

**DCO 42/11**

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

*CRITERI DI ALLOCAZIONE DEI COSTI, TARIFFE, VINCOLI AI RICAVI E PEREQUAZIONE*

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

10 novembre 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 e DCO 34/11 in materia di criteri e meccanismi per l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali.*

*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 i primi orientamenti in relazione ai criteri di allocazione dei costi agli utenti del servizio, alla fissazione dei vincoli di ricavo, alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione. Con successivi provvedimenti di consultazione, non necessariamente finalizzati alla scadenza dell'1 gennaio 2012 saranno affrontate le tematiche inerenti la responsabilità in relazione al servizio di misura sul perimetro della rete di trasmissione nazionale e nei punti di immissione, la riforma delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori e le condizioni tecniche, economiche e procedurali relative alla realizzazione delle connessioni attive, passive e miste.*

*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 21 novembre 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.....	4
3 Elementi di contesto.....	5
4 Obiettivi perseguiti e sintesi delle proposte.....	6
5 Struttura del documento.....	8
PARTE II.....	9
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione.....	9
6 Brevi richiami della normativa in vigore.....	9
7 Il sistema tariffario per il quarto periodo regolatorio.....	10
8 Allocazione dei costi di trasmissione alle tipologie di utenza e tariffe per i clienti finali..	10
9 Tariffe di trasmissione per le imprese distributrici.....	12
10 Agevolazione per la generazione distribuita.....	15
PARTE III.....	16
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.....	16
11 Brevi richiami della normativa esistente.....	16
12 Sistema tariffario per il servizio di distribuzione.....	17
13 Allocazione dei costi alle tipologie di utenza.....	18
14 Vincolo ai ricavi ammessi e tariffa di riferimento.....	20
15 Tariffe obbligatorie per le tipologie di contratto diverse dalle utenze per usi di abitazione	23
16 Meccanismi di perequazione e integrazione ai ricavi.....	27
PARTE IV.....	31
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura.....	31
17 Brevi richiami normativi.....	31
18 Sistema tariffario per il servizio di misura.....	31
19 Criteri di allocazione dei costi.....	32
20 Tariffe per il servizio di misura.....	32
21 Meccanismi di perequazione.....	33
PARTE V.....	35
Regolazione tariffaria per l'utenza domestica, produttori e ricarica veicoli elettrici.....	35
22 Tariffe obbligatorie per le tipologie di contratto utenze per usi di abitazione.....	35
23 Tariffe per produttori.....	39
24 Tariffe per usi di ricarica veicoli elettrici.....	40

# **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).
- 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.

### **2 Oggetto della consultazione**

- 2.1 Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla fissazione dei vincoli di ricavo e alle modalità di allocazione dei costi agli utenti del servizio, alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione.
- 2.2 Non sono oggetto del presente documento per la consultazione le questioni relative alla regolazione del servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private, che sono state illustrate nel DCO 33/11.

### 3 Elementi di contesto

- 3.1 Il periodo di regolazione 2012-2015 si inserisce in un quadro di rapida evoluzione del sistema elettrico. Sulla spinta degli obiettivi fissati con il cosiddetto *Green Package*<sup>1</sup> e del sistema di incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili definiti a livello nazionale, si stanno modificando alcune variabili che impattano sull'uso delle reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e che devono pertanto essere valutate nel processo di determinazione delle tariffe.
- 3.2 In particolare devono essere esaminati gli eventuali impatti conseguenti:
- allo sviluppo della generazione distribuita, in particolare da fonti rinnovabili non programmabili;
  - alle politiche e programmi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali (e della riduzione delle emissioni di gas climalteranti).
- 3.3 Lo sviluppo della generazione distribuita determinerà nel prossimo futuro (e in parte sta già determinando) un cambiamento di paradigma di funzionamento delle reti di distribuzione (da reti passive a reti attive) verso una logica "*smart*"; dato che la gran parte della produzione da impianti di piccola taglia, prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili è connessa a reti di media e bassa tensione e che una quota non trascurabile di tale produzione è auto-consumata in loco, ne consegue, tra l'altro, che i transiti di energia sulle reti potranno registrare prospettivamente una diminuzione nei valori, certamente maggiore sulle reti di trasmissione ma rilevanti anche per le reti di distribuzione in media e bassa tensione.
- 3.4 Una quantificazione precisa di tale diminuzione non è di agevole determinazione per le reti di distribuzione mentre per le reti di trasmissione, in prima approssimazione, può essere considerata vicina al valore della produzione da generazione distribuita<sup>2</sup>.
- 3.5 Al riguardo, si consideri che, come desumibile dai dati pubblicati dall'Autorità con deliberazione 2 dicembre 2010, ARG/elt 223/10 nell'ambito del monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2009, il numero di impianti di generazione distribuita è aumentato dal 2007 al 2009 di più del 600%, con un incremento dell'energia elettrica prodotta da tali impianti pari a circa il 20%. Nel complesso, nel 2009 gli impianti di generazione distribuita installati in Italia risultavano pari a 74.348, con una potenza efficiente lorda complessiva pari a 7.509 MW (circa il 6,3% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) e una produzione lorda di 22,9 TWh (circa il 7,8% della produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a circa 293 TWh). A ciò si aggiunga che, nel biennio 2010-2011, lo sviluppo della generazione distribuita ha registrato tassi di crescita ancora più elevati rispetto a quelli riscontrati nel biennio precedente.
- 3.6 Anche le politiche e i programmi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, sia in ambito europeo<sup>3</sup> sia in quello nazionale (dove l'Italia è stata precursore, con il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) operativo sin dal 2004) stanno determinando, pur con delle difficoltà nella quantificazione degli effetti ascrivibili a tali meccanismi, una riduzione del tasso di crescita della domanda di energia elettrica per gli usi

---

<sup>1</sup> Si vedano il paragrafo 4.8 e seguenti del DCO 29/11.

<sup>2</sup> Per la sola produzione fotovoltaica, a fronte di una produzione pari a circa 2,0 TWh nel 2010, le previsioni del IV Conto Energia portano a ipotizzare una produzione dell'ordine di 23 TWh nel 2015, ultimo anno del quarto periodo regolatorio, nell'ipotesi di assumere il funzionamento medio degli impianti installati pari a 1.200 h/anno (si veda anche la Memoria per l'audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili – PAS 12/11).

<sup>3</sup> Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del consiglio sull'efficienza energetica e che abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (COM (2011) 370 definitivo), presentata il 22 giugno 2011.

finali o, secondo alcuni scenari e quanto meno con riferimento ad alcuni specifici settori (domestico), addirittura una riduzione della domanda complessiva<sup>4</sup>.

- 3.7 Dal punto di vista tariffario, l'effetto combinato e sinergico dei fattori sopra citati (incremento generazione distribuita da fonte rinnovabile, incremento efficienza energetica negli usi finali, riduzione delle emissioni climalteranti) porta a ritenere ragionevolmente che il *trend* di volumi trasportati dalle imprese di trasmissione e di distribuzione, pur in presenza di un aumento della domanda, possa essere sostanzialmente stabile se non addirittura decrescente nel prossimo futuro, quanto meno con riferimento ad alcune tipologie di clientela servita (innanzitutto il domestico).

## 4 Obiettivi perseguiti e sintesi delle proposte

- 4.1 L'Autorità nella definizione del sistema tariffario per i servizi a rete per il periodo di regolazione 2012-2015 intende perseguire i seguenti obiettivi :
- garantire continuità, per quanto possibile, con l'impostazione adottata nel periodo regolatorio precedente;
  - rafforzare il principio di aderenza ai costi delle tariffe;
  - garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici;
  - mitigare il rischio a beneficio di imprese e clienti finali;
  - temperare il criterio di aderenza ai costi con l'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e del contenimento delle emissioni climalteranti;
  - favorire la semplicità amministrativa e la trasparenza dei meccanismi tariffari.
- 4.2 Come indicato nel paragrafo 8.1 del DCO 29/11 l'Autorità intende confermare il proprio orientamento verso l'obiettivo generale di sostanziale continuità regolatoria, nella convinzione che la certezza e la prevedibilità della regolazione abbiano consentito di contenere la rischiosità delle attività in questione e abbiano favorito, da un lato il contenimento della dinamica tariffaria e dall'altro abbia fornito condizioni idonee allo sviluppo degli investimenti e della concorrenza nella vendita ai clienti finali.
- 4.3 La rapida evoluzione del contesto di settore se da un lato ha implicato la necessità di orientare le imprese verso investimenti coerenti con gli sviluppi in atto, come esplicitato nel DCO 34/11, dall'altro, anche in ragione del quadro delineato nel capitolo 3, rende necessaria una specifica riflessione relativa alla modalità con cui intercettare le potenziali criticità emergenti nel processo di determinazione di tariffe e vincoli, oggetto del presente documento per la consultazione.
- 4.4 In particolare la manifestazione del *trend* di possibile riduzione dei volumi transitanti sulle reti di trasmissione e distribuzione potrebbe determinare, in assenza di specifici interventi, un effetto di contrazione sui ricavi delle imprese di trasmissione e di distribuzione, dato che questi dipendono in parte dai volumi distribuiti, senza che questo si rifletta però in una

---

<sup>4</sup> Si veda in proposito il documento "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2011-2021" pubblicato da Terna Spa in data 30 settembre 2011. Per altre valutazioni di scenario si vedano inoltre, ad es: "Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia", MISE, 2010. Rapporto ERSE 10000942, nell'ambito del Progetto "Studi sullo sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale", Linea di Ricerca Analisi di scenari di sviluppo del sistema elettrico italiano, 2010. "La politica energetica europea: l'impatto sull'industria italiana del petrolio, vincoli ed opportunità per la sfida al clima, biofuels e nuovi prodotti", RIE per UP, luglio 2008.

corrispondente riduzione dei costi, che date le caratteristiche tecnologiche del servizio di rete, sono prevalentemente fissi (soprattutto nel breve periodo).

- 4.5 In questo senso si inquadrano gli interventi nella forma di meccanismi di garanzia dei ricavi già introdotti nel terzo periodo di regolazione, oggetto di consultazione nell'ambito del DCO 34/11, e delle ipotesi di formulazione dei vincoli ai ricavi ammessi e di costruzione delle tariffe di riferimento che verranno descritte nel seguito.
- 4.6 Un altro elemento che deve essere valutato si riferisce alla concreta attuazione del principio di aderenza ai costi delle tariffe (*cost reflectivity*). Dal punto di vista regolatorio, un criterio guida per la definizione delle tariffe di utilizzo delle reti è infatti la c.d. *riflettività dei costi*, che si traduce nel far pagare ogni soggetto in funzione dei costi che esso determina; al contempo, gli obiettivi di uso razionale dell'energia e di riduzione delle emissioni climalteranti, che possono certamente essere conseguiti anche attraverso la leva tariffaria, allontanano però la struttura tariffaria da quella che deriverebbe da una applicazione rigorosa del criterio di riflettività dei costi.
- 4.7 Il bilanciamento tra l'utilizzo di strumenti di incentivazione *ad hoc* (in Italia il meccanismo dei TEE) e la considerazione di obiettivi di uso razionale dell'energia (ma in generale di obiettivi di natura socio-ambientale) nel *tariff design* è questione che attiene sia alla normazione primaria sia all'attività regolatoria<sup>5</sup>.
- 4.8 La soluzione che l'Autorità ritiene più equilibrata e praticabile è quella che permette di conseguire gli obiettivi di efficientamento degli usi finali dell'energia prioritariamente attraverso strumenti legislativi dedicati (in ambito nazionale: il meccanismo dei TEE) e che al contempo garantisca che la struttura tariffaria per la remunerazione delle reti non contenga incentivi impropri all'aumento dei volumi trasportati, salvaguardando gli obiettivi di una tariffazione *cost-reflective*, nonché incentivante anche in relazione allo sviluppo delle reti e alla qualità del servizio<sup>6</sup>.

### **Obiettivi specifici da perseguire**

- 4.9 Coerentemente con quanto esposto nei punti precedenti, nella definizione del sistema tariffario per il quarto periodo regolatorio, l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:
- al fine di garantire in ogni caso una continuità e stabilità regolatoria, prevedere che le diverse ipotesi prospettate siano caratterizzate da adeguate tempistiche di attuazione;
  - al fine di considerare opportunamente nella definizione della struttura tariffaria il criterio dell'aderenza delle tariffe ai costi, definire una struttura tariffaria che veda, a regime, una forte prevalenza di componenti fisse rispetto ai componenti variabili;
  - garantire il rispetto della garanzia dei ricavi anche per mezzo dell'applicazione di metodologie del tipo *tariff decoupling*<sup>7</sup>, per altro in parte già applicate attraverso i meccanismi di perequazione;
  - considerare nel *tariff design*, insieme al criterio dell'aderenza delle tariffe ai costi, anche l'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e del contenimento delle emissioni climalteranti.

