
- $COR_{12}^{MIS}$  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.

- 3.22 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:

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

#### 4 Specificità nella determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione

- 4.1 Ferma restando l'impostazione generale richiamata anche nel precedente paragrafo 3.2 e seguenti, che si basa sulla determinazione di un costo operativo medio di settore, come indicato nel DCO 42/11 l'Autorità intende differenziare per impresa il livello dei costi operativi riconosciuti, per tener conto degli effetti delle perequazioni (generale e specifica aziendale).
- 4.2 La differenziazione per impresa del livello dei costi operativi riconosciuti è effettuata modulando il ricavo tariffario che l'impresa avrebbe ottenuto applicando la quota parte dei parametri della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi mediante l'applicazione di uno specifico coefficiente  $\Gamma_m$ , calcolato secondo la seguente formula:

$$\Gamma_m = \frac{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m}) + \beta^{op} DA_{10,m} + \gamma^{op} DF_{10,m} + \delta^{op} DB_{10,m} + \kappa_m^{op} PSA_{10,m}}{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$$

dove:

- $\alpha^{op}$  è il coefficiente che esprime l'incidenza della quota parte a remunerazione costi operativi sul ricavo tariffario per il servizio di distribuzione nell'anno 2010;
- $\beta^{op}, \gamma^{op}, \delta^{op}$  sono coefficienti che esprimono, sempre con riferimento all'anno 2010, per ciascun importo di perequazione, l'incidenza della quota parte a copertura dei costi operativi;
- $\kappa_m^{op}$  è il coefficiente che esprime, per ciascuna impresa distributrice  $m$ , l'incidenza della quota parte a a copertura dei costi operativi sull'importo di perequazione specifica aziendale relativa all'anno 2010;
- $pf_{10,c}, pp_{10,c}, pe_{10,c}$  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.

4.3 In altri termini l'Autorità intende determinare un ammontare  $COR_{12,m}$  per ciascuna impresa distributrice  $m$ , calcolato secondo la seguente formula:

$$COR_{12,m} = COR_{12} \Phi_m \Gamma_m$$

dove:

- $COR_{12}$  è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012 a livello di settore, come indicato al precedente paragrafo 3.2;
- $\Phi_m = \frac{\sum_c \alpha_{10}^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}{\sum_m \sum_c \alpha_{10}^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$  è la quota parte dei costi operativi riconosciuti a livello nazionale, spettante all'impresa  $m$ .

## 5 Determinazione del capitale investito riconosciuto: lag regolatorio e degrado

- 5.1 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  $n+2$ ), l'Autorità nel DCO 29/11<sup>6</sup> ha valutato l'opportunità 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, riducendo in tal modo il *lag regolatorio*.
- 5.2 In fase di consultazione numerosi operatori hanno evidenziato come il ritardato riconoscimento dei nuovi investimenti comporti di fatto una riduzione della remunerazione effettivamente riconosciuta agli operatori in quanto l'attuale ritardo, superiore ad un anno, ha un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell'investimento. Gli operatori pur ritenendo che la proposta dell'Autorità di ridurre il *lag regolatorio* vada nella giusta direzione ritengono che per garantire l'equilibrio economico finanziario dell'impresa sia necessario ridurre maggiormente tale ritardo. A tal fine hanno individuato diverse soluzioni alternative rispetto a quella individuata nel DCO 29/11.
- 5.3 D'altra parte, collegare il riconoscimento degli investimenti a documenti ufficiali sottoposti a revisione contabile potrebbe risultare discriminatorio, favorendo le imprese quotate, già tenute per effetto di altre norme a produrre tali documenti in corso d'anno.
- 5.4 L'Autorità, tenendo conto delle osservazioni ricevute, riconosce la necessità di garantire che il tasso di remunerazione base ritenuto "equo", determinato secondo la metodologia discussa nel successivo capitolo 8, non risulti nei fatti ridotto per effetto del *lag regolatorio*. Tale

<sup>6</sup> Cfr. par. 8.16 del DCO 29/11.

fenomeno, infatti, potrebbe comprimere in maniera non desiderabile la sostenibilità e realizzabilità dei piani di investimento degli operatori di rete.

- 5.5 Secondo quanto stimato dall'Autorità, l'attuale modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti che prevede la remunerazione nell'anno  $n+2$  dell'investimento lordo dell'anno  $n$ , in termini finanziari comporta un disallineamento tra WACC e tasso interno di rendimento (IRR) dello 0,7%.
- 5.6 Pertanto, anche in considerazione della complessità insita nella predisposizione e nella gestione di un meccanismo basato su stime *ex ante* e controlli *ex post* degli investimenti effettuati con la parallela predisposizione di automatismi di acconto/conguaglio, l'Autorità è orientata a sterilizzare gli effetti derivanti dal *lag regolatorio* riconoscendo una maggiorazione forfetaria pari allo 0,7% del WACC base a partire dagli investimenti realizzati dal 2012, fatto salvo quanto precisato nel successivo capitolo 9.
- 5.7 Sempre in relazione alla valorizzazione del capitale investito, diversi operatori hanno inoltre lamentato l'inadeguatezza della procedura tariffaria attualmente adottata che prevede il degrado dei cespiti riconosciuti tariffariamente fin dal primo anno in cui i medesimi entrano in esercizio.
- 5.8 L'Autorità condivide tale osservazione ed intende prevedere che a partire dalla determinazione del capitale investito riconosciute nelle tariffe 2012, i nuovi investimenti entrati in esercizio nell'anno  $n$ , remunerati tariffariamente dall'anno  $n+2$ , vengano valorizzati al valore di prima iscrizione a libro cespiti, senza alcun degrado a titolo di ammortamento.

## **6 Determinazione del capitale investito riconosciuto: dettagli procedurali per trasmissione e distribuzione**

- 6.1 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto al 31 dicembre 2010, da utilizzare ai fini della determinazione di livelli iniziali per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare:
  - a) con riferimento al servizio di trasmissione, il criterio del costo storico rivalutato e la metodologia mista (parametrica per gli incrementi patrimoniali ante 2004 e puntuale per gli incrementi patrimoniali successivi) proposta nel capitolo 13 del DCO 29/11;
  - b) con riferimento al servizio di distribuzione, il criterio di determinazione per impresa, che prevede una metodologia mista (parametrica per gli incrementi patrimoniali ante 2008 ed una componente puntuale per gli incrementi patrimoniali a partire dal 2008), proposta nel capitolo 16 del medesimo DCO 29/11.
- 6.2 Con riferimento alla ricostruzione parametrica del capitale investito (ante 2004, per la trasmissione e ante 2008 per la distribuzione) gli operatori, nell'ambito della consultazione, hanno espresso generale preferenza per la Variante A (soluzione vettoriale), evidenziando che la Variante B (soluzione scalare), implicando un percorso di degrado dei cespiti con quote di ammortamento costanti, implicherebbe forti discontinuità tariffarie. La soluzione vettoriale invece, essendo in grado di mantenere la profondità storica dei cespiti, garantisce un sentiero di degrado dei cespiti più vicino a quello che si avrebbe con la metodologia puntuale fino ad oggi applicata, senza impatti significativi sulle tariffe.
- 6.3 L'Autorità, ai fini della determinazione del CIR, relativamente alla ricostruzione parametrica, è pertanto orientata ad adottare la soluzione vettoriale.

6.4 In relazione a quanto sopra, occorre inoltre precisare che nella formula di determinazione del valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti impliciti (ante 2004, per la trasmissione e ante 2008 per la distribuzione), esistenti al 31 dicembre 2008, di cui al paragrafo 13.4 del DCO 29/11 ( $IMN_{10}^{CTR(2003),08}$ ) e 16.13 del medesimo DCO ( $IMN_{m,10}^{MT/BT(2007),08}$ ), è necessario tener conto di quanto segue:

- l'incidenza delle altre poste rettificative e del capitale circolante netto deve far esclusivo riferimento al termine  $CIR_{10}^{implicito}^{tar}$  ;
- deve essere considerata l'incidenza del c.d. "fondo pensione elettrici" come aggiornato al 31 dicembre 2008;
- gli incrementi patrimoniali relativi ai terreni (non soggetti a degrado), devono essere trattati puntualmente e quindi tali incrementi patrimoniali devono essere esclusi dalla stratificazione convenzionale delle immobilizzazioni nette.

