

**AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA,  
IL GAS E IL SISTEMA IDRICO**

**RELAZIONE TECNICA**

REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,  
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA, PER IL  
PERIODO DI REGOLAZIONE 2016 - 2023 E DISPOSIZIONI IN  
MATERIA DI CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE  
DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE

(deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL e deliberazione 4 febbraio 2016, 39/2016/R/EEL)

# SOMMARIO

<b>PARTE I</b>	<b>Contesto normativo e inquadramento generale.....</b>	<b>6</b>
1	Introduzione .....	6
2	Contesto normativo .....	6
	<i>Il contesto normativo nazionale .....</i>	<i>6</i>
	<i>Normativa europea sul mercato interno dell'energia elettrica.....</i>	<i>7</i>
	<i>Normativa nazionale sul mercato interno dell'energia elettrica .....</i>	<i>8</i>
	<i>Altre disposizioni rilevanti ai fini tariffari .....</i>	<i>8</i>
3	Contesto regolatorio .....	10
	<i>Criteri generali per la regolazione tariffaria: il costo riconosciuto.....</i>	<i>10</i>
	<i>Determinazione dei costi operativi riconosciuti .....</i>	<i>10</i>
	<i>Determinazione del capitale investito riconosciuto .....</i>	<i>11</i>
	<i>Determinazione degli ammortamenti riconosciuti.....</i>	<i>14</i>
	<i>Tariffe per il servizio di trasmissione.....</i>	<i>15</i>
	<i>Tariffe per il servizio di distribuzione .....</i>	<i>16</i>
	<i>Specificità per il servizio di distribuzione: le attività commerciali della</i> <i>distribuzione .....</i>	<i>17</i>
	<i>Tariffe per il servizio di misura.....</i>	<i>18</i>
4	Incentivazione agli investimenti nel periodo di regolazione 2012-2015 .....	18
	<i>Servizio di trasmissione.....</i>	<i>18</i>
	<i>Servizio di distribuzione .....</i>	<i>19</i>
	<i>Servizio di misura.....</i>	<i>20</i>
5	Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione delle utenze passive.....	20
<b>PARTE II</b>	<b>Motivazioni alla base dell'intervento e processo di consultazione ....</b>	<b>22</b>
6	Introduzione .....	22
7	Obiettivi generali e specifici dell'intervento dell'Autorità .....	22
	<i>Selettività degli investimenti.....</i>	<i>22</i>
	<i>Determinazione del costo riconosciuto .....</i>	<i>23</i>
	<i>Obiettivi specifici.....</i>	<i>23</i>
8	I destinatari dell'intervento .....	24
9	Il processo di consultazione .....	25
	<i>Inquadramento generale del procedimento e principali linee di intervento..</i>	<i>26</i>
	<i>Criteri per la determinazione dei costi riconosciuti .....</i>	<i>26</i>
	<i>Determinazione dei costi riconosciuti nel NPR1 – i costi operativi .....</i>	<i>28</i>
	<i>Determinazione dei costi riconosciuti nel NPR1 – i costi di capitale.....</i>	<i>29</i>
	<i>Modalità di determinazione e aggiornamento del costo riconosciuto per il NPR2 -</i> <i>Totex.....</i>	<i>31</i>
	<i>Trattamento dei contributi.....</i>	<i>32</i>
	<i>Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione .....</i>	<i>32</i>
	<i>Meccanismi di perequazione .....</i>	<i>34</i>
	<i>Meccanismi di promozione delle aggregazioni.....</i>	<i>34</i>
	<i>Regolazione tariffaria per il servizio di misura .....</i>	<i>34</i>

	<i>Orientamenti finali</i> .....	35
<b>PARTE III</b>	<b>Esito della consultazione e principali novità regolatorie</b> .....	<b>36</b>
10	Introduzione .....	36
	<i>Durata del periodo regolatorio</i> .....	36
	<i>Metodologia totex</i> .....	36
	<i>Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione</i> .....	37
	<i>Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto</i> .....	37
	<i>Trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione</i> .	39
	<i>Revisione delle vite utili ai fini tariffari</i> .....	39
	<i>Criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica</i> ..	39
<b>PARTE IV</b>	<b>Provvedimento finale</b> .....	<b>41</b>
11	Introduzione .....	41
<b>Sezione 1</b>	<b>Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto</b> .....	<b>41</b>
12	Criteri per la determinazione del costo operativo riconosciuto .....	41
	<i>Specificità relative ai servizi di trasmissione e distribuzione (incluso commercializzazione)</i> .....	41
	<i>Specificità relative al servizio di misura</i> .....	43
	<i>Costi effettivi 2014</i> .....	43
13	Determinazione del recupero di produttività e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.....	44
	<i>Box 1 – Livelli dell'X-factor per il periodo 2016-2019</i> .....	45
<b>Sezione 2</b>	<b>Determinazione e aggiornamento dei costi di capitale riconosciuti</b> .....	<b>45</b>
14	Elementi comuni a tutti i servizi infrastrutturali .....	45
	<i>Misure per la compensazione del lag regolatorio</i> .....	45
	<i>Tipologie di cespiti e vite utili regolatorie</i> .....	47
	<i>Trattamento dei contributi</i> .....	47
	<i>Capitale circolante netto</i> .....	48
	<i>Determinazione dei parametri <math>\beta</math> e D/E</i> .....	48
15	Specificità relative al servizio di trasmissione .....	51
	<i>Capitale investito riconosciuto</i> .....	51
	<i>Ammortamento</i> .....	54
16	Specificità relative al servizio di distribuzione .....	55
	<i>Capitale investito riconosciuto</i> .....	55
	<i>Determinazione dei livelli iniziali del CIR per le imprese in regime di calcolo puntuale</i> .....	55
	<i>Ammortamento</i> .....	57
17	Specificità relative al servizio di misura .....	58
	<i>Costi di capitale riconosciuti relativi a punti di prelievo in AAT/AT/MT</i> .....	58
	<i>Costi di capitale riconosciuti relativi a punti di prelievo in BT e a sistemi di telegestione</i> .....	58
<b>Sezione 3</b>	<b>Promozione selettiva degli investimenti</b> .....	<b>58</b>