---

<sup>5</sup> Nel dibattito politico in corso presso la Commissione UE in relazione alla proposta di Direttiva sull'efficienza energetica si confrontano posizioni differenti in merito alla internalizzazione diretta degli obiettivi di risparmio ed efficienza energetica nelle strutture tariffarie.

<sup>6</sup> In merito giova ricordare che l'articolo 1 della legge n. 481/95 prevede che il sistema tariffario debba armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

<sup>7</sup> Si tratta di strumenti, in uso in particolare negli Stati Uniti, che consentono di svincolare il livello dei ricavi delle imprese elettriche dai volumi forniti e che si basano su meccanismi di aggiustamento dinamico dei corrispettivi.

## **5 Struttura del documento**

5.1 Oltre alla presente Parte I, di carattere introduttivo, il documento si articola nelle seguenti parti:

- la Parte II, la Parte III e la Parte IV, focalizzate in una logica di segmentazione della filiera, dedicate ciascuna a sviluppare le proposte di regolazione in materia di tariffe, vincoli e perequazioni specifiche rispettivamente del servizio di trasmissione, distribuzione e misura;
- la Parte V, caratterizzata da un orientamento per tipo di utente del servizio, in cui, tra l'altro, sono descritti aspetti specifici relativi alla regolazione tariffaria per l'utenza domestica, per i produttori e per la ricarica veicoli elettrici.



## **PARTE II**

### **Criteria di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione**

#### **6 Brevi richiami della normativa in vigore**

6.1 Il sistema tariffario relativo al servizio di trasmissione in vigore nel periodo 2008-2011 è stato descritto nei paragrafi 5.14 e seguenti del DCO 29/11. Per comodità di lettura una sintesi delle principali caratteristiche di tale sistema è riportata nel *BOX 1*.

#### ***BOX 1***

Ai sensi di quanto previsto dal TIT (Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato), i criteri di regolazione tariffaria relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica hanno confermato, per il terzo periodo di regolazione (2008-2011), tariffe amministrative fissate dall'Autorità e applicate nei contratti relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali (di seguito richiamati anche come clienti finali).

Con riferimento ai criteri di allocazione dei costi di trasmissione ai clienti finali, il comma 5.1 del TIT prevede che ciascuna impresa distributrice applichi, alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) del TIT, una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria TRAS, con struttura monomia ed indifferenziata per fasce orarie. Per le utenze domestiche in bassa tensione di cui al comma 2.2, lettere a), del TIT, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle tariffe D2 e D3 di cui all'articolo 31 del TIT.

Ai sensi delle disposizioni di cui agli articoli 13 e 14 del TIT, ciascuna impresa distributrice, avendo raccolto a valle il gettito necessario alla copertura dei costi di trasmissione attraverso l'applicazione della componente TRAS:

- a) con riferimento all'energia elettrica prelevata dalla RTN e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, riconosce a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente tariffaria CTR, con struttura monomia e indifferenziata per fasce orarie, alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa dalla RTN e dell'energia elettrica netta immessa nella rete della medesima impresa nei punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, opportunamente corretta per tener conto delle perdite di rete;
- b) con riferimento all'energia elettrica prelevata da altre reti di distribuzione, riconosce all'impresa distributrice interconnessa (dalla cui rete ha prelevato energia elettrica) un corrispettivo determinato applicando la suddetta componente tariffaria CTR all'energia netta prelevata dai punti di interconnessione, opportunamente corretta per tener conto delle perdite di rete.

Nell'ambito dell'articolazione tariffaria per la copertura dei costi del servizio di trasmissione, il TIT prevede anche agevolazioni per la generazione distribuita. In particolare, il comma 13.1, lettera b), del TIT, prevede che ciascuna impresa distributrice riconosca, al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla RTN in media o bassa tensione, un corrispettivo determinato applicando la componente CTR all'energia elettrica immessa, opportunamente corretta per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.

Tra le altre modifiche del quadro regolatorio del servizio di trasmissione intervenute nel corso del terzo periodo di regolazione, rileva inoltre evidenziare che l'Autorità, con deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08), ha introdotto un meccanismo facoltativo di garanzia dei ricavi di trasmissione che mirava a limitare la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che avrebbero potuto mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale. L'attuale quadro regolatorio prevede che tale meccanismo operi fino al 2011.

## **7 Il sistema tariffario per il quarto periodo regolatorio**

- 7.1 Per la regolazione tariffaria del servizio di trasmissione nel quarto periodo di regolazione l'Autorità intende proporre una parziale revisione dello schema in vigore nel periodo precedente.
- 7.2 In particolare l'Autorità intende:
- mantenere gli attuali criteri di allocazione dei costi alle tipologie di contratto, in una logica di stabilità tariffaria e continuità regolatoria;
  - rivedere la struttura della tariffa per il servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrice (CTR), con l'obiettivo di migliorare l'aderenza ai costi delle tariffe;
  - in coerenza con il generale principio di aderenza ai costi delle tariffe, sopprimere l'attuale regime di incentivazione tariffaria degli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione, in ragione dell'evoluzione delle modalità di utilizzo delle infrastrutture di rete connessa con la crescente diffusione della generazione distribuita.

## **8 Allocazione dei costi di trasmissione alle tipologie di utenza e tariffe per i clienti finali**

- 8.1 In una logica di stabilità regolatoria, l'Autorità intende confermare gli attuali criteri di allocazione dei costi di trasmissione ai clienti finali in base ai quali è calcolata la componente tariffaria TRAS, espressa in centesimi di euro/kWh, monoraria e differenziata per livello di tensione in funzione delle perdite di rete; con riferimento alle utenze domestiche in bassa tensione di cui al comma 2.2, lettere a), del TIT, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle tariffe D2 e D3 di cui all'articolo 31 del TIT.
- 8.2 In relazione a osservazioni formulate dai grandi consumatori nell'ambito dei *focus group*, l'Autorità non ritiene percorribile il ritorno a un'articolazione per fasce orarie della componente tariffaria TRAS, in ragione dell'impatto nel complesso limitato di tale componente sul totale dei costi a carico dei clienti finali e del maggior grado di complessità gestionale che una tale articolazione comporterebbe per i venditori. Peraltro, per effetto dello sviluppo della generazione distribuita, è possibile che le condizioni del carico aggregato di sistema non coincidano con quelle del carico sulla rete di trasmissione e di conseguenza, in una logica di aderenza ai costi delle tariffe, si potrebbe rendere necessaria un'articolazione per fasce *ad hoc* per il servizio di trasmissione, con definizione di fasce di consumo diverse da quelle previste per il servizio di vendita e dunque non facilmente gestibili.
- 8.3 Infine si evidenzia che, nel corso dei *focus group*, è stata segnalata, da parte dei grandi consumatori l'esigenza di definire i corrispettivi tariffari in funzione della potenza e non solo

dell'energia prelevata. In linea generale tale richiesta non appare incoerente con il principio di aderenza ai costi delle tariffe. L'Autorità intende pertanto valutare l'ipotesi di rivedere l'allocazione dei costi alle tipologie di utenza, considerando anche il livello della potenza impegnata e conseguentemente articolare la componente tariffaria TRAS in una tariffa binomia, limitatamente alle utenze connesse in alta e altissima tensione (indipendentemente dal fatto che i punti di prelievo siano connessi a reti di distribuzione o direttamente alla RTN), in coerenza con quanto descritto nel successivo capitolo 9, con una parte determinata in funzione della potenza impegnata e una parte variabile determinata in funzione del consumo di energia elettrica.

S1. Come si valuta l'ipotesi di allocare i costi relativi al servizio di trasmissione tenendo conto anche del livello della potenza impegnata e di introdurre una componente tariffaria TRAS binomia, limitatamente alle tipologie connesse in alta e altissima tensione? Motivare la risposta.

- 8.4 L'Autorità in una logica di miglioramento dell'aderenza ai costi delle tariffe intende valutare, anche in relazione all'esigenza di disporre delle necessarie informazioni a supporto di tale ipotesi, la possibilità di segmentare il perimetro dei costi delle infrastrutture di rete appartenenti alla RTN in una logica di tipo funzionale, con differenziazione delle infrastrutture tra:
- infrastrutture a utilizzo prevalentemente condiviso, alla copertura dei cui costi tutti gli utenti della rete debbano contribuire;
  - infrastrutture a utilizzo prevalentemente dedicato, tipicamente antenne che alimentano singole utenze o grappoli di utenza, condiviso tra le sole utenze connesse al livello di tensione interessato.

S2. Come si valuta l'ipotesi di segmentare il perimetro dei costi delle infrastrutture di rete, introducendo differenti gradi di condivisione dei costi a esse relative? Motivare la risposta.

***Punti di prelievo nella titolarità di clienti finali connessi in altissima tensione (superiore a 220 kV)***

- 8.5 Il TIT prevede una specifica tipologia di contratto per le utenze in altissima tensione con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV.
- 8.6 L'Autorità anche per il quarto periodo di regolazione intende mantenere tale tipologia di contratto.
- 8.7 In relazione a tale tipologia di contratto, l'Autorità oltre a valutare l'ipotesi di introdurre una tariffa TRAS binomia e di rivedere il perimetro dei costi delle infrastrutture di rete allocate alla medesima tipologia di contratto, in coerenza con quanto indicato nei precedenti paragrafi 8.3 e 8.4, intende sottoporre a consultazione le seguenti ulteriori ipotesi:
- una differenziazione della componente TRAS, prevedendo l'applicazione di uno specifico fattore di correzione delle perdite che riflette il livello *standard* calcolato per il perimetro delle reti esistenti a tensione superiore a 220 kV;

- esenzione dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura delle infrastrutture di rete in alta tensione rimaste nel perimetro delle imprese distributrici, in ragione di quanto esposto nel successivo paragrafo 15.7.

- S3. Come si valuta l'ipotesi di mantenere la tipologia di contratto per utenze in altissima tensione con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV, come definito per il terzo periodo regolatorio? Motivare la risposta.
- S4. Come si valutano le ipotesi di differenziazione della componente TRAS e di esenzione dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi delle infrastrutture di rete in alta tensione rimaste nel perimetro delle imprese distributrici? Motivare la risposta.

## 9 Tariffe di trasmissione per le imprese distributrici

- 9.1 La struttura tariffaria del servizio di trasmissione in vigore nel periodo di regolazione 2008-2011, prevedendo l'applicazione di un unico corrispettivo unitario variabile (tariffa monomia), espresso in centesimi di euro/kWh, presenta criticità in termini di capacità della struttura tariffaria di garantire il gettito necessario alla copertura dei costi di trasmissione; proprio da tali criticità è discesa la necessità di introdurre nel corso del periodo di regolazione, come evidenziato nel *BOX 1*, un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione.
- 9.2 La criticità derivanti dall'applicazione di una tariffa interamente variabile sono ancora più forti se si considera la tematica della riduzione dell'energia che transita sulla RTN di cui al capitolo 3 del presente documento.
- 9.3 Nello scenario sopra descritto, i volumi di energia elettrica che transitano sulla RTN tendono a discostarsi in modo sempre maggiore dai volumi di energia elettrica complessivamente consumati nel sistema italiano. Il mantenimento di un corrispettivo unitario variabile avrebbe quindi come conseguenza la necessità di mantenere un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione analogo a quello definito con la deliberazione ARG/elt 188/08 (cfr. proposte documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 34/11, Ipotesi B.1 e B.2), nell'ambito del quale gli oneri necessari a garantire i ricavi di riferimento del servizio di trasmissione vengono interamente socializzati, al netto di una franchigia, sulla collettività degli utenti.
- 9.4 L'Autorità, sulla base delle criticità sopra evidenziate, intende proporre in consultazione un'ipotesi di revisione della struttura della tariffa a copertura dei costi del servizio di trasmissione sulla base dei seguenti obiettivi specifici:
- introdurre un adeguato grado di certezza sull'ammontare dei ricavi a copertura dei costi di trasmissione;
  - temperare l'esigenza di garanzia dei ricavi con quella di garantire un'efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali dei rischi/opportunità derivanti da variazione dei volumi;
  - adottare una struttura tariffaria maggiormente aderente alla struttura dei costi sottostanti il servizio di trasmissione (*cost reflective*);

- garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori e per il regolatore) delle strutture tariffarie.