6.5 Per una descrizione più analitica di quanto sopra illustrato si rimanda all'Allegato A.

## 7 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti: dettagli procedurali per trasmissione e distribuzione

7.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per i servizi di trasmissione e distribuzione l'Autorità intende confermare l'impostazione indicata nel DCO 29/11, in particolare con riferimento alla cosiddetta soluzione vettoriale (Variante A).

7.2 Nell'Allegato A del presente documento per la consultazione sono riassunte le formule che saranno utilizzate per la determinazione degli ammortamenti riconosciuti ai fini della determinazione dei parametri tariffari per l'anno 2012.

## 8 La remunerazione del capitale investito

8.1 Come indicato nel DCO 29/11, l'Autorità intende fissare il tasso di rendimento del CIR 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.

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

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.

8.2 Di seguito vengono richiamati gli orientamenti finali dell'Autorità rispetto ai parametri rilevanti per la determinazione della formula sopra richiamata in relazione ai quali sono emerse osservazioni significative da parte dei soggetti che hanno partecipato al processo di consultazione.

### ***Rendimento delle attività prive di rischio ( $rf$ ),***

8.3 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.

8.4 Il valore utilizzato per la definizione degli scenari di riferimento pari a 5,22% è stato stimato utilizzando la media del periodo dicembre 2010 – novembre 2011 dove il dato relativo al mese di novembre, non attualmente disponibile sul sito della Banca d'Italia, è stato determinato utilizzando dati Reuters.

8.5 In considerazione dell'attuale situazione di instabilità dei mercati finanziari, l'Autorità intende, inoltre, sottoporre a consultazione la possibilità di introdurre un meccanismo, definito *ex-ante*, di revisione a metà del periodo regolatorio (nel 2013 a valere sul WACC riconosciuto nel 2014 e 2015) del parametro  $rf$ , ferma restando la sua valorizzazione come media annuale, descritta dal precedente paragrafo 8.3.

S2

Esprimere considerazioni in merito all'ipotesi di introduzione di un automatismo di aggiornamento in corso di periodo regolatorio del parametro  $rf$ . e alle modalità di attuazione di tale meccanismo

### ***Premio per il rischio di mercato (ERP)***

8.6 Nel DCO 29/11, l'Autorità in un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas, aveva annunciato la propria intenzione di confermare un valore di ERP pari al 4%.

8.7 Tale impostazione è stata criticata in fase di consultazione da numerosi operatori i quali richiedono il riconoscimento di un ERP pari a circa il 7-8%. La richiesta di un aumento del premio al rischio attualmente riconosciuto viene supportata con l'utilizzo di diverse metodologie di stima e con il riferimento all'attuale congiuntura economica nazionale e internazionale.

8.8 Secondo alcuni soggetti consultati una stima attendibile dell'ERP soprattutto nell'attuale contesto di volatilità e rischiosità dei mercati dovrebbe basarsi su stime *forward looking* ovvero su stime basate su dati storici di lungo periodo costruite con l'utilizzo della media aritmetica quali ad esempio quelle proposte da Dimson, Marsh e Staunton, ovvero su stime basate sul calcolo del rischio implicito.

8.9 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".

- 8.10 L’Autorità, come illustrato nel DCO 29/11, ritiene che il calcolo del premio per il rischio di mercato può essere effettuato utilizzando diverse metodologie di stima che portano risultati estremamente differenti tra loro come peraltro emerge dalle osservazioni degli operatori e come risulta anche da recenti pubblicazioni teoriche<sup>7</sup>: La scelta tra le diverse metodologie dipende inevitabilmente da una serie di variabili tra le quali lo scopo dell’analisi e le aspettative in relazione all’andamento dei mercati. In particolare, in periodi di forte svalutazione/apprezzamento dei mercati dovendo calcolare il costo del capitale appare più prudente basare le stime del premio al rischio su dati medi di lungo periodo adottando il metodo storico della ricostruzione ex post.
- 8.11 L’Autorità, in continuità con il metodo adottato nel terzo periodo regolatorio e in coerenza con le scelte effettuate dai principali regolatori europei, ritiene che la stima più attendibile del premio al rischio sia basata sul premio al rischio storico calcolato su un orizzonte temporale di lungo periodo utilizzando la media geometrica del differenziale di rendimento tra il rendimento di mercato e il rendimento dei titoli di Stato a lungo termine analogamente a quanto fatto da Dimson, Marsh e Staunton<sup>8</sup>. La media geometrica rappresenta infatti il valore stimato più attendibile dal punto di vista dell’investitore soprattutto in paesi che presentano un’elevata volatilità dei titoli azionari.<sup>9</sup> Tale metodologia basata sull’analisi di dati storici di lungo periodo consente di ridurre l’effetto delle oscillazioni connesse alla volatilità della borsa.
- 8.12 Per contro l’adozione di metodologie differenti o la riduzione dell’intervallo temporale di stima come dimostrato da numerosi studi teorici<sup>10</sup> potrebbe portare alla stima di un premio al rischio negativo. L’Autorità, in continuità con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori dove l’adozione di metodologie alternative di stima basate su dati di breve periodo avrebbe potuto portare alla definizione di premi al rischio negativi<sup>11</sup>, ritiene opportuno effettuare un’analisi storica di lungo periodo anche nel quarto periodo regolatorio.
- 8.13 Alla luce delle considerazioni ivi esposte tenendo conto che in letteratura non vi è unanime condivisione sull’opportunità preferire l’utilizzo della media aritmetica che porterebbe alla fissazione di un premio al rischio più elevato, in un’ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas anche da altri regolatori europei, l’Autorità ritiene opportuno confermare un valore di ERP pari al 4%.

### **Rischio sistematico ( $\beta$ )**

- 8.14 L’Autorità, già nel DCO 29/11, alla luce dell’analisi di sensitività effettuata, aveva individuato margini di riduzione del parametro  $\beta$  levered<sup>12</sup> relativo all’attività di trasmissione rispetto al valore fissato nel terzo periodo regolatorio dovuti anche ai meccanismi di garanzia dei ricavi recentemente introdotti in tale attività. Tuttavia in un’ottica di continuità e stabilità regolatoria, aveva in prima analisi ritenuto di poter

<sup>7</sup> Al proposito si rinvia a A. Damodaran (2011) “*Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2011 Edition*”, Febbraio 2011. Come sostiene l’autore “*There is no right risk premium: The flip side of the services know it best argument is that the data is so noisy that no one knows what the right premium is, and that any risk premium within a wide range is therefore defensible*” pag. 85.

<sup>8</sup> Si veda al proposito E. Dimson, P. Marsh e M. Staunton (2008) “*Global investment returns (2008)* edito da ABN Ambro, e dei medesimi autori *Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook, 2011*”. Gli autori stimano che l’ERP relativo all’Italia calcolato rispetto ai rendimenti dei titoli di stato sia pari al 3,7%.

<sup>9</sup> Al proposito si rinvia a S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003) “*A study into certain aspect of the cost of capital for regulation utilities in the U.K.*”.

<sup>10</sup> Cfr. E. Dimson, P. Marsh e Staunton (2011); Damodaran (2011) e altri.

<sup>11</sup> Si veda al proposito E. Dimson, P. Marsh e M. Staunton (2008) sopraccitato.

<sup>12</sup> Il  $\beta$  levered è l’indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

confermare il valore del coefficiente  $\beta levered$ , pari a 0,575, riconosciuto lo scorso periodo regolatorio.