18	Introduzione .....	58
19	Investimenti nella rete di trasmissione nazionale .....	59
	<i>Superamento della regolazione input-based</i> .....	59
	<i>Promozione dell'efficienza</i> .....	60
<b>Sezione 4</b>	<b>    Criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica .....</b>	<b>61</b>
20	Regolazione tariffaria del servizio di trasmissione .....	61
	<i>Tariffa di trasmissione per le imprese distributrici</i> .....	61
	<i>Tariffa di trasmissione applicabili ai punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali</i> .....	62
21	Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione .....	63
	<i>Tariffa di riferimento</i> .....	64
	<i>Tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione</i> .....	64
22	Regolazione tariffaria del servizio di misura .....	65
23	Meccanismi di perequazione per le imprese distributrici .....	66
	<i>Introduzione</i> .....	66
	<i>Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione</i> .....	66
	<i>Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3</i> .....	66
	<i>Perequazione dei costi di trasmissione</i> .....	67
	<i>Perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione</i> .....	67
24	Meccanismi di promozione delle aggregazioni .....	67
25	Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione .....	68
<b>Sezione 5</b>	<b>    Altre disposizioni .....</b>	<b>68</b>
26	Ulteriori attività previste nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 483/2014 .....	68
27	Corrispettivi per prelievi di energia reattiva .....	69
28	Modalità di rettifica dei dati tariffari .....	71
29	Regimi tariffari speciali al consumo .....	71
30	Prestazioni patrimoniali imposte .....	72
31	Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica: il TIME .....	73
	<i>Integrazione della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con la misura dell'energia elettrica prodotta</i> .....	73
	<i>Responsabilità delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica</i> .....	73
	<i>Misura dell'energia elettrica consumata</i> .....	75
	<i>Decisione finale</i> .....	75

## APPENDICI

A1	Costi riconosciuti per i servizi di trasmissione distribuzione e misura dell'energia elettrica
----	--

## **Premessa**

La presente Relazione tecnica descrive le fasi del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione, in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza 1 gennaio 2016.

Il suddetto procedimento si è concluso con l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/EEL, recante il “Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”;
- deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015), recante il “Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”;
- deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015), recante “Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”.

In relazione ad alcuni temi quali, a titolo esemplificativo, la revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, l'introduzione di approcci di regolazione basati sul controllo complessivo della spesa (c.d. approccio totex) per il periodo 2020-2023, l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviare lo sviluppo della regolazione a successive fasi del procedimento, che saranno sottoposte, ai sensi del punto 2. della deliberazione 483/2014/R/EEL, alla metodologia AIR di cui alla deliberazione dell'Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08. L'impatto delle differenti alternative di regolazione sarà analizzato nell'ambito di tali specifiche fasi del procedimento.

Nell'ambito della presente Relazione tecnica sono descritte le principali scelte di regolazione ed il contenuto della deliberazione 654/2015 in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2016-2013.

Il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione, avviato con deliberazione 483/2014, è stato condotto in parallelo al procedimento avviato con deliberazione 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL in materia di riforma delle tariffe per le utenze domestiche in bassa tensione, conclusosi con l'adozione della deliberazione 2 dicembre 2015, 582/2015/R/EEL, e al procedimento avviato con deliberazione 4 dicembre 2014, 597/2014/R/COM, in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e gas, conclusosi con l'adozione della deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM.

# **PARTE I**

## **Contesto normativo e inquadramento generale**

### **1 Introduzione**

- 1.1 La presente Parte descrive il contesto normativo, nazionale e comunitario, nell'ambito del quale è stato condotto il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (di seguito richiamato come: NPR), avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014), nonché il contesto regolatorio inerente i criteri di regolazione tariffaria e di regolazione della qualità in vigore nel periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: VPR).