9.5 A tal fine, l’Autorità ha individuato le seguenti proposte alternative di intervento:

- **Ipotesi A.1:** mantenere la struttura tariffaria attualmente in vigore che prevede l’applicazione di un unico corrispettivo unitario variabile (tariffa monomia);
- **Ipotesi A.2:** prevedere una modifica strutturale della componente CTR, con adozione di una tariffa binomia. In particolare, si propone l’introduzione di due corrispettivi unitari:
  - un corrispettivo unitario in quota potenza, espresso in centesimi di euro/kW/anno di potenza disponibile, a copertura dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito riconosciuto e ammortamenti) e di una quota parte dei costi operativi (80%)<sup>8</sup>;
  - un corrispettivo unitario variabile in quota energia, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi operativi residui (20%).

### ***Ipotesi A.1***

9.6 L’**Ipotesi A.1** garantisce continuità dei criteri tariffari in vigore nel terzo periodo di regolazione ma, come evidenziato nei paragrafi precedenti, presenta criticità in termini di garanzia dei ricavi di trasmissione e capacità della tariffa di riflettere i costi sottostanti il servizio. Tale soluzione è compatibile con le ipotesi B.1 e B.2 formulate nel DCO 34/11 e richiede pertanto l’attivazione di un meccanismo di garanzia dei ricavi.

### ***Ipotesi A.2***

9.7 L’**Ipotesi A.2** prevede la sostituzione della componente tariffaria CTR monomia attualmente applicata da Terna nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, con una tariffa con struttura binomia (potenza/energia). La stessa tariffa binomia sarà applicata da Terna alle imprese distributrici anche in relazione 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, in coerenza con il principio secondo cui anche i clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasmissione rimangono comunque clienti del servizio di distribuzione.

9.8 A tal fine il costo riconosciuto per il servizio di trasmissione verrebbe 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 di costi operativi, a partire dalla quale sarebbero calcolati i corrispettivi unitari in quota potenza, che darebbero luogo a flussi di ricavi stabili fornendo un corretto segnale per la realizzazione degli investimenti;
- una componente destinata alla copertura dei costi operativi residui, soggetta alla variabilità della domanda.

9.9 Nel caso in cui si opti per l’ **Ipotesi A.2** verrebbe a cadere l’esigenza di prevedere uno specifico meccanismo di garanzia dei ricavi, in coerenza con l’ipotesi B.3 del DCO 34/11.

9.10 L’**Ipotesi A.2** potrebbe prevedere, in funzione di quanto indicato al capitolo 8, una differenziazione tra la tariffa applicata ai prelievi dei distributori rispetto alla componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione applicata ai clienti finali, con la necessità di

---

<sup>8</sup> La ripartizione proposta dei costi operativi tra quote potenza e quota energia (80%-20%) riflette da un lato l’esigenza di aderenza ai costi delle tariffe (i costi, come visto in precedenza sono tendenzialmente fissi) e dall’altro di mantenere un incentivo alla corretta misurazione dell’energia elettrica relativa al perimetro della rete di trasmissione.

introdurre un meccanismo di perequazione che renda l'impresa di distribuzione neutrale in relazione ai costi di trasmissione.

- 9.11 La Tabella 1 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

**Tabella 1 - Valutazione delle ipotesi relative alla struttura della tariffa a copertura dei costi di trasmissione**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi A.1<sup>9</sup></b>	<b>Ipotesi A.2</b>
a) aderenza ai costi delle tariffe	MEDIO	ALTO
b) certezza del flusso di ricavi a copertura dei costi riconosciuti	BASSO	ALTO
c) efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali del c.d. "rischio volume"	BASSO	MEDIO/ALTO
d) semplicità amministrativa e trasparenza dei meccanismi tariffari	ALTO	MEDIO

S5. In relazione alla struttura della tariffa di trasmissione per le imprese distributrici, quale ipotesi si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

***Volumi di servizio utilizzati per la fissazione dei parametri iniziali (in vigore nell'anno 2012)***

- 9.12 Per la fissazione dei parametri iniziali si farà riferimento alla miglior stima dei volumi di servizio, selezionati in coerenza con le scelte che saranno operate per la definizione delle tariffe, che si prevede possano essere erogati nell'anno 2012. Tale stima terrà conto dei dati pre-consuntivi dell'anno 2011.
- 9.13 Nel caso di adozione di corrispettivi in funzione della potenza disponibile nei punti di interconnessione, si fa riferimento alla nozione di potenza disponibile come definita all'articolo 1 del TIT. Nel caso in cui con riferimento ai punti di interconnessione tra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione tale potenza disponibile non sia riportata nei contratti stipulati tra Terna e le imprese distributrici, si fa riferimento alla potenza massima fisicamente erogabile in ciascun punto di interconnessione, certificata da un'apposita perizia.
- 9.14 L'Autorità intende valutare l'ipotesi di escludere dall'applicazione della tariffa di trasmissione prevista per le imprese distributrici i punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione. In tal caso i corrispettivi di trasmissione saranno riferiti esclusivamente ai punti di interconnessione reali tra rete di trasmissione e rete di distribuzione, nonché 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.

S6. Come si valuta l'ipotesi di non considerare i punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, al fine del computo e di conseguenza dell'applicazione del CTR? Motivare la risposta.

<sup>9</sup> Valutazione che non considera il meccanismo di garanzia dei ricavi.

### **Aggiornamento parametri**

- 9.15 L'aggiornamento annuale dei corrispettivi viene effettuato con il metodo del *price-cap* in relazione alla quota parte destinata alla copertura dei costi operativi e coerentemente con i criteri di aggiornamento dei costi di capitale esposti nel DCO 29/11 per la quota parte a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti.
- 9.16 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, in continuità con la prassi adottata nel corrente periodo regolatorio.

## **10 Agevolazione per la generazione distribuita**

- 10.1 Ai soggetti titolari di impianto di produzione di energia elettrica connessi 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.
- 10.2 Nella nuova modalità di gestione delle reti che si va delineando a seguito della sempre più elevata penetrazione della generazione distribuita, l'Autorità ritiene, in una prospettiva di aderenza delle tariffe ai costi, che non ci siano più le condizioni che giustificavano il riconoscimento della componente CTR all'energia direttamente immessa nelle reti di media e bassa tensione. In particolare, le ragioni che inducevano a premiare l'energia elettrica immessa direttamente nelle reti di distribuzione, in considerazione dei risparmi indotti dalla minore necessità di infrastrutturazione delle reti di trasmissione, non sembrano più giustificate dall'attuale contesto in cui lo sviluppo delle fonti rinnovabili e della generazione diffusa, considerate le loro caratteristiche, rendono necessari investimenti sia nelle reti di distribuzione, sia nelle reti di trasmissione e quindi non solo non consentono riduzioni di costo, ma sono causa di costi aggiuntivi.
- 10.3 L'Autorità intende trasferire interamente sui clienti finali i benefici connessi con la soppressione dell'agevolazione prevista per la generazione distribuita.

<p>S7. Si ritiene più opportuno limitare la soppressione alle sole reti dove risulta prevalente l'inversione del flusso di energia? Se sì, quale livello di soglia viene proposto per l'identificazione di tali reti?</p>
---

## **PARTE III**

### **Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione**

#### **11 Brevi richiami della normativa esistente**

11.1 Come già indicato nel DCO 29/11, nel periodo 2008-2011, differentemente da quanto previsto nel primo e nel secondo periodo di regolazione, la copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione non avviene tramite un sistema di vincoli ed opzioni tariffarie, bensì tramite un sistema di vincoli ai ricavi ammessi e tariffe obbligatorie. Nel *BOX 2* è riportata in sintesi una descrizione della normativa esistente.

#### ***BOX 2***

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

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

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

Contestualmente alla previsione di una tariffa obbligatoria, con il comma 6.1 del TIT, l'Autorità ha definito per ciascuna impresa distributrice, con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale diversa da quella per usi domestici, un ricavo massimo annuo conseguibile a copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione, mentre con l'articolo 31.1 del TIT è stato definito il ricavo massimo annuo conseguibile relativo alle utenze domestiche. Il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base delle tariffe di riferimento TV1 e D1.

I meccanismi di perequazione generale previsti dall'articolo 34 e dall'articolo 39 (che si applicano a tutte le imprese distributrici, ad eccezione delle imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria previsto dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10) consentono di redistribuire tra le imprese i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, al fine di garantire a ciascuna impresa il conseguimento del ricavo ammesso dalla tariffa TV1 e dalla tariffa D1.

Ulteriori meccanismi di perequazione generale (articoli da 35 a 38 del TIT) sono stati introdotti in relazione alla necessità di bilanciare costi e ricavi delle imprese distributrici a fronte del vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481/95. Tale vincolo normativo, infatti, comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. I meccanismi di perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione hanno quindi la finalità di compensare gli scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti



rispetto alla media nazionale, che non dipendano da scelte organizzative dei distributori, ma siano imputabili a fattori esogeni, quali le differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita.

La perequazione generale è inoltre affiancata da una perequazione specifica aziendale (articolo 42 del TIT) che permette alle imprese distributrici di ottenere il riconoscimento dei costi derivanti da fattori non catturati in maniera adeguata dal regime generale di perequazione. Il regime di perequazione specifico aziendale è sviluppato mediante opportune istruttorie, impresa per impresa.

### ***Perequazione dei costi relativi alla commercializzazione***

I corrispettivi della tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione sono compresi nella tariffa TV1 e sono espressi in centesimi di euro/punto di prelievo/anno<sup>10</sup>, in una logica di aderenza ai costi delle tariffe. I corrispettivi sono differenziati, sempre in questa logica di *cost reflectivity*, per tipologia di contratto in ragione della differente complessità della gestione commerciale.

In relazione all'evoluzione dell'assetto del servizio, nel corso del terzo periodo di regolazione, caratterizzato dalla separazione delle funzioni commerciali relative al servizio di vendita dalle funzioni commerciali relative al servizio di distribuzione, è stato previsto per le tipologie di contratto servite in bassa tensione, da un lato, un meccanismo di aggiustamento *ex post* delle tariffe e, dall'altro, un meccanismo di perequazione volto a garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese nella fase di transizione.

Il meccanismo di perequazione dei costi delle funzioni commerciali relative al servizio di distribuzione garantisce il riconoscimento a ciascuna impresa distributtrice che abbia separato le funzioni di un ricavo funzione del proprio costo specifico.

All'interno del meccanismo di perequazione alle imprese che svolgono le funzioni di commercializzazione in modo integrato tra distribuzione e vendita di maggior tutela è riconosciuto uno specifico corrispettivo unitario, che, in relazione delle economie che la gestione congiunta dei servizi può offrire, è stato fissato a un livello mediamente inferiore rispetto a quello calcolato per le imprese che abbiano separato le funzioni.

I corrispettivi per il servizio di commercializzazione sono compresi nelle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali e corrispondono nel loro ammontare al valore delle corrispondenti componenti comprese nella tariffa TV1.