- 8.15 In relazione a tale scelta, occorre osservare come le analisi effettuate con riferimento alla rischiosità di Terna relativamente al periodo compreso tra il 12 marzo 2007 e il 22 novembre 2011 evidenziano un livello di  $\beta levered$  inferiore<sup>13</sup> a quello proposto nel DCO 29/11, a conferma della bassa rischiosità connessa al servizio di trasmissione. Alla luce di tale verifica, tenendo conto non solo delle garanzie ai ricavi introdotte nel corso del precedente periodo regolatorio, ma anche che il riconoscimento di una maggiore remunerazione su tutti i nuovi investimenti, previsto dal prossimo periodo regolatorio per sterilizzare gli effetti derivanti dal *lag* regolatorio (si veda al riguardo il capitolo 5), l'Autorità è orientata a proporre un livello di  $\beta levered$  per l'attività di trasmissione pari a 0,53.
- 8.16 Per quanto riguarda la fissazione del coefficiente  $\beta levered$  relativo all'attività di distribuzione e misura, nel DCO 29/11, l'Autorità, non disponendo di dati relativi a società quotate che svolgono esclusivamente tali attività, in un'ottica di continuità e stabilità regolatoria aveva annunciato l'intenzione di *“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”*.
- 8.17 In fase di consultazione alcuni operatori hanno segnalato la necessità di aumentare il valore del parametro  $\beta levered$  riconosciuto all'attività di distribuzione per tener conto dell'aumentata rischiosità di tale attività rispetto al precedente periodo regolatorio. Tale incremento di rischiosità, in fase di consultazione, è stato essenzialmente ricondotto all'incremento delle attività<sup>14</sup> di distribuzione, all'aumento dei soggetti con cui il distributore si interfaccia e all'incremento della volatilità e della rischiosità dei mercati rispetto al precedente periodo regolatorio.
- 8.18 L'Autorità, in continuità con quanto fatto nei precedenti periodi regolatori, è orientata a riconoscere la maggiore rischiosità dei servizi di distribuzione e misura rispetto al servizio di trasmissione. Conseguentemente ritiene opportuno confermare un livello del coefficiente  $\beta levered$  sostanzialmente analogo a quello riconosciuto nel periodo di regolazione 2008-2011 in quanto l'effetto di eventuali elementi di rischio ulteriore rispetto a quelli evidenziati nel corso del terzo periodo regolatorio, rilevati dagli operatori in sede di consultazione<sup>15</sup>, verrebbe comunque bilanciato dalla già citata sterilizzazione degli effetti derivanti dal *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.
- 8.19 Con riferimento, invece, al servizio di misura, l'Autorità intende fissare un livello di  $\beta levered$  ridotto rispetto al corrente periodo di regolazione e pari al  $\beta levered$  fissato per l'attività di distribuzione in ragione del modificarsi della rischiosità intrinseca a tale attività rispetto al periodo 2008-2011. L'Autorità ritiene infatti che, tenendo conto del minor livello di incertezza proprio dell'attività che continua ad essere operata, almeno con riferimento alle responsabilità di installazione e manutenzione dei misuratori, in assetto monopolistico, la rischiosità connessa all'attività di misura sia analoga alla rischiosità connessa all'attività di distribuzione.

---

<sup>13</sup> Le stime effettuate il 22 novembre (Fonte: Reuters) evidenziano un valore del  $\beta levered$  di Terna pari a 0,41.

<sup>14</sup> In particolare un operatore segnala una maggiore rischiosità del servizio di distribuzione dovuta allo svolgimento di nuove attività tra le quali la connessione di impianti di produzione e attività funzionali al *settlement* che hanno determinato una maggiore esposizione al rischio di contenziosi frodi sanzioni e all'incremento dei soggetti con cui il distributore si interfaccia.

- 8.20 Alla luce delle osservazioni sopra riportate, l'Autorità è orientata a fissare un livello di  $\beta$  levered riconosciuto al servizio di distribuzione e misura pari a 0,61 determinato come media ponderata, rispetto ai ricavi dei rispettivi servizi, del livello di  $\beta$  levered riconosciuto all'attività di distribuzione e all'attività di misura nel corso del periodo regolatorio 2008-2011.

### **Costo del debito**

- 8.21 L'Autorità, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate nell'ultimo triennio, e nel corso di quest'ultimo semestre in particolare, riconosce 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.
- 8.22 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.
- 8.23 Inoltre, anche se sulla base dell'andamento dell'economia, si evidenziano elementi che possano giustificare un sostanziale incremento del costo medio del debito nel corso del prossimo periodo di regolazione, tali incrementi vengono intercettati e riconosciuti alle imprese attraverso l'aumento del rendimento delle attività prive di rischio.
- 8.24 Alla luce di tale considerazioni per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ritiene opportuno confermare lo *spread* riconosciuto sul costo del debito nel precedente periodo regolatorio pari a 45 punti base.
- 8.25 Fermo restando quanto sopra, l'Autorità ritiene necessario monitorare attivamente le possibili ripercussioni sul costo dell'indebitamento futuro dei soggetti regolati derivanti dalla straordinaria congiuntura economico/finanziaria. In tale prospettiva, l'Autorità sta valutando l'attivazione di un processo di monitoraggio del costo e del livello di indebitamento dei principali soggetti regolati, non solo del settore elettrico.
- 8.26 A tal fine i soggetti regolati, in primo luogo quelli soggetti alle procedure di certificazione di cui alla deliberazione ARG/com 153/11 potranno essere chiamati a trasmettere annualmente e ad aggiornare trimestralmente informazioni di dettaglio in relazione:
- alla struttura e al costo dell'indebitamento esistente;
  - alle scadenze del debito esistente e all'eventuale costo del rifinanziamento;
  - alle necessità di indebitamento connesse alla realizzazione di nuovi investimenti e al costo di tale indebitamento;
  - alle politiche di autofinanziamento e distribuzione dei dividendi.

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

- 8.27 L'Autorità, nel DCO 29/11 aveva annunciato l'intenzione di determinare l'aliquota teorica di incidenza delle imposte in continuità con il metodo utilizzato in ultimo per la regolazione tariffaria di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, tenendo conto dei più recenti sviluppi normativi in materia.
- 8.28 Nel corso del processo di consultazione numerosi operatori hanno segnalato all'Autorità la necessità di incrementare il livello di aliquota di imposta riconosciuta al fine di garantire l'effettivo riconoscimento di tutte le imposte pagate. Gli operatori hanno altresì:
- evidenziato l'impatto negativo sugli investimenti derivante dal mancato riconoscimento dei maggiori oneri d'imposta sugli utili delle aziende (Ires) derivanti recenti modifiche normative introdotte dell'articolo 7 del decreto-legge 13 agosto

2011, n. 138 che ha previsto nuove misure fiscali di perequazione tributaria per i settori petrolifero, del gas e dell'energia elettrica;

- richiesto la revisione dell'aliquota fiscale al fine di riconoscere alle imprese il delta imposte che deriva dalla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli regolatori, dall'applicazione del principio IFRIC 18 e dall'indeducibilità temporanea degli ammortamenti a fini fiscali.

8.29 L'Autorità, pur riconoscendo che l'aliquota effettiva d'imposta di alcuni operatori sia effettivamente superiore all'aliquota d'imposta teorica riconosciuta, come anticipato nel DCO 29/11, ritiene che *“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 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.*

8.30 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità è orientata ad utilizzare un'aliquota teorica (T) di incidenza delle imposte basata sulle aliquote teoriche di Ires e IRAP e pari al 35%. che, come riconosciuto dagli stessi operatori in fase di consultazione, è peraltro coerente con il livello di incidenza media effettiva delle imposte dei principali soggetti regolati risultante da un'analisi dei dati di bilancio. Tale aliquota è stata determinata sulla base delle vigenti disposizioni normative in materia di Ires e Irap e in particolare della 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)<sup>16</sup> che ha modificato le aliquote d'imposta per i redditi delle società (Ires) e per le attività produttive (Irap).

8.31 Infine, l'Autorità, pur condividendo le osservazioni fatte dagli operatori in fase di consultazione<sup>17</sup> in merito agli aggravii fiscali che l'addizionale Ires genera sulle imprese regolate e sui potenziali effetti negativi in termini di riduzione degli investimenti, nel dimensionare il parametro *T* non terrà conto delle recenti modifiche normative introdotte dell'articolo 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138.

### ***Tasso di inflazione***

8.32 L'Autorità, in continuità con i precedenti periodi regolatori, intende fissare il livello del tasso di inflazione per il quarto periodo di regolazione sulla base delle indicazioni contenute nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2011<sup>18</sup> (di seguito: Nota di aggiornamento DEF 2011), tenendo conto delle più recenti stime pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali riportate nella Tabella 1.

<sup>16</sup> Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 28 dicembre 2007, n. 300, Supplemento ordinario n. 285.

<sup>17</sup> Si rinvia alla deliberazione 26 agosto 2011, PAS 16/11 “Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in ordine ad alcuni effetti dell'art. 7 del Decreto legge 13 agosto 2011 n. 138 nei settori dell'energia.

<sup>18</sup> Cfr. Nota di aggiornamento del Documento di economia e finanza 2011 (Doc. LVII, n. 4-bis), Settembre 2011, n. 14.