### **2 Contesto normativo**

#### *Il contesto normativo nazionale*

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
  - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell'efficienza”;
  - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
  - d) “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2).
- 2.3 L'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti; il medesimo comma, lettera e), dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di carattere sociale, tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio. Inoltre, l'articolo 2, comma 18, della medesima legge n. 481/95 individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l'aggiornamento delle tariffe.

- 2.4 L'articolo 2, comma 12, lettera d), inoltre, specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all'Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 2.5 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il settore elettrico è ulteriormente precisato nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), che definisce la struttura organizzativa del settore elettrico e disciplina i criteri generali di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
- 2.6 La legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03), all'articolo 1 *quinquies*, comma 7, ha introdotto disposizioni specifiche circa le modalità di determinazione del costo riconosciuto, applicate dall'Autorità a decorrere dal secondo periodo regolatorio, disponendo in particolare:
- a) la rivalutazione delle infrastrutture;
  - b) un rendimento del capitale investito riconosciuto calcolato tenendo conto di un rendimento delle attività prive di rischio in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;
  - c) una ripartizione paritetica tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze realizzate dalle medesime imprese nel primo periodo di regolazione;
  - d) l'applicazione del meccanismo del *price-cap* ai soli costi operativi e ammortamenti.
- 2.7 Infine, l'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/09), ha previsto che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema, siano determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali, ad eccezione delle reti interne di utenza per le quali invece rileva esclusivamente l'energia elettrica prelevata nei punti di connessione.
- 2.8 Per ulteriori approfondimenti sul contesto normativo nazionale si rimanda al documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL (di seguito: DCO 464/2015), paragrafi da 1.26 a 1.35.

### ***Normativa europea sul mercato interno dell'energia elettrica***

- 2.9 Il quadro normativo comunitario in materia di energia, volto alla realizzazione dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas, è contenuto nell'insieme di provvedimenti noto come Terzo Pacchetto Energia, emanati nel corso del 2009. In particolare:
- a) la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 2009/72/CE), dispone norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e rafforza le disposizioni miranti a garantire la terzietà nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo della concorrenza nei mercati energetici;
  - b) il Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 in materia di condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica prevede, all'articolo 14, che i corrispettivi applicati dai gestori della rete per l'accesso alla rete siano trasparenti, tengano conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e riconoscano i costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete

efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio.

- 2.10 Inoltre, al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo di realizzazione dei mercati interni dell'energia, il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013:
- a) prevede che siano individuati, secondo principi di efficienza, progetti di interesse comune necessari per la realizzazione di corridoi e aree prioritari, rientranti nelle categorie delle infrastrutture energetiche nei settori dell'elettricità, del gas, del petrolio e dell'anidride carbonica;
  - b) fornisce norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio per progetti di interesse comune;
  - c) determina le condizioni per l'ammissibilità di progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione Europea.
- 2.11 Per ulteriori approfondimenti sui contenuti e le prospettive del quadro normativo comunitario si rimanda al documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: DCO 5/2015), paragrafi da 2.2 a 2.12 e al DCO 464/2015, paragrafi da 1.15 a 1.25.

### ***Normativa nazionale sul mercato interno dell'energia elettrica***

- 2.12 La direttiva 2009/72/CE è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11), che modifica il decreto legislativo n. 79/99 e introduce ulteriori disposizioni per lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica<sup>1</sup>.
- 2.13 Il decreto legislativo n. 93/11 prevede in particolare:
- a) specifici compiti dell'Autorità nella valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN);
  - b) l'incentivazione di interventi di ammodernamento delle reti di distribuzione secondo i concetti di *smart grid*;
  - c) la necessità di garantire la remunerazione degli investimenti necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile;
  - d) la possibilità per il gestore del sistema di trasmissione e per i distributori di realizzare sistemi di accumulo diffusi a batteria al fine di facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili;
  - e) l'obbligo per le imprese distributrici di rendere disponibili tutti i dati di consumo dei clienti finali alle società di vendita, anche introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti.

### ***Altre disposizioni rilevanti ai fini tariffari***

- 2.14 L'articolo 1, comma 193, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, al fine di migliorare l'efficienza della rete di trasmissione nazionale e di assicurare lo sviluppo della rete ferroviaria nazionale, prevede, tra l'altro, che le reti elettriche in alta e altissima tensione e le relative porzioni di stazioni di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. (di seguito: FSI S.p.A.) siano inserite nella RTN, successivamente al

---

<sup>1</sup> Per approfondimenti in merito ai contenuti del decreto n. 93/11 si rimanda alla Relazione AIR della deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, paragrafi da 2.9 a 2.12



perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale.

- 2.15 La medesima norma attribuisce all'Autorità il compito di definire la remunerazione del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti relativi a tali beni, anche tenendo conto dei benefici potenziali per il sistema elettrico nazionale, senza dedurre il valore dei contributi pubblici in conto impianti utilizzati per lo sviluppo delle suddette infrastrutture.

### **3 Contesto regolatorio**

- 3.1 Nel seguente capitolo si fornisce una sintetica descrizione, con finalità di tipo puramente ricognitivo, del quadro della regolamentazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in vigore nel VPR, di cui alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 199/11) ed al relativo Allegato A (di seguito: TIT 2012-2015).