## **12 Sistema tariffario per il servizio di distribuzione**

- 12.1 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende consolidare l'impostazione già adottata nel terzo periodo che prevede in linea generale il disaccoppiamento della tariffa applicata ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali (*c.d. tariffa obbligatoria*) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi (*c.d. tariffa di riferimento*), con la conseguente introduzione di un meccanismo di perequazione.
- 12.2 Questo schema generale appare peraltro adatto al nuovo contesto in cui si trovano a operare le imprese distributrici che, come evidenziato nel capitolo 3 e seguenti, è caratterizzato da

---

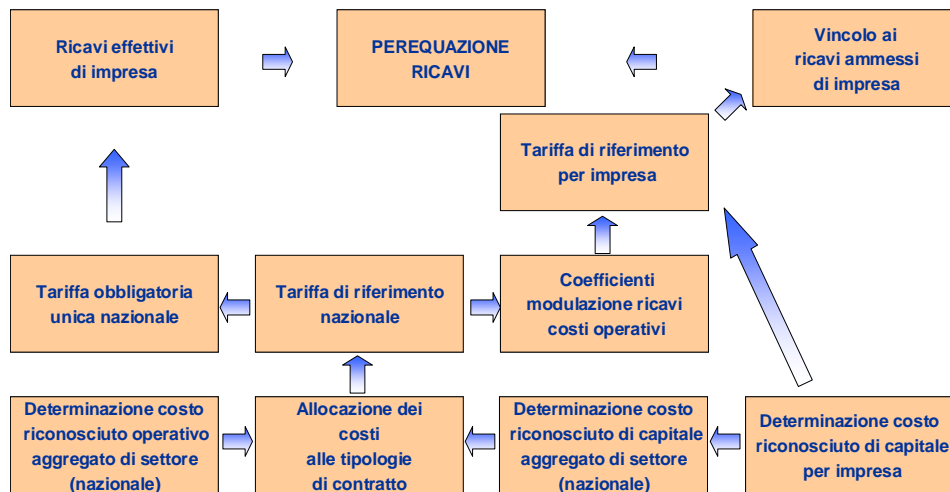
<sup>10</sup> Fanno eccezione i contratti per utenze di illuminazione pubblica in media e bassa tensione, alle quali è applicato un corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, espresso in centesimi di euro/kWh.

una generale tensione verso il raggiungimento degli obiettivi del *green package*. In tale contesto l’Autorità ha ragione di ritenere che i *driver* che influenzeranno i costi del servizio nei prossimi anni siano da ricercarsi nello sviluppo della generazione distribuita. Pertanto va considerata in larga parte superata l’impostazione originaria che portava a identificare la struttura del vincolo ai ricavi ammessi con la funzione di costo del servizio.

12.3 Come indicato nel DCO 29/11 lo schema proposto assorbe gli effetti dei meccanismi di perequazione generale dei costi delle infrastrutture di rete e di perequazione specifica aziendale, incorporandone gli effetti da un lato nel meccanismo di determinazione del costo riconosciuto di capitale per impresa, dall’altro nella determinazione dei coefficienti di modulazione dei ricavi, applicati ai soli costi operativi. Tale schema consente anche di gestire in un unico meccanismo perequativo la differenziazione nei costi riconosciuti per il servizio di commercializzazione.

12.4 Lo schema generale del sistema tariffario che l’Autorità intende proporre in relazione al quarto periodo regolatorio per il servizio di distribuzione è riassunto nella Figura 1.

**Figura 1 – Processo di determinazione vincoli, tariffe e perequazione nel QPR**



12.5 Tale schema ricalca nella sostanza quello già in uso nel precedente periodo di regolazione, e presenta alcune significative novità che nel dettaglio saranno analizzate nei singoli capitoli della presente Parte III.

12.6 Nel seguito della presente Parte III vengono analizzate le proposte relative a:

- allocazione dei costi alle tipologie di contratto;
- vincolo ai ricavi ammessi per impresa;
- tariffa di riferimento per impresa;
- tariffa obbligatoria unica nazionale;
- meccanismi di perequazione.

### 13 Allocazione dei costi alle tipologie di utenza

#### *Infrastrutture di rete*

13.1 Nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, Atto n. 34/07 (di seguito: DCO n. 34/07) l’Autorità aveva rinviato la valutazione delle esigenze di una revisione complessiva dei criteri di

allocazione dei costi tra le tipologie al periodo di regolazione 2012-2015, anche in relazione alla tempistica prevista per il completamento della posa dei gruppi di misura telegestiti, prevista per il 2011.

- 13.2 Rispetto a tale ipotesi, differenti ordini di considerazioni portano a propendere per una soluzione che garantisca continuità con il passato. In primo luogo l’Autorità ritiene che la stabilità sia un obiettivo rilevante, in quanto favorisce la certezza del flusso di ricavi per gli esercenti e contribuisce a mantenere basso il grado del c.d. “rischio regolatorio” per gli investitori e di conseguenza il costo del capitale, con beneficio per i clienti finali.
- 13.3 Va poi considerato che il peso del costo relativo al servizio di distribuzione è nel complesso contenuto (circa il 12%) rispetto al totale dei costi del servizio elettrico e che, di conseguenza, l’efficacia di segnali di prezzo relativi all’uso delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione appare nell’insieme modesto. In questo senso si ritiene che gli effetti connessi alla differenziazione oraria o per fasce orarie dei prezzi della *commodity* risulti in questo momento lo strumento più efficace per la gestione della domanda, in attesa che, grazie allo sviluppo delle *smart grids*, possano svilupparsi anche nel nostro paese strumenti efficaci di *demand response*.
- 13.4 In ultimo non va dimenticato che la rapida diffusione della generazione distribuita e segnatamente del fotovoltaico, l’effetto dell’introduzione di prezzi biorari e lo sviluppo dell’efficienza energetica producono nell’insieme variazioni nelle curve aggregate di domanda attribuibili alle differenti tipologie di contratto. Pertanto una revisione dei criteri che comunque sarebbe basata su dati storici (anno 2010) caratterizzati da *pattern* di consumo che potrebbero non più trovare riscontro nei prossimi anni, potrebbe produrre effetti in termini redistributivi incerti nell’ammontare e nel segno e non coerenti con i futuri sviluppi della domanda aggregata, producendo dunque discontinuità che dovrebbero poi a breve essere di nuovo oggetto di revisione.
- 13.5 Alla luce di tali considerazioni, l’Autorità intende proporre che i livelli di partenza delle tariffe obbligatorie e di riferimento siano costruiti in continuità con i criteri adottati in passato, ossia adottando i medesimi coefficienti di ripartizione dei costi riconosciuti tra le tipologie contrattuali.
- 13.6 In altri termini, ai fini della fissazione del livello dei parametri tariffari iniziali della tariffa di riferimento, che troveranno applicazione nell’anno 2012, il complesso dei costi riconosciuti per il servizio di distribuzione sarà assegnato alle differenti tipologie di contratto in funzione della quota del gettito tariffario complessivo riferito all’anno 2010 imputato a ciascuna delle medesime tipologie.
- 13.7 Per gli aggiornamenti dei parametri tariffari nei successivi anni del periodo regolatorio (2013-2015), l’Autorità intende calcolare con riferimento a ciascun livello di tensione specifici coefficienti di aggiornamento che tengano conto degli investimenti propri di ciascun livello di tensione.

S8. Si concorda con l’ipotesi di introdurre coefficienti di aggiornamento che riflettano, per ciascun livello di tensione, le variazioni del costo del capitale investito? In caso di risposta negativa, motivare la risposta.
--

### **Commercializzazione**

- 13.8 In analogia a quanto previsto per l’allocazione alle tipologie di contratto dei costi relativi alle infrastrutture di rete, anche per i costi della commercializzazione l’Autorità intende fissare i

livelli dei parametri iniziali della tariffa di riferimento sulla base della quota del gettito tariffario complessivo riferito all'anno 2010 imputato a ciascuna delle medesime tipologie.

## 14 Vincolo ai ricavi ammessi e tariffa di riferimento

- 14.1 Nel corso del terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto in linea generale il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (*c.d. tariffa obbligatoria*) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi (*c.d. tariffa di riferimento*). Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende consolidare tale impostazione generale, proponendo tuttavia in consultazione differenti modalità di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi.
- 14.2 In particolare, nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto che, con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale, sia definito un ricavo massimo annuo a copertura dei costi riconosciuti, calcolato sulla base della tariffa di riferimento TV1 e della tariffa D1.
- 14.3 Per il quarto periodo regolatorio l'Autorità, come discusso nell'ambito dei *focus group* con operatori e utenti della rete svoltisi nel mese di febbraio 2011, intende valutare l'ipotesi di modificare la struttura del vincolo ai ricavi ammessi.
- 14.4 A questo scopo l'Autorità ritiene opportuno analizzare separatamente le componenti del vincolo a copertura dei costi delle infrastrutture di rete dalle componenti a copertura dei costi di commercializzazione.

### *Infrastrutture di rete*

- 14.5 Per quanto riguarda le infrastrutture di rete, al fine di valutare le azioni da intraprendere in relazione alla definizione del vincolo ai ricavi ammessi e di conseguenza delle relative tariffe di riferimento, l'Autorità intende condurre l'analisi delle diverse opzioni proposte, in relazione ai seguenti criteri/obiettivi:
- aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio;
  - stabilità e certezza del flusso di ricavi per le imprese;
  - garanzia di un'efficiente ripartizione tra le imprese distributrici e i clienti finali dei rischi/opportunità connessi a variazioni nella domanda;
  - semplicità amministrativa.
- 14.6 In proposito, l'Autorità intende valutare quattro distinte ipotesi<sup>11</sup>:
- **Ipotesi B.1:** mantenimento della struttura del vincolo ai ricavi ammessi e della tariffa di riferimento prevista dalla regolazione vigente, in una logica di continuità e stabilità regolatoria, riflettendo in ogni caso costi di capitale differenziati per impresa<sup>12</sup>, come illustrato nel DCO 29/11.
  - **Ipotesi B.2:** introduzione di un vincolo ai ricavi ammessi e della tariffa di riferimento articolato in coerenza con quanto esposto nell'Ipotesi A.2 relativa al servizio di

---

<sup>11</sup> Per una corretta valutazione delle ipotesi nel seguito descritte è opportuno ricordare che, come riportato nei successivi paragrafi 14.21, 14.22 e 14.23, i volumi di servizio in funzione dei quali si calcolano le tariffe di riferimento sono basati, per la quota parte delle componenti a copertura di costi di capitale, sulla miglior stima, come disponibile nel mese di novembre dell'anno *n-1*, riferita a ciascun anno *n* del periodo regolatorio, mentre per la parte a copertura dei costi operativi, in relazione all'applicazione del meccanismo del *price-cap*, sono sulla stima riferita al primo anno del periodo regolatorio (e vengono mantenuti costanti negli anni successivi).

<sup>12</sup> Il riconoscimento individuale dei costi per impresa assorbe gli effetti oggi riconosciuti mediante il meccanismo della perequazione specifica aziendale.

trasmissione. In altri termini viene proposta l'introduzione di una tariffa binomia (potenza/energia). La quota potenza, da applicare alla potenza impegnata, è calcolata in funzione del costo riconosciuto di capitale di ciascuna impresa e di una quota parte del costo operativo riconosciuto (80%). La quota energia è calcolata in funzione del costo operativo residuo (20%).

- **Ipotesi B.3:** fissazione del vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/kW/anno di potenza impegnata, differenziata per livello di tensione.
- **Ipotesi B.4:** fissazione del vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione.

### ***Ipotesi B.1***

- 14.7 L'**Ipotesi B.1** ha il pregio di garantire continuità con la regolazione precedente e risulta coerente con il principio di aderenza ai costi.
- 14.8 Per contro, tale ipotesi in prospettiva potrebbe presentare criticità in termini di certezza del flusso di ricavi, come possibile conseguenza dello sviluppo della generazione distribuita e dei programmi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia, e pertanto in prospettiva appare meno efficace rispetto alle altre soluzioni di seguito proposte nella mitigazione del rischio in capo agli operatori.
- 14.9 In relazione all'obiettivo di ripartire in modo efficiente il c.d. "rischio volume" tra imprese e clienti finali, tale ipotesi si presenta sufficientemente adeguata tenuto conto che lascia una certa quota di rischio in capo all'impresa.

### ***Ipotesi B.2***

- 14.10 L'**Ipotesi B.2**, prevede che il vincolo ai ricavi sia suddiviso in due parti<sup>13</sup>:
- a) una parte destinata alla copertura dei costi di capitale propri di ciascuna impresa distributrice e alla copertura di una quota (ipotizzata pari all'80%) dei costi operativi, determinata in funzione della componente tariffaria della tariffa di riferimento espressa in euro/kW/anno di potenza impegnata;
  - b) una parte destinata alla copertura dei costi operativi residui, soggetta alla variabilità della domanda; tale componente del vincolo è funzione della componente della tariffa di riferimento espressa in centesimi di euro/kWh.
- 14.11 In relazione all'obiettivo di aderenza ai costi, si ritiene che tale soluzione sia preferibile rispetto all'ipotesi B.1, tenuto conto che i costi delle imprese distributrici sono essenzialmente costi fissi.
- 14.12 Tale ipotesi esponendo solo la quota del vincolo destinata alla copertura dei costi operativi residui ai rischi potenzialmente derivanti da variazioni nei transiti di energia elettrica sulle reti di distribuzione, appare rispondere meglio all'esigenza di stabilità e certezza dei ricavi per le imprese.
- 14.13 Tale ipotesi appare meno adeguata in relazione all'esigenza di semplicità amministrativa rispetto all'Ipotesi B.1, ma non appare presentare elementi di particolare criticità, salvo verifica della disponibilità dei volumi di riferimento.