**Tabella 1 Previsioni del Tasso di inflazione**

	<b>Data della previsione</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2016</b>
Nota di aggiornamento DEF 2011 <sup>(A)</sup>	Settembre 2011	2,6%	1,9%	<b>1,80%</b>	n.d.
Banca d'Italia <sup>(B)</sup>	Marzo 2011	2,2%	2,4%	n.d.	n.d.
Commissione Europea <sup>(C)</sup>	Febbraio 2011	2,5%	2,6%	2,6%	n.d.
ECB <sup>(D)</sup>	Novembre 2011	2,6%	1,8%	1,8%	2,0%

(A) Dato relativo all'Italia, fonte Nota di aggiornamento del Documento di economia e finanza 2011 (Doc. LVII, n. 4-bis) Settembre 2011, n. 14.

(B) Dato relativo all'Italia, fonte Banca d'Italia "Supplemento al Bollettino statistico, Indagine sulle aspettative di inflazione e crescita" (settembre 2011).

(C) Dato relativo all'area Euro, fonte European Central Bank (ECB) Montly Bulletin, Giugno 2011.

(D) Dato relativo all'area Euro, fonte European Central Bank (ECB) Montly Bulletin, Novembre 2011.

### **Scenari di riferimento per la fissazione del WACC**

8.33 La seguente Tabella 2 riporta, per ciascuna attività (trasmissione, distribuzione, e misura) gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito esistente.

8.34 In merito occorre precisare come tali forchette di valori esprimano solo parzialmente l'effettivo ritorno sul capitale investito su cui potranno contare le imprese regolate nel prossimo periodo regolatorio poiché, alla remunerazione del capitale investito, andrà di fatto a sommarsi:

- a) il margine garantito dal meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività;
- b) le maggiorazioni di remunerazione previste su alcune tipologie di investimento di trasmissione e distribuzione (di cui ai successivi paragrafi 9 e 10);
- c) la maggiorazione di remunerazione prevista su tutti gli investimenti realizzati a partire dal 2012 per sterilizzare il *lag regolatorio* di cui al precedente capitolo 5;
- d) la maggior valorizzazione del capitale investito a partire dagli investimenti entrati in esercizio nel 2010, per effetto del mancato degrado nel primo anno di remunerazione.
- e) gli incentivi previsti dalla regolazione della qualità del servizio.

**Tabella 2 Scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato del capitale investito**

<b>Parametri</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Trasmissione</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>Misura</b>
<i>rf</i>	Tasso nominale attività prive di rischio	5,22%		
<i>b levered</i>	Rischio sistematico attività	0,53	0,61	0,61
<i>ERP</i>	Premio di mercato	4,00%		
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	5,67%		
<i>D/E</i>	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,8		
<i>T</i>	Aliquota fiscale	35%		
<i>tc</i>	Scudo fiscale	27,5%		
<i>rpi</i>	Inflazione	1,8%		
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale</b>	<b>7,2%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>

## PARTE III

### L'incentivazione tariffaria degli investimenti

#### 9 L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale

- 9.1 Con il DCO 34/11 l'Autorità ha individuato i meccanismi tariffari finalizzati alla promozione degli investimenti infrastrutturali per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica: la maggiorazione del rendimento base (WACC) riconosciuto sul capitale investito, l'accelerazione degli investimenti di sviluppo della RTN e la previsione di un meccanismo di garanzia dei ricavi.
- 9.2 Con il medesimo DCO 34/11 l'Autorità ha formulato le proprie proposte finalizzate al rafforzamento del legame tra la maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti e i benefici di sistema realmente prodotti da tali investimenti, nella prospettiva di attivare meccanismi di incentivazione tariffaria basati prevalentemente su indicatori di *output* (ossia funzione dei risultati in termini di benefici per il sistema) piuttosto che di *input* (ossia funzione solo dell'ammontare di capitale investito), eliminando, per quanto possibile, eventuali sovrapposizioni tra i meccanismi incentivanti messi in capo dalla regolazione tariffaria, della qualità e del dispacciamento.
- 9.3 Per quanto riguarda la revisione degli strumenti di incentivazione basati sulla maggiorazione del WACC, l'Autorità ha individuato alcune ipotesi alternative di intervento (indicate al punto 5.15 del DCO 34/11 come *Ipotesi A.1, A.2, A.3 e A.4*) per la definizione delle incentivazioni applicabili dal 1 gennaio 2012, fermo restando l'obiettivo di medio termine di passaggio ad un sistema maggiormente focalizzato su criteri *output based*.
- 9.4 Le osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione DCO 34/11 hanno da un lato indicato l'esigenza che il passaggio da una incentivazione tariffaria basata prevalentemente su indicatori di *input* ad una basata su indicatori di *output* avvenga in modo graduale e avendo cura di valutare anche le potenziali criticità connesse con una regolazione *output-based*, dall'altro hanno fornito valutazioni anche di segno opposto rispetto alle ipotesi prospettate.
- 9.5 In particolare alcuni soggetti non ritengono condivisibile la proposta di revisione dell'attuale meccanismo di incentivazione degli investimenti in quanto ritenuta non coerente con l'esigenza di garantire la stabilità e la coerenza intertemporale della regolazione considerato l'orizzonte temporale di medio lungo termine degli investimenti di sviluppo.
- 9.6 Tali soggetti ritengono quindi preferibile confermare la regolazione vigente nel terzo periodo regolatorio, fermo restando la necessità di prevedere uno schema di incentivazione specifico per i sistemi di accumulo mobili.
- 9.7 Per contro la prevalenza dei soggetti che ha risposto alla consultazione è sostanzialmente allineata verso una preferenza per l'*Ipotesi A4* di cui al punto 5.15 del DCO 34/11.
- 9.8 L'Autorità, alla luce delle valutazioni<sup>19</sup> proposte con il DCO 34/11 e tenendo conto delle osservazioni emerse nel processo di consultazione, è orientata a confermare l'adozione dell'*Ipotesi A4*, che risulta peraltro preferibile in prospettiva AIR, in quanto focalizzata ad incentivare la realizzazione e l'accelerazione, di investimenti a più alto contenuto strategico

---

<sup>19</sup> Cfr. paragrafi 5.16 e successivi del DCO 34/11.

per il sistema energetico associabili alla categoria I3, eliminando peraltro possibili sovrapposizioni con altri meccanismi di incentivo.

- 9.9 A tal fine l’Autorità ritiene che, a decorrere dal 1 gennaio 2013, i benefici attesi dagli investimenti inclusi nella categoria I3 possano essere scomputati dalle valorizzazioni rilevanti ai fini del meccanismo di premio e penalità per l’approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07.
- 9.10 L’Autorità ritiene inoltre che alla luce delle modifiche regolatorie complessivamente proposte con il presente documento e in particolare, da un lato l’obbligatorietà del meccanismo premio/penale per il rispetto delle tempistiche di realizzazione degli investimenti e, dall’altro, la sterilizzazione del *lag-regolatorio* sui nuovi investimenti, l’entità della maggiore remunerazione riconosciuta alla categoria I3 possa essere posta pari al 2,0%.
- 9.11 L’Autorità come ipotizzato nel paragrafo 5.15 del DCO 34/11, intende collegare gli investimenti realizzati nel prossimo periodo regolatorio, inclusi nella categoria I3 con il meccanismo di incentivo all’accelerazione degli investimenti e con il meccanismo di premio/penalità per il rispetto della data prevista di completamento delle opere, rivisto al fine di renderlo maggiormente incisivo. Ciò implica che tali meccanismi incentivanti diventeranno automaticamente applicabili per tutti gli investimenti inclusi nella categoria I3 e non facoltativi.
- 9.12 L’Autorità intende altresì confermare, come previsto nel sopraccitato DCO, che potranno essere inclusi nella categoria I3 esclusivamente gli investimenti previsti dal Piano decennale di sviluppo approvato ai sensi di quanto disposto dal Dlgs. 93/11 finalizzati a ridurre le congestioni tra zone di mercato e a incrementare la *net transfer capacity*, che risulta strategica anche in relazione alle priorità individuate a livello comunitario.
- 9.13 Per quanto riguarda gli investimenti appartenenti alla categoria I2, nella quale vengono ricompresi gli investimenti di sviluppo diversi da quelli classificati come I3, realizzati a partire dal 2012, l’Autorità intende riconoscere una maggiorazione della remunerazione pari all’1,5%. Per una sintesi delle maggiori remunerazioni riconosciute ai nuovi investimenti si veda la Tabella 3.
- 9.14 Tale impostazione, in continuità con quanto realizzato nel terzo periodo regolatorio, si ritiene possa garantire un incentivo agli investimenti stabile nel tempo, con un bilancio costi benefici favorevole al sistema elettrico.
- 9.15 L’Autorità è altresì orientata a introdurre una nuova categoria di incentivazione per i sistemi di accumulo amovibili<sup>20</sup> purché rientranti in progetti pilota selezionati secondo una apposita procedura, definita con successivo provvedimento, nel rispetto di alcuni requisiti minimi:
- a) siano inseriti nel Piano di sviluppo decennale di cui all’articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
  - b) abbiano la caratteristica di amovibilità;
  - c) siano necessari a garantire l’immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete che per ragioni tecniche o autorizzative possono essere realizzati solo su un orizzonte temporale di medio periodo;
  - d) siano complementari ad un sistema di controllo dinamico delle reti;

---

<sup>20</sup> Cfr. paragrafo 5.15 del DCO 34/11.