#### ***Criteri generali per la regolazione tariffaria: il costo riconosciuto***

- 3.2 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, che comprende:
- a) costi operativi riconosciuti, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
  - b) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto;
  - c) gli ammortamenti delle immobilizzazioni.

#### ***Determinazione dei costi operativi riconosciuti***

- 3.3 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali a copertura dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità effettua valutazione di settore a partire dai seguenti elementi, corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo effettivo rilevato contabilmente nell'anno 2010;
  - b) il valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: TPR), delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2004-2007 e lasciate in capo agli esercenti (*PS1*);
  - c) le eventuali maggiori efficienze conseguite nel TPR e lasciate in capo agli esercenti (*PS2*).
- 3.4 Con riferimento alla determinazione del costo effettivo rilevato contabilmente nell'anno 2010, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio.
- 3.5 I costi operativi sono rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti alle "attività diverse". Sono, inoltre, escluse le poste relative agli oneri relativi al fondo pensione elettrico, oggetto di specifico riconoscimento nell'ambito della determinazione del capitale investito netto<sup>2</sup> e i costi sostenuti per l'erogazione dello sconto ai dipendenti previsto dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico, oggetto di specifico meccanismo di integrazione tariffaria (articolo 37 del TIT 2012-2015).
- 3.6 In relazione agli oneri per lo sconto dipendenti, si ricorda che l'articolo 27 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91/14, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto

---

<sup>2</sup> In relazione al trattamento del "fondo pensione elettrico", nel VPR, l'Autorità ha riconosciuto gli oneri connessi a tale voce in modo specifico per impresa, considerando il valore residuo di tale fondo come componente del capitale investito netto da riconoscere all'impresa, sia ai fini della remunerazione del capitale, sia ai fini del calcolo degli ammortamenti riconosciuti.

2014, n. 116 (di seguito: decreto-legge n. 91/14) ha stabilito che, a decorrere dall'1 luglio 2014, l'Autorità escluda tali oneri dall'applicazione dei corrispettivi tariffari.

#### Determinazione del recupero di produttività

- 3.7 Sempre con riferimento alla fissazione dei livelli tariffari iniziali del VPR, l'Autorità ha previsto la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate nei precedenti periodi rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap*.
- 3.8 Il livello di recupero di produttività (*X-factor*) per il VPR è stato fissato con l'obiettivo di:
- a) completare, entro l'anno 2015, il trasferimento ai clienti finali dei recuperi di efficienza conseguiti nel secondo periodo di regolazione e lasciati temporaneamente in capo agli esercenti;
  - b) trasferire ai clienti finali, entro l'anno 2019, i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del TPR.

#### Determinazione del capitale investito riconosciuto

- 3.9 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica al 31 dicembre 2010, utilizzato ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il VPR, è stato determinato a partire dalle seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
  - b) immobilizzazioni in corso;
  - c) capitale circolante netto;
  - d) poste rettificative, quali il trattamento fine rapporto, al netto degli oneri finanziari connessi alla rivalutazione del medesimo e i contributi in conto capitale;
  - e) immobilizzazioni immateriali relative al "fondo pensione elettrici".
- 3.10 Ai fini della determinazione del CIR da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per il VPR, l'Autorità ha confermato il criterio generale di valorizzazione delle immobilizzazioni nette, basato sul costo storico rivalutato.
- 3.11 In relazione ai costi di capitale per i servizi di trasmissione e distribuzione (limitatamente alla parte a copertura dei costi delle infrastrutture di rete), la determinazione del capitale investito è effettuata singolarmente per il gestore della rete di trasmissione (con riferimento all'intero perimetro del servizio, e quindi includendo anche gli *asset* dei proprietari terzi di RTN) e per ciascuna impresa distributrice.
- 3.12 Con riferimento ai costi di capitale relativi al servizio di misura ed alla commercializzazione del servizio di distribuzione, la determinazione del capitale investito netto è effettuata a livello di settore, con le specificità precisate ai successivi paragrafi da 3.20 a 3.25.
- 3.13 Laddove non diversamente indicato, nel seguito, ai fini di quanto descritto in relazione al servizio di distribuzione per il VPR, si farà riferimento a determinazioni "per impresa", mentre in relazione ai servizi di misura e alla commercializzazione della distribuzione si farà riferimento a determinazioni di settore.

### Immobilizzazioni nette per i servizi di trasmissione e distribuzione

3.14 Ai fini del calcolo del valore delle immobilizzazioni nette, la metodologia applicata nel VPR prevede, con riferimento ai servizi di trasmissione e distribuzione, la determinazione di una componente “parametrica” e di una componente “puntuale”; in particolare:

- a) con riferimento al servizio di trasmissione, la componente parametrica è relativa al valore degli incrementi patrimoniali relativi a cespiti relativi all’intero perimetro del servizio di trasmissione entrati in esercizio fino all’anno 2003 (ad eccezione dei terreni) ed è calcolata in funzione del livello dei ricavi ammessi e perequati;
- b) con riferimento al servizio di distribuzione, la componente parametrica, relativa a ciascuna impresa distributrice, è riferita al valore delle immobilizzazioni nette relativo a infrastrutture MT/BT entrate in esercizio fino all’anno 2007, ed è stata ricostruita a partire dal valore dei ricavi ammessi, perequati e corretti per gli effetti della PSA<sup>3</sup>.