---

<sup>13</sup> Ad eccezione del vincolo ai ricavi ammessi relativo alle tipologie di contratto per utenze di illuminazione pubbliche che risulta in ogni caso basato su una tariffa di riferimento espressa in centesimi di euro/kWh.

### ***Ipotesi B.3***

- 14.14 L'**Ipotesi B.3** appare rispondere adeguatamente all'obiettivo di aderenza delle tariffe ai costi, riflettendo il carattere sostanzialmente fisso dei costi delle infrastrutture di rete.
- 14.15 Tale ipotesi, rispetto all'**Ipotesi B.2** appare offrire più garanzie in termini di certezza del ricavo tariffario per le imprese, essendo il vincolo ai ricavi ammessi meno influenzato da eventuali fluttuazioni nei transiti.

### ***Ipotesi B.4***

- 14.16 Come l'Ipotesi B.3, anche l'**Ipotesi B.4** appare rispondere in modo adeguato all'obiettivo di aderenza delle tariffe ai costi.
- 14.17 Tale ipotesi, rispetto all'**Ipotesi B.3** appare offrire più garanzie in termini di certezza del ricavo tariffario per le imprese, essendo il vincolo ai ricavi ammessi soggetto alla sola variazione del numero dei punti di prelievo serviti per livello di tensione.
- 14.18 La Tabella 2 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

**Tabella 2 - Valutazione delle ipotesi relative alla struttura dei corrispettivi delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi di distribuzione**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi B.1</b>	<b>Ipotesi B.2</b>	<b>Ipotesi B.3</b>	<b>Ipotesi B.4</b>
a) orientamento ai costi delle tariffe	MEDIO/ALTO	MEDIO/ALTO	ALTO	ALTO
b) certezza del flusso di ricavi a copertura dei costi riconosciuti	MEDIO	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO
c) efficiente ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali del c.d. "rischio volume"	MEDIO/ALTO	MEDIO/ALTO	MEDIO	BASSO
d) semplicità amministrativa e trasparenza dei meccanismi tariffari	MEDIO	MEDIO/BASSO	MEDIO/BASSO	MEDIO

### ***Commercializzazione***

- 14.19 Per quanto riguarda la commercializzazione, l'Autorità intende differenziare il vincolo ai ricavi ammessi e la tariffa di riferimento distinguendo tra imprese che svolgono le funzioni di commercializzazione in modo integrato per servizio di distribuzione e servizio di vendita e imprese che le svolgono in modo separato (di seguito anche richiamate come classi di imprese), limitatamente alle tipologie di utenza servite in bassa tensione, in coerenza con quanto previsto nel terzo periodo regolatorio.
- 14.20 L'Autorità intende definire una tariffa di riferimento basata su costi *standard* nazionali che oltre alla differenziazione per classe di impresa di cui al precedente paragrafo 14.19, risulti differenziata per tipologia di contratto<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> Per le tipologie di contratto per utenze di illuminazione pubblica si intende mantenere un corrispettivo unitario espresso in centesimi di euro/kWh.

S9. Si concorda con la proposta dell'Autorità di differenziare la tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione tra imprese che svolgono il servizio in modo integrato e imprese che hanno separato le funzioni? Motivare la risposta.

### ***Volumi di servizio utilizzati per la fissazione dei parametri iniziali (in vigore nell'anno 2012)***

14.21 Per la fissazione dei parametri iniziali si farà riferimento alla miglior stima dei volumi di servizio, selezionati in coerenza con le scelte che saranno operate per la definizione delle tariffe, che si prevede possano essere erogati nell'anno 2012. Tale stima terrà conto dei dati pre-consuntivi dell'anno 2011.

### ***Aggiornamento parametri***

14.22 L'aggiornamento annuale dei corrispettivi viene effettuato con il metodo del *price-cap* in relazione alle quote parte destinate alla copertura dei costi operativi e coerentemente con i criteri di aggiornamento dei costi di capitale esposti nel DCO 29/11 per la quota parte a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti.

14.23 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, in continuità con la prassi adottata nel corrente periodo regolatorio.

### ***Corrispettivi a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete in alta tensione rimaste nel perimetro del servizio di distribuzione***

14.24 A seguito della cessione della rete di distribuzione in alta tensione di ELAT, A2A e altri operatori, le componenti tariffarie a copertura dei costi di distribuzione risultano ridotte di entità. L'Autorità in ogni caso, in una logica di trasparenza, intende continuare a determinare componenti separate a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete in alta tensione.

## **15 Tariffe obbligatorie per le tipologie di contratto diverse dalle utenze per usi di abitazione**

### ***Considerazioni preliminari***

15.1 Nel terzo periodo di regolazione per le utenze corrispondenti ai clienti non domestici, ciascuna impresa distributrice applica una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione (costi delle infrastrutture di rete e costi di commercializzazione). Tale tariffa ha una struttura trinomia (ad eccezione delle utenze di illuminazione pubblica e delle utenze in alta e altissima tensione) e, per alcune tipologie contrattuali, prevede corrispettivi a scaglioni assoluti definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale. Le tariffe obbligatorie per le tipologie di contratto diverse dalle utenze per usi domestici nel terzo periodo di regolazione avevano la struttura riportata nella successiva Tabella 3.

15.2 La struttura delle tariffe obbligatorie è costruita, per il terzo periodo di regolazione, in un'ottica di semplificazione della struttura tariffaria a beneficio dei clienti finali attraverso la quale contribuire alla trasparenza delle offerte nel segmento della vendita<sup>15</sup>, con l'obiettivo di mitigare gli eventuali scostamenti nella spesa dei clienti finali, rispetto al regime delle opzioni tariffarie che aveva caratterizzato il secondo periodo regolatorio.

**Tabella 3 - Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione per gli anni 2008-2011**

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Quota fissa				Quota potenza				Quota energia			
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kW per anno				centesimi di euro/kWh			
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	1,210	1,243	1,294	1,287
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW:												
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.745,71	2.730,26	2.858,43	2.877,96	0,105	0,108	0,112	0,112
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.608,42	2.581,87	2.703,92	2.724,39	0,105	0,108	0,112	0,112
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	495,26	508,62	542,70	546,27	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	495,26	508,62	542,70	546,27	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.745,71	2.730,26	2.858,43	2.877,96	0,100	0,103	0,106	0,106
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	0,654	0,672	0,699	0,695
lettera e)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.257,98	45.451,47	46.565,41	47.106,78	3.150,76	3.008,75	3.335,06	3.281,74	0,103	0,106	0,110	0,110
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore a 500 kW	39.832,18	40.906,32	41.908,87	42.396,10	2.835,68	2.685,23	2.998,19	2.946,86	0,093	0,095	0,099	0,099
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	38.485,20	39.523,02	40.491,66	40.962,42	2.489,10	2.329,36	2.627,63	2.585,20	0,081	0,084	0,087	0,087
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	-	-	-	-	0,059	0,061	0,063	0,063
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	-	-	-	-	0,058	0,060	0,062	0,062

15.3 Nella Tabella 4 è riportata la composizione della spesa relativa al servizio di distribuzione per alcuni casi di consumo. La Tabella 4 consente di evidenziare la spesa connessa alle tariffe per l'utilizzo delle reti di distribuzione sia in larga misura determinata dalla quota fissa (centesimi di euro/punto di prelievo/anno) e dalla quota potenza (centesimi di euro/kW/anno). In presenza di alto utilizzo della potenza impegnata cresce il peso della quota energia. Ciò è ancora più evidente nel caso di utenze in alta tensione dove non è prevista la quota potenza e la quota fissa riflette le sole componenti a copertura dei costi di commercializzazione.

<sup>15</sup> Il previgente sistema di opzioni tariffarie (proposte dalle imprese distributrici ed approvate dall'Autorità), data la pluralità di tariffe di distribuzione esistenti sul territorio nazionale, in un contesto di liberalizzazione del segmento della vendita di energia elettrica ai clienti finali, rappresentava un elemento di potenziale criticità con riferimento sia alla formulazione delle offerte commerciali da parte delle imprese di vendita, sia alla comparabilità e comprensibilità delle stesse da parte dei clienti finali.



**Tabella 4 - Composizione della spesa relativa al servizio di distribuzione per alcuni casi di consumo (anno 2011)**

**Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile fino a 16,5 kW**

tipo profilo				
tariffa applicata (tab. 3 TIT)	BTA2		BTA4	
potenza impegnata (kW)	3	3	10	10
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
<b>composizione percentuale della spesa</b>				
<i>per quota fissa</i>	5,52%	4,96%	1,71%	1,55%
<i>per quota potenza</i>	90,75%	81,62%	94,79%	85,78%
<i>per quota energia</i>	3,73%	13,42%	3,50%	12,67%
<b>totale</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile oltre 16,5 kW**

tipo profilo				
tariffa applicata	BTA6		BTA6	
potenza impegnata (kW)	20	20	30	30
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
<b>composizione percentuale della spesa</b>				
<i>per quota fissa</i>	0,83%	0,75%	0,55%	0,50%
<i>per quota potenza</i>	95,65%	86,51%	95,92%	86,72%
<i>per quota energia</i>	3,52%	12,74%	3,53%	12,78%
<b>totale</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

**Altre utenze in media tensione**

tipo profilo				
tariffa applicata	MTA1		MTA3	
potenza impegnata (kW)	100	100	600	600
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
<b>composizione percentuale della spesa</b>				
<i>per quota fissa</i>	12,19%	11,24%	2,49%	2,27%
<i>per quota potenza</i>	84,96%	78,27%	94,33%	86,13%
<i>per quota energia</i>	2,85%	10,49%	3,18%	11,60%
<b>totale</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

**Altre utenze in alta tensione**

tipo profilo				
tariffa applicata	ALTA		ALTA	
potenza impegnata (kW)	1000	1000	2000	2000
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
<b>composizione percentuale della spesa</b>				
<i>per quota fissa</i>	97,05%	89,16%	94,27%	80,43%
<i>per quota potenza</i>	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<i>per quota energia</i>	2,95%	10,84%	5,73%	19,57%
<b>totale</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

15.4 La struttura delle tariffe obbligatorie è definita in modo da consentire il rispetto del vincolo di bilancio nazionale, garantendo pertanto che, in media, i ricavi derivanti dall'applicazione delle medesime tariffe obbligatorie consentano la copertura dei costi riconosciuti. Gli eventuali squilibri, a livello di singola impresa, tra il vincolo ai ricavi ammessi e i ricavi effettivi conseguiti dalle medesime imprese, sono compensati in sede di perequazione.

### ***Proposte per il quarto periodo di regolazione***

- 15.5 Per il quarto periodo di regolazione l’Autorità intende mantenere l’attuale struttura tariffaria caratterizzata da corrispettivi differenziati per sottotipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata. Tali tariffe sono obbligatoriamente applicate da tutte le imprese distributrici ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali.
- 15.6 Tale struttura appare già sufficientemente adeguata al raggiungimento degli obiettivi di orientamento ai costi e stabilità tariffaria. Peraltro in relazione a quanto indicato al paragrafo 15.3 e in coerenza con l’ipotesi esposta al paragrafo 8.3 l’Autorità intende valutare l’opportunità di introdurre una componente della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di distribuzione in alta tensione indipendente dal livello di consumo tale da allineare la percentuale di quota variabile nella composizione della spesa delle diverse tipologie di clienti finali. Considerata l’esiguità dei costi relativi a tali infrastrutture di rete<sup>16</sup>, l’Autorità ritiene opportuno proporre l’ipotesi che tale componente sia espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno.
- 15.7 Lo scorporo di rilevanti porzioni della rete di distribuzione in alta tensione e il loro conferimento a Terna rende necessarie ulteriori riflessioni sulla partecipazione degli utenti allacciati in altissima tensione alla copertura degli oneri connessi alle porzioni di rete in alta tensione rimaste nel perimetro della distribuzione. Come indicato al paragrafo 18.4 della Relazione AIR relativa alla deliberazione n. 348/07 *“Sia in condizioni di emergenza (quali il venir meno di impianti di produzione connessi a 380 kV) che per esigenze di regolazione, le reti di alta tensione della distribuzione, grazie alla loro magliatura, risultano essenziali per garantire la continuità del servizio anche ai clienti connessi in altissima tensione (a conferma di tale circostanza, si segnalano le recenti notizie di stampa circa l’interesse di Terna ad acquisire le reti in alta tensione di Enel Distribuzione). In altri termini, anche gli utenti connessi alla rete di trasmissione nazionale, usufruiscono della rete di alta tensione di distribuzione e, dunque, è corretto che contribuiscano a coprirne i costi.”* Nel nuovo contesto l’Autorità ha ragione di ritenere che le porzioni di rete di distribuzione in alta tensione rimaste nel perimetro della distribuzione siano da considerarsi come prevalentemente funzionali alla fornitura dell’energia elettrica agli utenti connessi in alta, media e bassa tensione, mentre risulta arduo riconoscere un nesso funzionale rispetto all’erogazione del servizio agli utenti connessi a tensioni superiori a 220kV.
- 15.8 Come anticipato al paragrafo 8.7, in relazione alle considerazioni riportate nel precedente paragrafo 15.7 l’Autorità intende proporre l’esclusione delle tipologie di utenza, connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220kV, dalla partecipazione alla copertura dei costi relativi alle reti di distribuzione in alta tensione.