- e) siano finalizzati all'assorbimento di energia prodotta non altrimenti assorbibile e alla regolazione istantanea della frequenza, non realizzabile con risorse più economiche.

9.16 Ai fini della valutazione dei progetti pilota l'Autorità intende prevedere la costituzione di una commissione indipendente per la valutazione tecnico/economica dei progetti pilota, ivi inclusi i risvolti relativi alle possibili interazioni col mercato del dispacciamento.

**Tabella 3 Incentivazione dei nuovi investimenti in trasmissione**

<b>Categoria di incentivazione</b>	<b>Tipologia investimenti</b>	<b>Incremento WACC</b>	<b>Durata dell'incentivo (anni)</b>
<b>I1</b>	Sostituzione	0	n.a
<b>I2</b>	Sviluppo	1,5%	12
<b>I3</b>	Riduzione congestioni tra zone e aumento <i>net transfer capacity</i>	2%	12
<b>I4</b>	Progetto Pilota: accumuli amovibili	2%	12

### **Applicazione dei nuovi criteri di incentivazione**

9.17 L'Autorità ritiene che l'applicazione del nuovo meccanismo di incentivazione come sopra descritto possa essere prevista a partire dagli investimenti realizzati dall'1 gennaio 2012. Tale impostazione, che non modifica le regole applicabili agli investimenti già realizzati o in fase di realizzazione (ossia già ammessi alla categoria I3 come immobilizzazione in corso), risulta quella più coerente con il principio di tutela dell'affidamento degli operatori e si basa sul presupposto che l'operatore ha effettuato le proprie decisioni di investimento in un dato anno in funzione della logica di remunerazione in quel momento nota.

9.18 Peraltro, privilegiando una valutazione degli effetti sostanziali della manovra tariffaria complessiva delineata nel presente provvedimento, l'Autorità ritiene di proporre per la consultazione l'ipotesi, alternativa a quanto sopra ipotizzato, di far decorre già dall'aggiornamento tariffario 2012 (relativo agli investimenti 2010) le nuove categorie di incentivazione sopra delineate così come il meccanismo di sterilizzazione del *lag* regolatorio descritto al paragrafo 5.6.

### **S3**

Rispetto alle ipotesi alternative di tempistiche di applicazione della nuova regolazione, prospettate nei paragrafi 9.17 e 9.18, motivare la propria preferenza.

## **10 L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di distribuzione**

10.1 L'Autorità in relazione all'esigenza di favorire l'ammodernamento e lo sviluppo delle reti di distribuzione *“alla luce del ruolo strategico che tali reti dovranno assumere nel favorire l'efficienza energetica e nel garantire l'ottimizzazione dell'energia elettrica prodotta da*

*fonti rinnovabili*”, intende confermare le proposte sottoposte a consultazione nel DCO 34/11 (Cfr. paragrafo 6.3 e successivi).

- 10.2 Per quanto riguarda in particolare la revisione dell’attuale incentivazione (tramite maggiorazione del WACC) di alcune tipologie di investimenti, l’Autorità, anche in relazione al riconoscimento di una maggiore remunerazione per i nuovi investimenti al fine di sterilizzare il lag *regolatorio* (di cui al capitolo 5) che, secondo gli operatori, costituiva un rilevante freno agli investimenti stessi, e tenuto conto delle segnalazioni emerse nell’ambito del processo di consultazione, intende prevedere l’incentivazione delle seguenti categorie di investimento:
- a) investimenti relativi a sistemi di automazione protezione e controllo di reti attive MT (*smart grid*), in relazione alla loro importanza strategica nello sviluppo delle reti di distribuzione; tale incentivazione sarà in linea con quanto attualmente previsto per i progetti pilota in corso di realizzazione, ovvero in linea con altre iniziative per l’adeguamento dei sistemi di rete alle nuove esigenze derivanti dallo sviluppo delle fonti rinnovabili quali, ad esempio, i sistemi di accumulo;
  - b) sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e all’installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione, in continuità con l’attuale periodo di regolazione;
  - c) rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici (con maggiorazione della remunerazione allineata con la categoria I2 della trasmissione);
  - d) potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (con maggiorazione della remunerazione allineata con la categoria I2 della trasmissione).
- 10.3 Nel corso del quarto periodo regolatorio, l’Autorità svilupperà i meccanismi incentivanti di cui comma 10.2 lettera a), anche in funzione dei risultati emersi dalla sperimentazione legata ai progetti pilota attualmente in corso. Ai fini della predisposizione di tali meccanismi si confermano le linee guida già proposte nel DCO 34/11. In particolare saranno incentivati:
- gli investimenti che non comportano un potenziamento delle infrastrutture di rete esistenti;
  - gli investimenti che, obbligatoriamente riguardino alcune tipologie o funzionalità come il sistema di comunicazione, la regolazione di tensione sui punti di immissione della generazione distribuita, la modifica da remoto dei *set point* di taratura della frequenza e tensione, la selettività logica dei guasti;
  - le reti MT che presentino un flusso inverso per un tempo superiore ad una determinata soglia;
  - le reti la cui potenza nominale degli impianti di generazione superi una determinata soglia.
- 10.4 L’Autorità intende anche confermare che l’incentivazione relativa agli investimenti di cui al precedente paragrafo sarà proporzionata alla maggiore potenza immettabile in rete da generazione distribuita.
- 10.5 Infine, analogamente a quanto fatto per l’attività di trasmissione (cfr. paragrafo 9.15) l’Autorità intende approfondire le questioni relative agli investimenti in sistemi di accumulo al fine di introdurre una nuova categoria di incentivazione per i sistemi di accumulo purché rientranti in progetti pilota selezionati secondo una apposita procedura, definita con successivo provvedimento, nel rispetto di alcuni requisiti minimi.

## 11 Lo sviluppo di meccanismi di incentivazione per il servizio di misura

- 11.1 Come anticipato nel DCO 34/11, l’Autorità nel corso del prossimo periodo regolatorio intende anche approfondire le tematiche connesse allo sviluppo di nuovi servizi aggiuntivi nell’ambito dell’attività di misura al fine di introdurre, in via sperimentale e nell’ambito di appositi progetti pilota, eventuali meccanismi di incentivazione, da coordinare con le iniziative in materia di misura gas illustrate nel DCO 40/11.