### Immobilizzazioni in corso

3.15 Il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 è stato determinato, per ciascuna impresa, sulla base delle comunicazioni rese dalle imprese distributrici e dal gestore del sistema di trasmissione nell’apposita raccolta dati per gli aggiornamenti tariffari.

### Capitale circolante netto

3.16 Il valore del capitale circolante netto è stato calcolato forfaitariamente pari all’1% del valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna impresa.

### Poste rettificative

3.17 Il valore delle poste rettificative è stato scomposto in due elementi:

- a) valore del “trattamento di fine rapporto”, portato in deduzione del capitale investito, calcolato in modo puntuale per il servizio di trasmissione e in via parametrica per il servizio di distribuzione, assumendo un coefficiente di incidenza forfaitariamente pari a -2,17%, applicato al valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna impresa;
- b) valore residuo netto dell’onere pluriennale relativo al cosiddetto “fondo pensione elettrici”, di cui all’articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488 (di seguito: legge n. 488/99), portato in aumento del capitale investito, determinato e riconosciuto puntualmente in base ai dati di ciascuna impresa.

### Specificità per il servizio di distribuzione: il trattamento dei contributi

3.18 Con riferimento ai contributi per il servizio di connessione, ai fini del calcolo dei costi operativi riconosciuti, l’Autorità ha previsto che:

- a) i ricavi derivanti dai contributi da connessione a *forfait* (di seguito: contributi a *forfait*) siano portati in detrazione dai costi operativi riconosciuti;

---

<sup>3</sup> Per la descrizione analitica della metodologia di calcolo adottata nel VPR ai fini della determinazione del capitale investito netto riconosciuto, si rimanda al capitolo 20 della Relazione AIR allegata alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e all’Appendice A2 della medesima Relazione AIR.

- b) i contributi a preventivo siano considerate nell'ambito della remunerazione del capitale, (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, che continua ad essere scorporata dai costi operativi riconosciuti).
- 3.19 Al fine di contenere i rischi di mancata copertura dei costi operativi derivanti dall'acuirsi della crisi economica, l'Autorità, in seguito ad uno specifico processo di consultazione effettuato nel corso dell'anno 2013, ha:
- a) modificato il trattamento dei contributi a *forfait* prevedendo che, a valere sulle tariffe relative agli anni tariffari 2014 e 2015, i ricavi percepiti a tale titolo a partire dall'anno 2012 siano portati in detrazione del capitale investito;
  - b) lasciato inalterato il trattamento dei contributi a preventivo.

Specificità per il servizio di distribuzione: le attività commerciali della distribuzione

- 3.20 Con riferimento al riconoscimento dei costi sostenuti per le attività commerciali della distribuzione, nel VPR, l'Autorità ha previsto una differenziazione in funzione delle modalità di erogazione del servizio di maggior tutela, distinguendo le imprese che svolgono le funzioni di commercializzazione in modo integrato tra distribuzione e maggior tutela e le imprese che svolgono tali funzioni in modo separato e limitando la differenziazione alle tipologie di utenti connesse in bassa tensione.
- 3.21 La determinazione dei costi riconosciuti per le imprese che erogano il servizio in modalità separata è basata sul dato medio nazionale delle imprese che operano secondo tale modalità; per le imprese che operano in modalità integrata il costo riconosciuto è stato determinato in coerenza con i criteri adottati nel periodo di regolazione precedente.

I costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di misura

- 3.22 Con riferimento al servizio di misura, ferma restando l'applicazione del criterio generale di valorizzazione delle immobilizzazioni nette, riportato al precedente punto 3.10, la determinazione dei costi riconosciuti nel VPR si caratterizza per l'applicazione di criteri distinti per:
- a) il servizio di misura relativo a punti di prelievo connessi in altissima, alta e media tensione;
  - b) il servizio di misura relativo a punti di prelievo connessi in bassa tensione.
- 3.23 Per quanto riguarda il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, il capitale investito riconosciuto è stato determinato sulla base del costo storico rivalutato medio nazionale. Anche gli ammortamenti sono stati determinati a livello aggregato nazionale, sulla base dei costi storici rivalutati netti di settore e delle vite utili residue.
- 3.24 Il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura in bassa tensione, invece, nel terzo e nel quarto periodo di regolazione, è effettuato a livello di settore; tale riconoscimento è successivamente differenziato per impresa attraverso uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi.
- 3.25 Tale meccanismo di perequazione ha avuto origine dalla necessità riflettere le differenti dinamiche di installazione dei misuratori elettronici, proprie di ciascuna impresa, rispetto al piano di installazione previsto dalla deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06), al fine di attribuire la remunerazione relativa agli investimenti in misuratori elettronici e ai sistemi di

telelettura e telegestione, nonché le quote di ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici dismessi prima del termine della loro vita utile, alle sole imprese distributrici che avessero realizzato gli investimenti.