S10. Si concorda con l’ipotesi di mantenere inalterata la struttura delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione? In caso di risposta negativa, esporre le motivazioni alla base della risposta.

S11. Si concorda con l’ipotesi di introdurre una componente della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di distribuzione in alta tensione espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno? Si condivide l’ipotesi di escludere le utenze connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV da tale componente? Motivare la risposta.

<sup>16</sup> Tale situazione si è determinata in conseguenza del passaggio nel perimetro della RTN di gran parte di infrastrutture di rete in alta tensione precedentemente classificate come distribuzione.

S12. Si ritiene opportuno estendere la possibile esenzione dalla componente a copertura delle infrastrutture di distribuzione in alta tensione anche alle utenze connesse con un livello di tensione tra le fasi pari a 220 kV?

***Corrispettivi da applicare nei punti di interconnessione nella titolarità di imprese di distribuzione***

- 15.9 L'Autorità, in relazione all'ipotesi di introduzione di tariffe di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione differenziate per impresa, ritiene necessario modificare l'impostazione dei corrispettivi previsti per il servizio di distribuzione prestato ad altre imprese distributrici, attualmente disciplinato dall'articolo 14 del TIT.
- 15.10 In particolare l'Autorità ritiene opportuno che i punti di interconnessione tra reti di distribuzione siano tratti al pari dei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e che quindi in tali punti, in funzione del livello di tensione, si applichino le tariffe obbligatorie previste per le utenze per altri usi con caratteristiche corrispondenti. I ricavi conseguiti dalle imprese distributrici nei punti di interconnessione concorrono poi, al pari dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti finali, alla determinazione degli importi di perequazione.
- 15.11 Tale impostazione rende necessario, al fine di garantire la copertura dei costi del servizio alle imprese distributrici sottese che pagano per il servizio di distribuzione prestato da imprese distributrici terze un corrispettivo corrispondente a quello pagato dai clienti finali titolari di punti di prelievo, l'inserimento nell'ambito dei meccanismi di perequazione di un apposito elemento da applicare alle sole imprese distributrici sottese. Tale elemento del meccanismo di perequazione, come meglio si vedrà in seguito, rende passante il costo del servizio di distribuzione riconosciuto ad altre imprese distributrici.

S13. Si concorda con le modalità previste per regolare le partite nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione? Motivare la risposta.

**16 Meccanismi di perequazione e integrazione ai ricavi**

- 16.1 Nel terzo periodo di regolazione erano attivi una pluralità di meccanismi perequativi relativi al servizio di distribuzione, ivi compreso un meccanismo di perequazione specifica aziendale, e meccanismi di integrazione ai ricavi.
- 16.2 In una logica di semplificazione normativa, l'Autorità ritiene opportuno prevedere la riduzione degli istituti con finalità perequative propri del servizio di distribuzione, riducendoli a due:
- perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione, che assorbe i seguenti meccanismi perequativi pre-vigenti relativi a:
    - costi di distribuzione sulle reti di alta tensione;
    - costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
    - costi di distribuzione sulle reti di media e bassa tensione;
    - perequazione specifica aziendale;

- perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione.
- perequazione dei costi per l'uso della rete di trasmissione (eventuale).

### ***Perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione***

- 16.3 Il meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione garantisce alle imprese il conseguimento del ricavo ammesso dai vincoli di cui al capitolo 14, che come visto saranno differenziati per impresa.
- 16.4 Il saldo di tale meccanismo di perequazione viene ottenuto confrontando il ricavo derivante dall'applicazione delle tariffe obbligatorie con il ricavo ammesso dal vincolo di cui al citato capitolo 14.
- 16.5 La definizione di tariffe di riferimento specifiche per impresa e la loro applicazione nell'ambito del meccanismo di perequazione proposto consente anche l'assorbimento del meccanismo di perequazione specifica aziendale. La quota parte della tariffa di riferimento a copertura dei costi di capitale relativi alle infrastrutture di rete di distribuzione, come descritto nel DCO 29/11, è determinata individualmente per ciascuna impresa distributrice, al pari della quota della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete di distribuzione. Tale quota è calcolata sulla base del costo operativo medio nazionale, come descritto nel capitolo 9 del DCO 29/11, ed è poi modulata per impresa, 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.

- 16.6 Anche la quota della tariffa di riferimento relativa ai costi di commercializzazione risulta differenziata (relativamente alle tipologie di contratto servite in bassa tensione) tra imprese che svolgono le funzioni di commercializzazione in modo integrato e imprese che hanno separato le funzioni.
- 16.7 Con riferimento a quanto indicato nel paragrafo 15.9 e seguenti, per le imprese distributrici sottese, la formula di perequazione sarà integrata attraverso l'introduzione di uno specifico elemento volto a garantire la copertura dei costi sostenuti per l'utilizzo delle reti di imprese distributrici terze.

S14. Si concorda con la proposta di semplificazione e accorpamento dei meccanismi di perequazione? Motivare la risposta.

***Eliminazione della componente cs della perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione***

- 16.8 Nel corso del terzo periodo regolatorio nell'ambito della perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione era riconosciuta la componente *cs*. Tale componente è stata riconosciuta a partire dall'anno 2009 ed è stata fissata pari al prodotto tra il contributo unitario a copertura dei costi amministrativi previsto dalla Tabella 2 del TIC e il numero di cambi di fornitore gestiti nell'anno dall'impresa distributtrice eccedenti il primo per ciascun punto di prelievo ed esclusi, in ogni caso, i cambi di fornitore relativi al rientro di clienti finali nel servizio di maggior tutela o nel servizio di salvaguardia.
- 16.9 L'Autorità intende eliminare tale meccanismo, in quanto ritiene che, in occasione del cambio di periodo regolatorio, gli eventuali maggiori costi, di carattere commerciale, sostenuti dalle imprese in relazione ai cambi di fornitore eccedenti il primo possano essere intercettati in sede di fissazione dei parametri unitari a copertura dei costi del servizio e che la complessità amministrativa connessa al mantenimento di tale componente di perequazione non possa essere giustificata in termini di differenze di distribuzione degli *switch* tra operatori. Il tasso di *switching* infatti si è stabilizzato e conseguentemente i costi commerciali riflettono tale sostanziale stabilità.

S15. Si concorda con l'ipotesi di non introdurre un ulteriore meccanismo di perequazione a copertura dei costi di *switching*? Motivare la risposta

### ***Copertura dei costi dell'energia elettrica destinati ad usi propri della trasmissione e della distribuzione***

- 16.10 La copertura dei costi connessi ai consumi destinati agli usi propri del servizio di trasmissione e di distribuzione nel periodo di regolazione 2008-2011 era gestita mediante il meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione (art. 38 TIT), nonché mediante il meccanismo di perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione (art. 13<sup>quater</sup> TIV<sup>17</sup>). Tale impostazione non risulterebbe compatibile con le disposizioni introdotte dall'articolo 25, paragrafo 5, della Direttiva 2009/72/CE.
- 16.11 Per la copertura di tali costi l'Autorità in coerenza con le indicazioni della Direttiva 2009/72/CE intende prevederne il trattamento nell'ambito della determinazione dei costi operativi riconosciuti. In relazione all'esigenza di favorire uno sviluppo efficiente del servizio, l'Autorità non intende prevedere forme di riconoscimento a *più di lista* di tali costi, ma ritiene preferibile quantificare un costo *standard* da aggiornare annualmente in funzione della variazione dei prezzi dell'energia elettrica. Peraltro le modalità per attuare tali modifiche saranno oggetto di una specifica consultazione e la decorrenza del nuovo regime potrà essere ragionevolmente previsto per il gennaio 2013. Per l'anno 2012 saranno adottate le modalità di riconoscimento già in vigore nel terzo periodo di regolazione.

S16. Si concorda con tale ipotesi di trattamento dei costi connessi all'alimentazione dei punti di prelievo destinati ad usi propri della trasmissione e della distribuzione? Motivare la risposta.

### ***Perequazione dei costi per l'uso della rete di trasmissione (eventuale)***

- 16.12 In funzione delle scelte che saranno operate per la definizione dei corrispettivi del servizio di trasmissione, illustrati nel capitolo 9, potrà rendersi necessaria l'introduzione di uno specifico meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione sostenuto dalle imprese distributrici. Tale meccanismo perequativo garantirà alle imprese distributrici che il costo sostenuto per il servizio di trasmissione sia passante.

### ***Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto dipendenti***

- 16.13 Tenuto conto delle scelte effettuate per il terzo periodo di regolazione, che prevedono il riconoscimento alle imprese distributrici (e alla società Terna SpA) degli oneri relativi agli sconti concessi a dipendenti ed ex-dipendenti (inclusi i casi di reversibilità) fino al 31 dicembre 2019, anche per il quarto periodo di regolazione è necessario mantenere il meccanismo attualmente previsto dall'articolo 44 del TIT, con modalità di gestione identiche a quelle attualmente in vigore.

<sup>17</sup> TIV è l'Allegato A alla deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07.

## PARTE IV

### Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura

#### 17 Brevi richiami normativi

17.1 L'impostazione regolatoria per il periodo 2008-2011 relativa al servizio di misura è stata illustrata nel DCO 29/11. Per comodità espositiva nel *BOX 3* ne sono riportati i tratti più rilevanti.

#### **BOX 3**

La regolazione del servizio di misura per il periodo di regolazione 2008-2011 è prevista dagli articoli da 20 a 30 del TIT. Il TIT reca disposizioni e regola le caratteristiche minime dei misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione. Per quanto riguarda i punti di prelievo e di immissione in bassa tensione, il TIT rimanda alle disposizioni e agli obblighi di installazione contenuti nella deliberazione n. 292/06.

Dal 2008, l'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura prevede la separata evidenza dei costi riconosciuti a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

La regolazione economica per l'erogazione del servizio di misura ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali è prevista dall'articolo 25 del TIT. In particolare, è previsto che ai fini della remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica, i titolari di punti corrispondenti a clienti finali riconoscano all'impresa distributrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

Nel caso in cui non risulti installato il misuratore (fermo restando che la non installazione sia consentita dalla normativa), il provvedimento dispone che i corrispettivi sopra citati siano applicati al netto dell'elemento *MIS(INS)*, destinato a coprire i costi connessi con la presenza di un misuratore ossia quelli relativi alla sua installazione e manutenzione.

I ricavi relativi alla remunerazione riconosciuta per il servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione spettanti all'impresa distributrice sono sottoposti al meccanismo perequativo di cui all'articolo 40 del TIT<sup>18</sup>.

#### 18 Sistema tariffario per il servizio di misura

18.1 L'Autorità intende mantenere anche per il quarto periodo regolatorio i criteri di allocazione e la struttura tariffaria in vigore nel terzo periodo nonché, come già indicato nel paragrafo 19.14 del DCO 29/11, il mantenimento di un meccanismo di perequazione dei ricavi relativo al servizio di misura in bassa tensione.

---

<sup>18</sup> Si segnala che detto meccanismo di perequazione è attualmente oggetto della consultazione DCO 11/11, in relazione a una sua possibile modifica per il periodo 2010-2011.

## 19 Criteri di allocazione dei costi

L'Autorità intende confermare i criteri di allocazione dei costi alle tipologie di contratto già adottati per il terzo periodo di regolazione.