## PARTE IV Tariffe di riferimento, tariffe obbligatorie e perequazione

### 12 Tariffe per il servizio di trasmissione

#### *Tariffa di trasmissione per le imprese distributrici*

- 12.1 L’Autorità intende confermare l’adozione dell’***Ipotesi A.2*** proposta nel DCO 42/11, che prevede la sostituzione della componente tariffaria *CTR* monomia attualmente applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, con una tariffa con struttura binomia (potenza/energia), anche con riferimento ai punti virtuali di interconnessione con le reti di distribuzione, corrispondenti a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.
- 12.2 A tal fine il costo riconosciuto per il servizio di trasmissione viene suddiviso in due componenti:
- una componente destinata alla copertura dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito riconosciuto e ammortamenti) e di una quota parte (80%) di costi operativi, a partire dalla quale sono calcolati i corrispettivi unitari in quota potenza, che danno luogo a flussi di ricavi stabili e forniscono un corretto segnale per la realizzazione degli investimenti;
  - una componente destinata alla copertura dei costi operativi residui, soggetta alla variabilità della domanda di energia elettrica.
- 12.3 Tale ipotesi, stabilizzando i ricavi riconosciuti a remunerazione del servizio di trasmissione attraverso l’applicazione di componenti tariffarie in quota potenza, consente di superare il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all’articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08, in coerenza con l’***Ipotesi B.3*** di garanzia dei ricavi proposta al paragrafo 5.26 del DCO 34/11.
- 12.4 Come indicato nel paragrafo 9.36 del DCO 42/11, in continuità con la prassi adottata nel terzo periodo di regolazione, in sede di aggiornamento annuale la quota parte destinata ai costi di capitale viene aggiornata in base ai volumi di servizio attesi per l’anno di applicazione delle tariffe, con conseguente sterilizzazione dell’effetto volume.
- 12.5 Si evidenzia infine che tale ipotesi, oltre a contemperare le esigenze di sostegno all’adeguatezza degli investimenti con un’equa ripartizione del “rischio volume” tra gestore del sistema di trasmissione e clienti finali, incentiva l’impresa ad effettuare una corretta misurazione dell’energia trasportata.
- 12.6 L’Autorità intende prevedere, transitoriamente per il 2012, l’applicazione della componente *CTR* monomia ed il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all’articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08, al fine di garantire al gestore del sistema di trasmissione un

sufficiente intervallo temporale per adeguare i propri sistemi informativi e reperire le informazioni inerenti la potenza disponibile nei punti di interconnessione con le imprese distributrici.

### ***Tariffa di trasmissione applicabili ai punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali***

- 12.7 Con riferimento ai criteri di allocazione ai clienti finali dei costi relativi al servizio di trasmissione l'Autorità, al fine di garantire una maggiore aderenza delle tariffe di trasmissione ai costi sottostanti il servizio, intende confermare la proposta di cui al paragrafo 8.3 del DCO 42/11, che prevede l'articolazione della componente *TRAS* in una tariffa binomia, limitatamente alle utenze connesse in alta ed altissima tensione (indipendentemente dal fatto che i punti di prelievo siano connessi a reti di distribuzione o direttamente alla RTN).
- 12.8 La differenziazione tra la tariffa applicata ai prelievi dalla rete di trasmissione dei distributori (binomia), rispetto alla componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione applicata ai clienti finali (monomia, ad eccezione delle tipologie di utenza in alta e altissima tensione a cui si applica una tariffa binomia), implica la necessità di adeguare i meccanismi di perequazione della distribuzione, al fine di rendere le imprese distributrici neutrali rispetto ai costi di trasmissione.
- 12.9 L'Autorità intende prevedere, transitoriamente per il 2012, l'applicazione della componente *TRAS* monomia per tutte le tipologie di utenza, al fine garantire alle imprese distributrici un sufficiente intervallo temporale per adeguare i propri sistemi informativi.

### ***Generazione distribuita***

- 12.10 L'Autorità intende confermare la proposta di cui al capitolo 10 del DCO 42/11, di sopprimere l'agevolazione tariffaria prevista per la generazione distribuita di cui al comma 13.1, lettera b), del TIT, in base alla quale ai soggetti titolari di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione, viene attualmente riconosciuto un corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione che tali impianti hanno contribuito a evitare.
- 12.11 Per essendo emersa una generale condivisione della proposta dell'Autorità, alcune associazioni di categoria hanno evidenziato che tale proposta risulta essere lesiva degli interessi degli operatori che hanno realizzato gli impianti di produzione in considerazione del quadro regolatorio vigente. Al riguardo, si evidenzia che:
- i criteri tariffari vengono determinati con riferimento ad un periodo pluriennale definito *ex ante* e, fermo restando che l'Autorità provvede alla revisione dei criteri tariffari perseguendo un obiettivo generale di stabilità regolatoria, non è legittimo da parte degli operatori nessun affidamento che vada oltre tale periodo;
  - l'agevolazione tariffaria per la generazione distribuita è stata definita facendo esclusivo riferimento alla minor necessità di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione indotto dallo sviluppo di impianti di produzione in media e bassa tensione. I tassi di sviluppo della generazione distribuita riscontrati negli ultimi anni hanno dimostrato invece la necessità di importanti investimenti sia sulle reti di distribuzione sia sulle reti di trasmissione, facendo di fatto venir meno il presupposto alla base dell'agevolazione;
  - i criteri tariffari, come evidenziato nell'ambito del DCO 42/11, sono definiti al fine di garantire l'aderenza delle tariffe ai costi sottostanti l'erogazione del servizio. Il mantenimento dell'agevolazione, non essendo più motivato da giustificazioni di costo, si configurerebbe come una mera politica di incentivazione della generazione distribuita

basata su un trasferimento di risorse dai clienti finali ai produttori, non perseguibile attraverso la regolazione tariffaria se non dietro esplicite previsioni normative.

### 13 Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – infrastrutture di rete

#### *Fissazione dei livelli iniziali delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – infrastrutture di rete*

- 13.1 L’Autorità intende dar seguito all’ipotesi B.4 illustrata nel DCO 42/11 che prevede la fissazione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione, ad eccezione della tariffa di riferimento per tipologie di contratto per utenze di illuminazione pubblica che risulta basato in ogni caso su una tariffa di riferimento espressa in centesimi di euro/kWh.
- 13.2 L’Autorità intende confermare l’esclusione delle tipologie di utenza connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV dalla partecipazione alla copertura dei costi relativi alle reti di distribuzione in alta tensione.
- 13.3 Per ragioni di semplicità, in relazione alle utenze connesse in bassa tensione, verranno in ogni caso definiti corrispettivi unitari riferiti a ciascuna tipologia di contratto, che, a parte l’eccezione delle utenze per usi di illuminazione pubblica, risulteranno uguali.
- 13.4 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento, per ciascuna tipologia di contratto  $c$  e con riferimento a ciascuna impresa  $m$ , si adottano le seguenti formule:

$$\rho_{1,m}^c = \frac{CR_{12,m}^{DIS} \Phi_{c,m}}{N_{12,c,m}}$$

dove:

- $CR_{12,m}^{DIS}$  è il costo riconosciuto a copertura dei costi di distribuzione (remunerazione del capitale investito, ammortamenti e costi operativi) per ciascuna impresa distributrice  $m$ ;
- $\Phi_{c,m} = \frac{(pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}{\sum_c (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$

con:

- $pf_{10,c}, pp_{10,c}, pe_{10,c}$  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  $c$ , servito dall’impresa distributrice  $m$ , come determinate ai fini dell’applicazione dei meccanismi di perequazione generale;

- $N_{12,c,m}$  è il numero di punti di prelievo servito dall'impresa distributrice  $m$ , appartenente alla tipologia di contratto  $c$ , stimato per l'anno 2012, in coerenza con quanto indicato nel DCO 42/11.

$$\rho_{3,m}^c = \frac{CR_{12,m}^{DIS} \Phi_{c,m}}{kWh_{12,c,m}}$$

dove:

- $kWh_{12,c,m}$  è la quantità di energia elettrica distribuita dall'impresa distributrice  $m$  alla tipologia di contratto  $c$ , stimata per l'anno 2012, in coerenza con quanto indicato nel DCO 42/11.

### ***Aggiornamento annuale delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – infrastrutture di rete***

- 13.5 L'Autorità intende confermare le modalità di aggiornamento delle tariffe di riferimento già adottate nel precedente periodo regolatorio.
- 13.6 In relazione all'obiettivo di migliorare l'aderenza ai costi delle tariffe di riferimento, l'Autorità intende procedere all'aggiornamento dei parametri relativi alle singole tipologie di contratto allocando a ciascuna di esse le sole variazioni aggiuntive dei costi di capitale ad esse attribuibili in una logica causale.
- 13.7 Di conseguenza l'Autorità intende ripartire le variazioni dei costi di capitale relative alle reti di distribuzione in alta tensione tra tutte le tipologie di contratto, in funzione della quota del gettito tariffario complessivo riferito all'anno 2010 imputato a ciascuna di esse. Le variazioni dei costi relativi alle reti in media tensione saranno invece ripartiti tra le sole tipologie di contratto connesse in media e bassa tensione, con analoghi criteri e i costi relativi alle variazioni del costo di capitale riconosciuto in bassa tensione saranno attribuite alle sole tipologie di contratto connesse in bassa tensione.