### Meccanismi di compensazione del lag regolatorio

3.26 Ai fini della neutralizzazione degli effetti derivanti dal *lag regolatorio*, l'Autorità ha stabilito di introdurre una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, calcolata in modo forfetario pari all'1%, a partire dagli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.

### ***Determinazione degli ammortamenti riconosciuti***

3.27 Gli ammortamenti sono determinati coerentemente con le decisioni assunte ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette. Con riferimento ai servizi di trasmissione e distribuzione, gli ammortamenti sono calcolati, in linea generale:

- a) sulla base del rapporto tra valore netto residuo delle immobilizzazioni, valutato a costi storici rivalutati, e vita utile residua ai fini tariffari<sup>4</sup>, nel caso delle immobilizzazioni nette puntuali;
- b) in modo convenzionale, nel caso delle immobilizzazioni nette parametriche.

3.28 In particolare, con riferimento al servizio di trasmissione, la metodologia adottata prevede la determinazione degli ammortamenti sommando due componenti:

- a) una componente parametrica calcolata in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi, con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi a cespiti entrati in esercizio fino all'anno 2003;
- b) una componente puntuale, calcolata sulla base della stratificazione puntuale degli incrementi patrimoniali per i cespiti entrati in esercizio a partire dall'anno 2004.

3.29 Con riferimento al servizio di distribuzione, gli ammortamenti riconosciuti ai fini regolatori per terreni, linee di distribuzione in alta tensione, stazioni di trasformazione AT/MT, nonché gli ammortamenti relativi ad elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 sono determinati sulla base delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, al netto delle stratificazioni relative alle porzioni di rete cedute a Terna e incluse nel perimetro della RTN. Il valore degli ammortamenti riconosciuti relativo ad elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 è stato invece ricostruito in via parametrica, in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi perequati e corretti per gli ammontari di PSA<sup>5</sup>.

3.30 Con riferimento al servizio di misura, gli ammortamenti sono calcolati, a livello di settore, sulla base del rapporto tra valore netto residuo delle immobilizzazioni e vita utile residua regolatoria.

3.31 Ai fini della determinazione dei medesimi ammortamenti riconosciuti per il servizio di misura è altresì considerato il costo residuo non ammortizzato dei misuratori

---

<sup>4</sup> Si fa osservare che, in continuità di aliquota d'ammortamento applicata, la formulazione proposta risulta algebricamente uguale al rapporto tra valore lordo delle immobilizzazioni e vita utile ai fini tariffari.

<sup>5</sup> Per una descrizione analitica della metodologia di calcolo degli ammortamenti per i servizi di trasmissione e distribuzione, si rimanda all'appendice A2 allegata alla Relazione AIR relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11.

elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, il cui riconoscimento è previsto fino all'anno 2027.

- 3.32 Gli ammortamenti sono riconosciuti, per quota intera, a partire dal secondo anno successivo a quello di entrata in esercizio dei cespiti, in coerenza con il *lag* temporale di due anni previsto per il riconoscimento dei nuovi investimenti.
- 3.33 Con riferimento all'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", coerentemente con le decisioni assunte ai fini del calcolo del capitale investito netto, l'Autorità ha stabilito di riconoscere la quota di ammortamento del suddetto onere<sup>6</sup>.

### ***Tariffe per il servizio di trasmissione***

- 3.34 Con la deliberazione ARG/elt 199/11 l'Autorità, al fine di adottare una struttura tariffaria maggiormente aderente alla struttura dei costi sottostanti il servizio di trasmissione (*cost reflectivity*) e di garantire un adeguato grado di certezza sul gettito tariffario a copertura dei costi di trasmissione, ha inizialmente previsto l'introduzione, nel corso del periodo di regolazione, di una struttura tariffaria binomia, espressa in quota energia e quota potenza, della componente tariffaria *CTR* applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, superando la tariffa monomia (energia) vigente nel precedente periodo di regolazione.
- 3.35 Tuttavia, in ragione delle difficoltà implementative emerse, riguardanti l'impossibilità di individuare in maniera omogenea e univoca i parametri impiantistici tecnico-dimensionali attraverso i quali identificare la potenza disponibile nei punti di interconnessione tra la *RTN* e le reti di distribuzione, l'Autorità con la deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 607/2013/R/EEL), ha ritenuto opportuno rimandare l'adozione della struttura tariffaria binomia al successivo periodo di regolazione, al fine di svolgere gli opportuni approfondimenti tecnici e metodologici sulle modalità di determinazione di un *driver* significativo e stabile di potenza disponibile nei punti di interconnessione.
- 3.36 Nel corso del VPR, al fine di trasferire comunque su tali clienti i segnali di costo connessi all'impegno di potenza, con l'obiettivo di migliorare la *cost reflectivity* della struttura tariffaria per tali clienti, l'Autorità ha introdotto una struttura tariffaria binomia con riferimento alla componente tariffari *TRAS* applicata ai punti di prelievo relativi a clienti finali, limitatamente alle utenze connesse in alta e altissima tensione (articolo 5 del TIT 2012-2015, che disciplina la regolazione economica del servizio di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici).