## 20 Tariffe per il servizio di misura

20.1 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende proporre in linea generale il mantenimento della struttura e dell'articolazione delle tariffe per il servizio di misura attualmente in vigore, come riportate in Tabella 5, ovviamente con valori aggiornati in funzione dei costi verificati.

**Tabella 5 – Tariffe per il servizio di misura in vigore nel terzo periodo di regolazione**

Tabella 8.1: Componenti MIS, di cui all'articolo 25

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1				MIS3			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,065	0,066	0,065	0,061
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	2.710,69	2.640,30	2.518,72	-	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,061	0,063	0,062	0,062
lettera e) Altre utenze in media tensione	29.878,32	30.664,77	29.868,29	29.571,85	-	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	263.892,66	257.037,10	256.384,50	-	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	263.892,66	257.037,10	256.384,50	-	-	-	-

Tabella 8.2: Elementi MIS (INS) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(INS)				MIS3(INS)			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,036	0,037	0,036	0,034
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	1.207,99	1.176,61	1.101,80	-	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,051	0,053	0,052	0,052
lettera e) Altre utenze in media tensione	19.866,84	20.680,60	20.143,34	20.113,11	-	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	253.485,90	246.900,54	246.530,00	-	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	253.485,90	246.900,54	246.530,00	-	-	-	-

Tabella 8.3: Elementi MIS (RAC) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(RAC)				MIS3(RAC)			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,021	0,021	0,021	0,020
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	976,62	-	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,009	0,009	0,009	0,009
lettera e) Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	7.118,66	-	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	7.151,46	-	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	7.151,46	-	-	-	-

Tabella 8.4: Elementi MIS (VER) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(VER)				MIS3(VER)			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,008	0,008	0,008	0,007
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	440,30	-	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,001	0,001	0,001	0,001
lettera e) Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	2.340,08	-	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	2.703,04	-	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	2.703,04	-	-	-	-

20.2 Rispetto a tale impostazione l'Autorità, nella prospettiva di dare maggiore trasparenza, intende valutare l'ipotesi di enucleare dalla componente MIS(INS), relativa alle tipologie di contratto in bassa tensione, la 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 (*MIS(RES)*).

- 20.3 Ai fini della determinazione delle tariffe per l'anno 2012 tale componente *MIS(RES)* viene calcolata sulla base del valore aggregato nazionale del valore residuo non ammortizzato di misuratori elettromeccanici installati presso punti di prelievo in bassa tensione sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, riconosciuto ai fini regolatori.
- 20.4 Tale componente *MIS(RES)* viene calcolata come rapporto tra:
- quota annua di ammortamento del valore residuo non ammortizzato al 31 dicembre 2010, al netto della quota di ammortamento già riconosciuta in tariffa nell'anno 2011;
  - numero di punti di prelievo in bassa tensione attesi per l'anno 2012.

S17. Si concorda con l'ipotesi di enucleare dalla componente *MIS(INS)* una quota relativa alla copertura del residuo non ammortizzato di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 riconosciuto ai fini regolatori? Motivare la risposta.

#### ***Volumi di servizio utilizzati per la fissazione dei parametri iniziali (in vigore nell'anno 2012)***

- 20.5 Per la fissazione dei parametri iniziali si farà riferimento alla miglior stima dei volumi di servizio che si prevede possano essere erogati nell'anno 2012. Tale stima terrà conto dei dati pre-consuntivi dell'anno 2011.

#### ***Aggiornamento parametri***

- 20.6 L'aggiornamento annuale dei corrispettivi viene effettuato con il metodo del *price-cap* in relazione alle quote parte destinate alla copertura dei costi operativi e coerentemente con i criteri di aggiornamento dei costi di capitale esposti nel DCO 29/11 per la quota parte a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti.
- 20.7 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, in continuità con la prassi adottata nel corrente periodo regolatorio.
- 20.8 La componente *MIS(RES)* viene aggiornata annualmente per tenere conto dell'inflazione, applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, e per tenere conto delle successive sostituzioni di gruppi di misura elettromeccanici che risultavano installati al 31 dicembre 2010.
- 20.9

## **21 Meccanismi di perequazione**

- 21.1 Le tariffe per il servizio di misura sono costruite in modo da riflettere i costi. Per il servizio di misura in media, alta e altissima tensione non si rende necessaria l'introduzione di specifici meccanismi perequativi, in quanto i ricavi conseguiti riflettono i costi del servizio.

- 21.2 Per quanto riguarda il servizio di misura su reti di distribuzione in bassa tensione, come evidenziato nel paragrafo 19.14 del DCO 29/11, si rende necessario il mantenimento di uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi.
- 21.3 Come indicato nel paragrafo 19.19 del DCO 29/11, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende procedere al riconoscimento di un capitale investito netto e ammortamenti differenziati per impresa, determinati in funzione degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione specifici di ciascuna impresa distributrice.
- 21.4 Il riconoscimento di costi di capitale differenziati per impresa è garantito mediante uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi che consente la redistribuzione dei ricavi effettivi conseguiti dall'applicazione delle tariffe di misura tra le imprese distributrici in funzione della quota del costo riconosciuto a ciascuna di esse rispetto all'aggregato nazionale.
- 21.5 Rispetto all'ipotesi prospettata nel DCO 29/11, l'enucleazione della componente *MIS(RES)* rende necessaria l'articolazione del meccanismo di perequazione in due parti:
- una prima parte destinata alla copertura dei costi di capitale del nuovo parco installato;
  - una seconda parte destinata alla copertura del residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 riconosciuto ai fini regolatori.
- 21.6 La prima parte ha per oggetto il gettito derivante dall'applicazione della componente *MIS(INS)*, al netto della componente *MIS(RES)*, e funziona in coerenza con quanto esposto nei punti 19.19 e seguenti del DCO 29/11, eccezion fatta per l'elemento  $cum_m^{cap,misBT}$  (costo di capitale unitario medio relativo al servizio di misura in bassa tensione per punto di prelievo servito dall'impresa distributrice *m*) e di conseguenza per l'elemento  $cum_{ITA}^{cap,misBT}$ , calcolati al netto del valore del residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 riconosciuto ai fini regolatori.
- 21.7 La seconda parte garantisce invece la redistribuzione tra le imprese di distribuzione del gettito tariffario raccolto con l'applicazione della componente *MIS (RES)*.
- 21.8 Tale redistribuzione viene effettuata sulla base di un corrispettivo unitario per misuratore elettronico installato, definito *ex-ante* ai fini della perequazione e calcolato sulla base del costo riconosciuto a copertura del valore residuo non ammortizzato e del numero di punti di prelievo dotati di misuratori elettronici installati, riferito al 31 dicembre 2010, nell'ipotesi di ammortamento a quote costanti per una durata di vita residua assunta pari, in via semplificata, a sedici anni.
- 21.9 Il ricavo ammesso per ciascuna impresa a copertura del valore residuo non ammortizzato, che concorre alla determinazione dell'importo di perequazione, è pari al prodotto tra il valore unitario calcolato secondo quanto indicato al precedente paragrafo 21.8 e il minimo tra il numero di contatori BT che risultano telegestiti in ciascun anno e il numero di punti di prelievo in BT attivi al 31 dicembre 2010.
- 21.10 Il corrispettivo unitario di cui al punto 21.8 è aggiornato annualmente per l'inflazione in coerenza con quanto indicato al precedente paragrafo 20.8.

## PARTE V

### Regolazione tariffaria per l'utenza domestica, produttori e ricarica veicoli elettrici

#### 22 Tariffe obbligatorie per le tipologie di contratto utenze per usi di abitazione

##### *Brevi richiami della normativa esistente*

22.1 La regolazione tariffaria per l'utenza domestica prevede una tariffa di riferimento, sulla base della quale sono definiti i ricavi conseguibili dalle imprese distributrici, e tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità, applicate dai clienti finali. Nel *BOX 4* è riportata una breve sintesi della normativa esistente.

##### **BOX 4**

In continuità con il secondo periodo di regolazione, nel terzo periodo la tariffa D1 rappresenta la tariffa di riferimento, ma non ha la natura di tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali. A questi ultimi (o più precisamente ai punti nella titolarità di clienti finali domestici) vengono applicate invece le tariffe D2 e D3: la prima è applicata ai clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW, mentre la seconda è applicata a tutti gli altri clienti domestici.

La struttura delle tariffe D2 e D3 comporta una sovvenzione incrociata tra clienti residenti con bassi consumi e tutti gli altri clienti e, conseguentemente, una sorta di "tutela di massa" non correlata all'effettivo disagio economico dei soggetti agevolati. Esiste pertanto un *trade-off* tra la scelta di soluzione tariffarie maggiormente aderenti al costo del servizio (attraverso l'attuazione della convergenza delle tariffe D2 e D3 verso la tariffa D1) e la necessità di tutelare i clienti finali rispetto a consistenti incrementi di spesa per la fornitura di energia elettrica a fronte della parziale incomprimibilità dei consumi energetici. La necessità di preservare adeguati segnali di prezzo che dissuadano da usi non efficienti delle risorse costituisce un ulteriore elemento che spinge al mantenimento dell'attuale struttura con corrispettivi crescenti per scaglioni di consumo e, pertanto, di segno opposto rispetto alla convergenza delle tariffe D2 e D3 verso la tariffa D1.

L'introduzione di meccanismi di tutela per i clienti disagiati, prevista a partire dal 2008 con decreto interministeriale 28 dicembre 2007, ha consentito una parziale riduzione della "tutela di massa" garantita dalla particolare struttura delle tariffe D2 e D3 e la conseguente liberazione di risorse per l'applicazione di meccanismi di sovvenzione più mirati, da riservare ai clienti giudicati effettivamente bisognosi di tutela.

In particolare il suddetto decreto, all'articolo 2, comma 2, stabilisce che "l'Autorità provvede a definire le modalità applicative [...del sistema di compensazione per i clienti disagiati...], secondo criteri di equità e di graduale superamento degli effetti dei meccanismi redistributivi attualmente esistenti, mitigando le conseguenze economiche sulle categorie di clienti domestici, negativamente interessati dalla manovra". Coerentemente con le disposizioni del decreto, nell'ambito della riforma della struttura tariffaria, nel terzo periodo regolatorio si è provveduto a una revisione della medesima, applicando una lenta convergenza delle tariffe obbligatorie verso la tariffa di riferimento. Tale processo, tuttavia, non è stato portato a termine nell'arco di un unico periodo regolatorio per l'esigenza di graduare la ricaduta sui clienti finali non agevolati dal sistema di compensazione che, a seguito della revisione del sistema tariffario, hanno riscontrato un incremento della spesa della fornitura dovuta ad una maggiore aderenza delle tariffe ai costi sottostanti la

fornitura dei servizi e all'introduzione di una componente a copertura dell'onere derivante dai meccanismi di compensazione per i clienti disagiati.

***Le tariffe per la generalità dell'utenza domestica e meccanismi di compensazione della spesa per i clienti disagiati***

- 22.2 A seguito della conclusione del procedimento avviato con deliberazione n. 126/06, nel terzo periodo regolatorio è stata da un lato confermata la presenza di due tariffe obbligatorie, seppur parzialmente riviste nella struttura, da applicare alla generalità dei clienti domestici (tariffe D2 e D3) e dall'altro è stato introdotto un meccanismo di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica riservato ai clienti domestici in disagio economico e/o in gravi condizioni di salute (c.d. tariffa sociale).
- 22.3 In particolare, con riferimento alla generalità dei clienti domestici l'Autorità, per il periodo 2008-2011, ha confermato la tariffa D1 quale "tariffa di riferimento" e ha previsto:
- il mantenimento dell'attuale criterio di differenziazione delle tariffe domestiche in base alla residenza anagrafica e all'impegno di potenza (D2 e D3);
  - una struttura a scaglioni di consumo, non solo per i clienti con tariffa D2 ma anche per quelli con tariffa D3, garantendo, nel contempo, l'uniformità tra detti scaglioni e quelli rilevanti ai fini dell'applicazione delle accise ai sensi del decreto legislativo n. 26/07;
  - il (parziale per la D2 e totale per la D3) riallineamento delle quote fisse (per punto di prelievo e per kW impegnato) verso la tariffa di riferimento D1, così da contemperare l'esigenza di una maggiore aderenza ai costi del servizio con l'obiettivo di contenere entro limiti ragionevoli la variazione di spesa per i clienti con consumi medio-bassi in tariffa D2;
  - l'introduzione di elementi di progressività sui corrispettivi a copertura dei servizi regolati, in modo da tutelare l'esigenza di uso efficiente delle risorse energetiche.