## **14 Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – commercializzazione**

### ***Fissazione dei livelli iniziali delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – commercializzazione***

- 14.1 L'Autorità intende confermare l'orientamento espresso nel DCO 29/11 e prevede pertanto la fissazione di una tariffa di riferimento basata su costi *standard* nazionali.
- 14.2 Questa soluzione appare la più idonea nell'attuale contesto ed è volta a favorire soluzioni efficienti nella gestione del servizio di commercializzazione, evitando distorsioni nelle scelte delle imprese legate a diverse modalità di riconoscimento di costi operativi e costi di capitale, anche in considerazione del fatto che tale servizio può essere spesso svolto in modo più economico affidando a terzi lo svolgimento di una o più funzioni ad esso connesse. L'adozione di un riconoscimento a costi *standard* nazionali consente pertanto di evitare discriminazioni tra gli operatori in funzione delle loro scelte di svolgere in house oppure affidando a terzi il servizio ed è volta a favorire la stabilità nel periodo, indipendentemente

dalle scelte operate dalle singole imprese o da variazioni delle medesime all'interno del periodo di regolazione.

- 14.3 L'Autorità intende inoltre confermare la differenziazione dei parametri del costo riconosciuto tra imprese distinguendo tra imprese che svolgono le funzioni di commercializzazione in modo integrato per servizio di distribuzione e servizio di vendita e imprese che svolgono il servizio in modo separato, limitatamente alle tipologie di utenza servite in bassa tensione, in coerenza con quanto previsto nel terzo periodo regolatorio.

## **15 Tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione**

- 15.1 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende confermare la struttura e l'articolazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione. I livelli di tali tariffe saranno aggiornati in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto.

## **16 Meccanismi di perequazione per le imprese distributrici**

- 16.1 Come preannunciato nel DCO 42/11 l'Autorità intende, in una logica di semplificazione normativa, ridurre il numero dei meccanismi di perequazione che fanno capo alle imprese distributrici. A regime saranno presenti i seguenti meccanismi di perequazione:
- perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
  - perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
  - perequazione dei ricavi relativi ai costi commerciali del servizio di maggior tutela per le imprese distributrici che non hanno costituito una separata società per lo svolgimento del servizio di maggior tutela;
  - perequazione dei costi di trasmissione.
- 16.2 Il meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione sarà introdotto in concomitanza con l'effettiva adozione dell'*Ipotesi A.2*, di cui al paragrafo 12.1 del presente documento per la consultazione, che prevede la sostituzione della componente tariffaria *CTR* monomia attualmente applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, con una tariffa con struttura binomia (potenza/energia).
- 16.3 In attesa della riforma delle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per il servizio di trasmissione e distribuzione relativo agli usi propri di trasmissione e di distribuzione, nella formula di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione sarà inclusa la componente *up*, già prevista nel comma 38.1 del TIT in vigore per il terzo periodo di regolazione, relativa alle forniture per usi propri, qualunque sia il livello di tensione del punto di prelievo dalla rete.

## **17 Tariffe per il servizio di misura**

- 17.1 In coerenza con le ipotesi formulate nel DCO 42/11 l'Autorità intende mantenere in linea generale la struttura e l'articolazione delle tariffe per il servizio di misura in vigore nel terzo

periodo di regolazione, procedendo, nella prospettiva di dare maggiore trasparenza, all'enucleazione dalla componente *MIS(INS)* della quota parte relativa alla copertura del residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 riconosciuto ai fini regolatori, istituendo un apposito elemento *MIS(RES)*.

- 17.2 In particolare, nell'Allegato C al presente documento, è prevista il riconoscimento del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, tramite un meccanismo di integrazione dei ricavi di misura che prevede la definizione di un'integrazione unitaria  $T_i(res)$ , riconosciuta per misuratore elettronico installato, fino al 2027.
- 17.3 Tale integrazione unitaria, unica a livello nazionale, per l'anno 2012 è determinata dall'Autorità come rapporto tra il valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 entro il 31 dicembre 2010, desunto dalle dichiarazioni delle imprese distributrici, e il numero di misuratori elettronici BT compatibili con i requisiti previsti dalla medesima deliberazione n. 292/06, installati al 31 dicembre 2010.
- 17.4 Nel medesimo Allegato C è previsto che l'integrazione  $T_i(res)$ , determinata come sopra precisato, sia successivamente aggiornata annualmente con la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 17.5 Il gettito tariffario per la copertura dell'integrazione riconosciuta tramite la richiamata componente  $T_i(res)$  sarà raccolto tramite l'elemento *MIS (res)* della tariffa di misura, coerentemente dimensionato. Eventuali disallineamenti tra il gettito derivante dall'elemento *MIS (res)* e l'integrazione riconosciuta, saranno compensati dal conto alimentato dalla componente  $UC_3$ .
- 17.6 Infine, in relazione alle osservazioni emerse durante la consultazione, l'Autorità non intende dar seguito all'ipotesi di riformulazione dei meccanismi di perequazione della misura in bassa tensione derivanti dall'ipostazione prevista dalla Parte V del DCO 29/11 e intende riproporre anche nel quarto periodo di regolazione il meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, in termini sostanzialmente allineati con la formulazione prevista con deliberazione ARG/elt 166/11, salvo alcuni aggiustamenti al margine in relazione ai quali si rimanda alla specifica sezione dell'Allegato C al presente documento.

## **18 Disposizioni in materia di tariffe domestiche: ipotesi per l'aumento della potenza a disposizione di utenti con tariffa D2**

- 18.1 Con il documento per la consultazione DCO 37/09, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti volti ad allentare i possibili vincoli di natura elettrica che potrebbero limitare l'utilizzo dei prezzi biorari obbligatori, ipotizzando misure rivolte all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW.
- 18.2 Con il successivo DCO 5/11, sulla base di quanto emerso nell'ambito della sopraccitata consultazione DCO 37/09, l'Autorità ha riformulato i propri orientamenti in materia, prospettando, con riferimento alle utenze domestiche residenti con potenza contrattualmente impegnata fino a 3 kW, una revisione incrementale dei livelli di potenza contrattualmente impegnata<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Cfr capitolo 5 del DCO 5/11.

- 18.3 Le osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione hanno confermato, in particolar modo da parte delle imprese distributrici (sebbene non siano stati forniti elementi quantitativi al riguardo) la sussistenza di potenziali criticità relativamente:
- ai costi e tempi di riprogrammazione dei misuratori;
  - alla comunicazione ai clienti;
  - alle possibilità di sovraccarico sulle reti BT, sulle derivazioni d'utenza e sui trasformatori;
  - ai costi e alle tempistiche degli interventi sulle colonne montanti.
- 18.4 L'Autorità valuta come critica l'insufficienza di informazioni, soprattutto per quel che riguarda i possibili effetti di sovraccarico delle reti BT, dei trasformatori e delle colonne montanti. Tale condizione induce pertanto all'adozioni di soluzioni prudenziali, in attesa di poter disporre di analisi dettagliate e documentate delle citate criticità.
- 18.5 D'altra parte emergono altre circostanze i cui effetti non possono essere ignorati:
- l'uso concentrato di apparecchiature elettriche può indurre criticità rispetto ai limiti di potenza attuale;
  - l'interesse a spostare i carichi è fortemente ridimensionato dalla convergenza di prezzo tra le diverse fasce;
  - lo spostamento dei consumi e gli andamenti dei carichi potrebbero non essere coerenti con le attuali fasce F1 e F23.
- 18.6 L'Autorità pertanto intende proporre che su richiesta del cliente finale, con onere a carico del medesimo secondo le regole vigenti del TIC, e previa fattibilità tecnica del distributore, possa essere riconosciuta al cliente domestico residente un'ulteriore tipologia contrattuale da 3,5 kW di potenza impegnata a cui si applicano i medesimi corrispettivi della tariffa D2.
- 18.7 L'Autorità ritiene inoltre che le medesime condizioni di fornitura per le utenze domestiche residenti con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW debbano trovare applicazione anche per le utenze domestiche residenti con potenza contrattualmente impegnata pari a 3,5 kW.
- 18.8 I clienti oggi con tariffa D2, in altri termini, con la modifica sopra richiamata, potranno accedere ad un aumento marginale di potenza (sia impegnata che disponibile), sostenendo però i connessi costi di adeguamento della potenza previsti dall'attuale disciplina dei contributi di connessione.