### **Meccanismo di garanzia dei ricavi**

- 3.37 Con la deliberazione ARG/elt 199/11, l'Autorità ha previsto il superamento del meccanismo di garanzia dei ricavi relativi al servizio di trasmissione di cui all'articolo 4 della deliberazione previsto 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, tenendo conto della previsione della medesima delibera di introdurre, nel corso del VPR, la struttura tariffaria binomia della componente *CTR*, che avrebbe garantito una maggiore stabilità del gettito tariffario. Tuttavia, a causa della mancata implementazione di tale struttura tariffaria binomia, l'Autorità ha prorogato, dapprima transitoriamente per gli anni 2012

---

<sup>6</sup> La legge n. 488/99 consentiva alle imprese di imputare tale onere in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019. L'Autorità ha conseguentemente ritenuto appropriato riconoscere ai fini regolatori tale onere in quote ventennali. Ciò è apparso coerente con l'esigenza di dare stabilità alle tariffe nel tempo.

e 2013, e poi strutturalmente introducendo il comma 16.3 del TIT 2012-2015, il suddetto meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione che prevede, in caso di scostamento tra volumi di energia di riferimento e volumi registrati a consuntivo superiori ad una franchigia dello 0,5%, l'attribuzione del maggiore o minore ricavo tariffario in capo al conto alimentato dalla componente  $UC_3$ .

#### Inclusione delle reti elettriche FSI S.p.A. nell'ambito della RTN

- 3.38 L'Autorità, a valle di uno specifico procedimento avviato in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 1, comma 193, della legge n. 190/2014, con deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 517/2015) ha definito la remunerazione delle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della società FSI S.p.A. acquistate da Terna S.p.A. ed oggetto di inserimento nell'ambito della RTN. L'Autorità ha previsto in particolare che:
- a) il valore dei suddetti *asset* sia determinato in funzione dei benefici netti potenziali, inferiori rispetto al valore calcolato sulla base del costo storico rivalutato, al fine di meglio riflettere l'utilità di detti *asset* per il sistema;
  - b) il riconoscimento tariffario della remunerazione del capitale investito netto relativo a tali suddetti *asset*, nonché delle relative quote di ammortamento, avvenga successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale, secondo il *lag regolatorio* vigente all'atto della finalizzazione dell'acquisto degli *asset*; pertanto, poiché l'acquisto si è perfezionato entro il 31 dicembre 2015, il riconoscimento avverrà a decorrere dalle tariffe di trasmissione 2017;
  - c) il riconoscimento tariffario dei costi operativi avvenga a partire dal primo anno successivo al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale, e pertanto a decorrere dalle tariffe di trasmissione 2016.

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

- 3.39 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di distribuzione nel VPR è basata su di un sistema di vincoli ai ricavi ammessi e tariffe obbligatorie, definite dall'Autorità, ove:
- a) il vincolo ai ricavi ammessi è determinato in funzione di tariffe di riferimento, differenziate per ciascuna impresa distributrice (nel caso delle tariffe di riferimento a copertura dei costi per le infrastrutture di rete), ovvero per *cluster* di imprese (nel caso delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione);
  - b) le tariffe obbligatorie, differenziate per tipologia di utenza, sono uniformemente applicate sul territorio nazionale e calcolate con l'obiettivo di garantire a livello di settore la copertura dei costi per l'erogazione del servizio.
- 3.40 In continuità con i precedenti periodi, con riferimento alle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali l'Autorità ha previsto meccanismi differenziati tra clienti domestici e clienti non domestici. In particolare, per le utenze corrispondenti a punti di prelievo nella titolarità dei 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, inclusi i costi relativi alla commercializzazione della distribuzione.



- 3.41 Per le utenze corrispondenti a punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali domestici, invece, l’Autorità ha previsto un sistema basato su tariffe obbligatorie (D2 e D3), che garantiscono la copertura dei costi di trasmissione, distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione della distribuzione) e misura, applicate a tutti i clienti domestici e fissate in funzione della tariffa obiettivo D1, che riflette l’effettivo costo del servizio.
- 3.42 La presenza di un sistema di tariffe di riferimento differenziate per impresa e di tariffe obbligatorie uniformemente applicate sul territorio nazionale comporta esigenze di perequazione.
- 3.43 Nel VPR risultano attivi 3 meccanismi di perequazione ed integrazione dei ricavi per le imprese distributrici:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
  - b) perequazione dei costi di trasmissione;
  - c) integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto dipendenti.
- 3.44 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è finalizzato a garantire alle imprese distributrici il conseguimento del ricavo ammesso dalle tariffe di riferimento.
- 3.45 Con riferimento ai costi della trasmissione, il meccanismo di perequazione garantisce alle imprese distributrici che il costo sostenuto in relazione al servizio di distribuzione sia passante confrontando il costo sostenuto dall’impresa derivante dall’applicazione del corrispettivo *CTR* ai prelievi dalla rete di trasmissione azionaria e da altre reti di distribuzione ed il ricavo ottenuto dalla medesima impresa dall’applicazione ai clienti finali della componente *TRAS* in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali e nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.
- 3.46 Nel VPR era prevista altresì l’applicazione di meccanismi di integrazione dei ricavi delle imprese distributrici a copertura degli oneri relativi agli sconti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico, concessi a dipendenti ed ex dipendenti (inclusi i casi di reversibilità) del settore, da riconoscere fino al 31 dicembre 2019.
- 3.47 Come evidenziato al precedente paragrafo 3.6, l’articolo 27 del decreto-legge n. 91/14 ha stabilito che l’Autorità, a decorrere dall’1 luglio 2014, escluda dall’applicazione dei corrispettivi tariffari gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico.