**Tabella 6 - L'evoluzione delle tariffe D1, D2 e D3 nel periodo 2008-2011**

		<i>D1<sub>2008</sub></i>	<i>D1<sub>2009</sub></i>	<i>D1<sub>2010</sub></i>	<i>D1<sub>2011</sub></i>
Componente $\sigma_1$	cent€/punto prelievo/anno	2.327,00	2.380,48	2.331,68*	2.250,73
Componente $\sigma_2$ (compr.UC <sub>6</sub> )	cent€/kW/anno	1.388,04	1.417,85	1.443,54	1.406,51
Componente $\sigma_3$ (compr.UC <sub>6</sub> )	cent€/kWh	1,271	1,313	1,395	1,413

		<i>D2<sub>2008</sub></i>	<i>D2<sub>2009</sub></i>	<i>D2<sub>2010</sub></i>	<i>D2<sub>2011</sub></i>
Componente $\tau_1$	cent€/punto prelievo/anno	23,03	511,49	600,00	600,00
Componente $\tau_2$	cent€/kW/anno	449,81	513,40	513,40	513,40
Componente $\tau_3$	cent€/kWh				
	- fino a 900 kWh/anno	-	0,354	0,360	0,430
	- oltre 900 fino a 1800 kWh/anno	1,116	0,354	0,360	0,430
	- oltre 1800 fino a 2640 kWh/anno	3,838	3,960	3,900	3,740
	- oltre 2640 fino a 3540 kWh	10,92	8,838	7,690	7,300
	- oltre 3540 fino a 4440 kWh/anno	11,60	8,838	7,690	7,300
	- oltre 4440 kWh/anno	4,462	14,987	11,730	11,110

		<i>D3<sub>2008</sub></i>	<i>D3<sub>2009</sub></i>	<i>D3<sub>2010</sub></i>	<i>D3<sub>2011</sub></i>
Componente $\tau_1$	cent€/punto prelievo/anno	2.475,57	2.380,48	2.344,89	2.250,73
Componente $\tau_2$	cent€/kW/anno	1.381,56	1.417,85	1.443,54	1.406,51
Componente $\tau_3$	cent€/kWh				
	- fino a 900 kWh/anno	4,462	2,052	2,000	2,180
	- oltre 900 fino a 1800 kWh/anno	4,462	2,052	2,000	2,180
	- oltre 1800 fino a 2640 kWh/anno	4,462	3,960	3,900	3,740
	- oltre 2640 fino a 3540 kWh	4,462	8,838	7,690	7,300
	- oltre 3540 fino a 4440 kWh/anno	4,462	8,838	7,690	7,300
	- oltre 4440 kWh/anno	4,462	14,987	11,730	11,110

\* Valore inizialmente allineato con il corrispondente valore della tariffa D3, successivamente rettificato con deliberazione ARG/elt 227/10 in applicazione delle disposizioni dell'articolo 10 del TIT per effetto della perequazione dell'elemento a copertura dei costi commerciali della distribuzione.

- 22.4 I clienti domestici economicamente disagiati e quelli in gravi condizioni di salute possono accedere, tramite specifica istanza, ad una compensazione della spesa sulla fornitura di energia elettrica erogata sotto forma di componente tariffaria negativa, espressa in euro/punto di prelievo/anno, applicata in bolletta.
- 22.5 Più nel dettaglio, sulla base delle disposizioni del decreto 28 dicembre 2007, rese operative dalla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08, il meccanismo della tariffa sociale prevede che siano agevolati i titolari di punti di prelievo di energia elettrica che possiedono un ISEE non superiore a 7.500 euro/anno oppure non superiore a 20.000 euro/anno per le famiglie con almeno 4 figli a carico.
- 22.6 Per poter ottenere l'agevolazione, il punto di prelievo deve riguardare l'abitazione di residenza e la potenza impegnata non deve essere superiore a 3 kW per le famiglie con massimo 4 componenti o 4,5 kW per le famiglie con oltre 4 componenti.
- 22.7 La compensazione è differenziata in base alla numerosità della famiglia anagrafica ed è dimensionata per determinare un risparmio di circa il 20% sulla spesa di energia elettrica del consumatore domestico medio. A tale proposito, in un contesto di modifica strutturale dei consumi, l'Autorità sta riconsiderando criticamente il livello dei consumi base a cui è

commisurato il risparmio del 20% della spesa, in particolare per le famiglie con oltre 4 componenti.

- 22.8 Possono accedere al meccanismo di compensazione, inoltre, i titolari di punti di prelievo domestici presso i quali dimori un soggetto che utilizzi apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita. In attesa di dati che indichino in modo puntuale le maggiori esigenze di consumo della apparecchiature elettromedicali, l'agevolazione è provvisoriamente dimensionata per garantire una riduzione di circa l'80% della maggior spesa sostenuta dal cliente domestico con potenza di 3 kW e consumo pari a 3.500 kWh/anno rispetto al cliente domestico tipo avente pari contratto di fornitura e un consumo di 2.700 kWh/anno. L'ammissione all'agevolazione in questo caso non è condizionata né dal livello dell'ISEE, né dalla potenza impegnata presso il punto di prelievo.

**Tabella 7 - Importo annuo (euro) del *bonus* per disagio economico e per disagio fisico**

	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
<b>Disagio economico</b>				
famiglia anagrafica composta da 1-2 componenti	60	58	56	56
famiglia anagrafica composta da 3-4 componenti	78	75	72	72
famiglia anagrafica composta da oltre 4 componenti	135	130	124	124
<b>Disagio fisico</b>	150	144	138	138

***Proposte di criteri di regolazione per il quarto periodo regolatorio***

- 22.9 Anche per il quarto periodo di regolazione l'Autorità intende mantenere un meccanismo di regolazione tariffaria per le utenze domestiche basato sulla definizione di una tariffa di riferimento e di tariffe obbligatorie.
- 22.10 Si intende riproporre un percorso di convergenza delle tariffe obbligatorie verso la tariffa di riferimento valutando tre distinte ipotesi di regolazione.
- 22.11 L'***Ipotesi C.1*** prevede uno sviluppo coerente con i criteri sin qui adottati, in base ai quali la convergenza delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1 è perseguita con gradualità nella logica di evitare eccessivi aumenti del costo del servizio per i clienti beneficiari della tariffa D2 e subordinatamente all'estensione del campo di applicazione della tariffa sociale.
- 22.12 L'***Ipotesi C.2*** prevede la graduale convergenza, da attuarsi in un orizzonte temporale di tre periodi regolatori, delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1.
- 22.13 L'***Ipotesi C.3*** prevede invece l'istituzione di una tariffa obbligatoria DG da applicare alla generalità dell'utenza domestica, caratterizzata da quota energia progressiva e la definizione di un percorso di convergenza delle tariffe D2 e D3 alla medesima tariffa DG da attuarsi con gradualità in un orizzonte temporale di tre periodi regolatori.
- 22.14 In merito alle ***Ipotesi C.2*** e ***C.3*** si osserva che il possibile allargamento della platea dei beneficiari della tariffa sociale e/o un aumento dell'entità delle agevolazioni potrebbe rendere meno critico il percorso di convergenza dalle medesime previsto.
- 22.15 A regime, nel caso in cui si adottino le *Ipotesi C.1* o *C.2* non è più necessaria la presenza di un meccanismo di perequazione dei ricavi che assicuri alle imprese distributrici l'ottenimento di un ricavo pari a quello che avrebbero ottenuto applicando ai propri clienti finali domestici la tariffa di riferimento D1. Nell'*Ipotesi C.3* si rende necessario il mantenimento di un regime di perequazione dei ricavi analogo a quello attualmente in vigore.

- 22.16 Come già preannunciato nella deliberazione n. 135/07 si intende inoltre enucleare dalle tariffe D2 e D3 la componente a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, dando separata evidenza alla componente UC<sub>6</sub>. Tale intervento completa il processo di trasparenza della struttura tariffaria dando massima evidenza, nelle componenti tariffarie, agli elementi a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione, misura e commercializzazione.
- 22.17 Nella definizione delle ipotesi sopra descritte l'Autorità intende perseguire i seguenti specifici obiettivi:
- aderenza delle tariffe ai costi;
  - minimizzazione dell'impatto sulla variazione della spesa dei clienti finali.
- 22.18 L'*Ipotesi C.1* comporta:
- per il periodo che precede il raggiungimento della situazione a regime, non definito temporalmente, una scarsa aderenza ai costi;
  - un contenuto impatto sulla spesa dei clienti finali.
- 22.19 L'*Ipotesi C.2* ha il vantaggio di dare certezza al percorso di convergenza, che, pur condotto con una certa gradualità (diluizione in dodici anni delle variazioni), presenta un forte impatto sulla spesa dei clienti finali. A regime tale ipotesi comporta l'applicazione di una tariffa aderente ai costi.
- 22.20 L'*Ipotesi C.3* rispetto all'*Ipotesi C.2* è meno aderente ai costi, per contro, seppur in misura limitata, tutela maggiormente i clienti basso consumanti.
- 22.21 La Tabella 8 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR

**Tabella 8 - Valutazione delle ipotesi relative alla convergenza delle tariffe D2 e D1 verso la tariffa D1**

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi C.1</b>	<b>Ipotesi C.2</b>	<b>Ipotesi C.3</b>
a) aderenza delle tariffe ai costi	BASSO	ALTO	MEDIO/BASSO
b) minimizzare l'impatto sulla variazione spesa dei clienti finali	ALTO	MEDIO/BASSO	MEDIO

S18. Quale, tra le ipotesi proposte, si ritiene preferibile per il quarto periodo regolatorio e per quali motivi? Proporre eventuali ipotesi ulteriori che si ritengono migliori, spiegandone il perché.

S19. Quali limiti di consumo annuo si ritengono opportuni per l'articolazione in scaglioni della tariffa? Motivare.

## **23 Tariffe per produttori**

- 23.1 La legge n. 99/09 (articolo 33, comma 5) prevede che "...i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione...sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali".

- 23.2 In virtù di tali disposizioni nel TIT è previsto che, con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi.
- 23.3 Tale agevolazione si applica nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.
- 23.4 Per il quarto periodo regolatorio l'Autorità, in virtù delle disposizioni primarie vigenti, intende confermare l'attuale impostazione del TIT.

## **24 Tariffe per usi di ricarica veicoli elettrici**

- 24.1 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 242/10, ha previsto l'introduzione di nuove regole a sostegno dello sviluppo di infrastrutture di ricarica pubblica dei veicoli elettrici nonché semplificazioni ed agevolazioni per la realizzazione di alcuni progetti mirati di sperimentazione in campo della mobilità elettrica.
- 24.2 Il provvedimento di cui al punto precedente introduce, dal 1° gennaio 2011, una nuova tariffa monomia espressa in eurocent/kWh (funzione quindi della sola energia erogata e non anche della potenza impegnata e del punto di prelievo) per servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) e oneri generali di sistema da applicarsi alla ricarica pubblica dei veicoli elettrici.
- 24.3 I progetti dimostrativi selezionati (attraverso la deliberazione ARG/elt 96/11) potranno usufruire, fino al 2015, di una *agevolazione* espressa in euro all'anno per punto di prelievo dedicato alla ricarica di veicoli elettrici, ma dovranno al contempo applicare una tariffa monomia massima comprensiva dell'attività di ricarica, dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema, detta *TSmax*.
- 24.4 La deliberazione ARG/com 87/11 ha previsto l'aggiornamento per il 2° semestre 2011 delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e oneri generali per la ricarica pubblica dei veicoli elettrici, sia con riferimento alla tariffa applicabile alla generalità delle operazioni di ricarica sia con riferimento ai progetti dimostrativi selezionati con la deliberazione ARG/elt 96/11. Per la parte relativa agli oneri generali l'Autorità ritiene opportuno allineare la frequenza di aggiornamento a quella trimestrale prevista per la generalità dell'utenza, mentre la parte relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura è aggiornata con cadenza annuale.
- 24.5 In aggiunta, l'Autorità propone di procedere, nel corso del IV periodo regolatorio ma comunque non prima del 2014, ad una verifica delle ipotesi sottese alla definizione di entrambe le tariffe di cui al punto precedente<sup>19</sup>, al fine di verificarne la corrispondenza delle tariffe con i costi sottostanti ed eventualmente procedere ad un aggiornamento delle tariffe per la ricarica elettrica.

---

<sup>19</sup> Ipotesi illustrate nel DCO 37/10.