## **PARTE V**

### **Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura**

#### **19 Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica: il TIME**

- 19.1 Con il DCO 29/11<sup>22</sup> l'Autorità ha preannunciato l'intenzione di rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, in particolar modo con riferimento al perimetro della RTN e ai punti di immissione (impianti di produzione). Tale sviluppo della regolazione, tuttavia,

---

<sup>22</sup> Par. 7.5 del DCO 29/11

come evidenziato anche da diversi operatori di rete durante il processo di consultazione, richiede l'approfondimento di alcune problematiche tecniche di rilievo e l'analisi puntuale di situazioni impiantistiche talora molto differenziate.

- 19.2 In merito, l'Autorità intende confermare il proprio intendimento di procedere con la revisione della regolazione del servizio di misura, ma adottando un approccio graduale che prevede:
- a) l'enucleazione, fin dall'1 gennaio 2012, dal nuovo testo integrato relativo alle tariffe di rete (TIT) delle disposizioni relative all'erogazione del servizio di misura e il loro trasferimento in un testo integrato *ad hoc* per il servizio di misura (di seguito: TIME) ;
  - b) una prima ricognizione, avviata con la presente consultazione, al fine di procedere entro il 2012, ad una complessiva razionalizzazione della disciplina in materia di misura da far confluire all'interno del TIME, e alla ridefinizione delle responsabilità nell'erogazione del servizio;
  - c) a partire dal 2013, l'effettiva implementazione del processo di ridefinizione delle responsabilità.
- 19.3 Gli interventi in materia di revisione della regolazione della misura che l'Autorità intende realizzare in corso di periodo regolatorio, faranno comunque salve le decisioni in materia di riconoscimento tariffario associato a ciascuna fase del servizio, che verranno adottate entro il corrente mese di dicembre.
- 19.4 Lo bozza del nuovo TIME, è allegata alla presente consultazione (Allegato C) e rappresenta una prima ipotesi di stesura del provvedimento, passibile di revisioni anche in relazione alle risultanze della consultazione di cui al DCO 25/11.
- 19.5 In merito si segnalano, comunque, alcuni aggiustamenti rispetto alla regolazione vigente, che l'Autorità sta valutando di introdurre già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento:
- a) al trattamento tariffario dei punti non dotati di misuratore, in relazione ai quali l'Autorità propone di limitare la remunerazione alla sola quota parte della tariffa di misura a copertura dei costi di validazione e registrazione;
  - b) alla precisazione della responsabilità di installazione del misuratore nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione o con la rete di trasmissione nazionale;
  - c) alla revisioni delle responsabilità dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta e alla necessità di allocare i costi del relativo servizio;
  - d) all'affidamento a Terna della responsabilità dell'erogazione del servizio di rilevazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e nei punti di prelievo di clienti finali connessi direttamente all'RTN.

## **20 Ricognizione sulle principali esigenze di razionalizzazione e revisione della regolazione del servizio di misura**

- 20.1 Attualmente le tematiche relative al servizio di misura dell'energia elettrica sono trattate in diversi provvedimenti dell'Autorità. Tra di essi si ricordano:
- la deliberazione n. 292/06 recante direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione;

- il Testo Integrato Trasporto - TIT che regola il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, per quanto riguarda le responsabilità delle singole attività che compongono il servizio; definisce le tariffe a copertura dei costi del servizio; reca disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori; regola la perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione;
- l'Allegato A alla deliberazione n. 88/07 che regola il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta.

20.2 Nel corso del periodo regolatorio 2012-2015, al fine di unificare e uniformare tutti gli aspetti sopra richiamati, evitando disallineamenti tra le diverse disposizioni regolatorie, l'Autorità intende completare il TIME anche con riferimento ad alcuni aspetti dell'attuale regolazione che l'Autorità considera critici e che di seguito sono sinteticamente descritti.

### ***Responsabilità dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete pubblica***

- 20.3 Nella regolazione vigente, i punti di prelievo sono stati trattati separatamente dai punti di immissione, il che ha condotto a definire responsabilità diverse nel caso della misura dell'energia elettrica prelevata piuttosto che dell'energia elettrica immessa in rete.
- 20.4 Lo sviluppo della generazione distribuita sta modificando profondamente le caratteristiche dell'utenza tipo che, in un numero sempre più rilevante di casi, da mero cliente finale si sta trasformando in un produttore/consumatore (*prosumer*). Ciò implica il fatto che sia sempre meno marcata la distinzione tra punti di prelievo e punti di immissione, mentre sempre più frequentemente ci si trova di fronte a punti di connessione per il tramite dei quali, a seconda dei casi, l'energia elettrica viene prelevata o immessa.
- 20.5 Inoltre la misura dell'energia elettrica prodotta, necessaria soprattutto in presenza di meccanismi di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili, è attualmente regolata in modo separato rispetto all'energia immessa e prelevata.
- 20.6 Considerata la stretta relazione tra energia elettrica prodotta ed energia elettrica immessa, l'Autorità ritiene opportuno valutare il riallineamento in capo ad un unico soggetto della responsabilità dell'erogazione del servizio di misura per entrambe le grandezze, prevedendo, nel contempo, anche la copertura, almeno parziale, dei costi del servizio a carico dei produttori.
- 20.7 In relazione a tale problematica l'Autorità ritiene, conseguentemente, necessario procedere anche ad uniformare le responsabilità della misura dell'energia elettrica nel caso in cui, relativamente ad un'unica utenza, l'energia elettrica venga sia prelevata che immessa in rete.

### ***Responsabilità dell'erogazione del servizio di misura nei punti di interconnessione fra reti pubbliche e sul perimetro della RTN***

- 20.8 Come già segnalato, l'Autorità intende rivedere le responsabilità del servizio di misura sul perimetro della RTN, principalmente in una prospettiva di corretta responsabilizzazione dei diversi operatori in relazione alla rilevazione delle misure necessarie ai fini delle attività di loro competenza.
- 20.9 L'Autorità ritiene necessario ridefinire le responsabilità in modo tale da renderle indipendenti dalle condizioni di esercizio del punto (la regolazione oggi tende ad assegnare le responsabilità in funzione del flusso dell'energia) poiché tali condizioni, con lo sviluppo della generazione distribuita, potrebbero modificarsi più volte nel tempo, rendendo di fatto inapplicabili i criteri finora adottati.

***Elementi per la definizione di un sistema incentivante per il miglioramento delle prestazioni nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica***

- 20.10 Il buon funzionamento del mercato elettrico non può prescindere dal corretto espletamento del servizio di misura da parte dei gestori di rete. Dal cattivo servizio di misura, infatti, derivano errate attribuzioni delle partite fisiche ed economiche agli utenti dei servizi di trasporto e dispacciamento e, in definitiva, ai clienti finali (si pensi, a titolo di esempio, al caso dell'errato settaggio della costante di misura (k) da parte dell'impresa distributrice che porta ad un'errata quantificazione del prelievo fatturato al cliente finale e attribuito agli utenti dei servizi di trasporto e di dispacciamento).
- 20.11 D'altro canto, la possibilità di eliminare completamente gli errori riconducibili al servizio di misura appare poco plausibile (e non necessariamente economicamente efficiente, potendo comportare, al margine costi superiori ai benefici). In tale prospettiva, peraltro, l'Autorità, in particolar modo nel Testo Integrato del Settlement - TIS ai fini del servizio di dispacciamento, ha ritenuto opportuno esplicitamente disciplinare le modalità per la determinazione delle partite fisiche ed economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura su un orizzonte temporale di cinque anni, tutelando in tal senso la corretta attribuzione delle stesse agli utenti cui si riferiscono.
- 20.12 L'Autorità, non di meno, resta convinta della opportunità di indurre, tramite la regolazione, comportamenti virtuosi da parte dei soggetti responsabili del servizio di misura, con il fine ultimo di minimizzare (in termini fisici ed economici) le partite di rettifica. In tale prospettiva l'Autorità intende approfondire la possibilità di promuovere l'efficacia nell'erogazione del servizio di misura tramite:
- a) la modulazione, premiante o penalizzante in funzione dei livelli prestazionali conseguiti, dei corrispettivi del servizio spettanti a ciascun esercente, in funzione delle responsabilità allo stesso affidate;
  - b) la definizione di un meccanismo di indennizzi automatici, quale forma di primo ristoro per gli utenti penalizzati dal cattivo servizio fornito dal gestore di rete e di parallela responsabilizzazione dell'esercente il servizio.