***Specificità per il servizio di distribuzione: le attività commerciali della distribuzione***

- 3.48 Ai fini della determinazione della tariffa di riferimento a copertura dei costi commerciali (tariffa *TVI(cot)*, comma 7.2 del TIT 2012-2015) sono state distinte le imprese che svolgono il servizio di vendita ai clienti finali in maggior tutela tramite società separata dalle imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità integrata.
- 3.49 Le componenti della tariffa *TVI(cot)* per le imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità separata sono state determinate con metodologie analoghe a quelle descritte per la determinazione degli elementi della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete.

- 3.50 Per le imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità integrata è invece prevista una differenziazione dei corrispettivi. Gli elementi della tariffa  $TVI(cot)$  relativi ai punti di prelievo non serviti in maggior tutela sono fissati pari a quelli previsti per le imprese distributrici che svolgono il servizio in modalità separata.

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

- 3.51 Nel VPR, le logiche di fissazione del vincolo ai ricavi ammessi per il servizio di misura non risultano perfettamente coincidenti con quelle adottate per i servizi di trasmissione e distribuzione, per cui non è possibile distinguere in modo netto la tariffa di riferimento, in funzione della quale si determina il ricavo ammesso per l'impresa, dalla tariffa obbligatoria applicata al titolare del contratto.
- 3.52 In merito, l'Autorità ha mantenuto, in linea generale, la struttura e l'articolazione delle tariffe per il servizio di misura in vigore nel periodo precedente, procedendo nel contempo ad enucleare dall'elemento  $MIS(INS)$  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, istituendo un apposito elemento, denominato  $MIS(RES)$ .
- 3.53 Il costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 è riconosciuto a ciascuna impresa mediante l'elemento  $T_t(res)$ , integrazione unitaria dei ricavi di misura, unica a livello nazionale, riconosciuta fino al 2027, in ragione di ogni misuratore elettronico installato, e aggiornata annualmente, per effetto della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

## **4 Incentivazione agli investimenti nel periodo di regolazione 2012-2015**

- 4.1 Nel seguente capitolo si fornisce una sintetica descrizione, con finalità di tipo puramente ricognitivo, del quadro regolatorio relativo all'incentivazione degli investimenti di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, in vigore per il periodo di regolazione 2012-2015.
- 4.2 Nel VPR l'Autorità ha mantenuto la politica di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento delle reti basata sulla maggiore remunerazione riconosciuta ad alcune tipologie di investimento, pur tenendo conto dell'introduzione del correttivo per la compensazione in termini finanziari del *lag regolatorio* e garantendo una maggiore selettività nella definizione delle tipologie di investimento da incentivare.

#### ***Servizio di trasmissione***

- 4.3 Con riferimento alla regolazione del servizio di trasmissione, in un'ottica di maggiore selettività, è stato incluso nella tipologia a più alto valore di incentivazione (tipologia I=3) soltanto un insieme di progetti strategici per il sistema energetico.
- 4.4 In particolare, ai sensi dell'articolo 22 del TIT 2012-2015, per gli investimenti di sviluppo delle reti di trasmissione effettuati a decorrere dall'1 gennaio 2012 sono riconosciute le seguenti maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC):

- a) tipologia I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03: 1,5% per 12 anni;
  - b) tipologia I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche, come approvati dall'Autorità: 2% per 12 anni;
  - c) tipologia I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri definiti dall'Autorità: 2% per 12 anni.
- 4.5 I progetti di investimento strategici per il sistema energetico di cui alla tipologia I=3, inclusi nel Piano di sviluppo approvato dal Ministero dello sviluppo economico ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, sono stati approvati dall'Autorità, su proposta del gestore del sistema di trasmissione, con deliberazione 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL. In via straordinaria, in casi individuati dall'Autorità, sono stati inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti di primaria portata strategica anche volti a ridurre le congestioni all'interno delle zone di mercato.
- 4.6 Inoltre, al fine di responsabilizzare maggiormente il gestore verso la tempestiva realizzazione degli interventi strategici, con il TIT 2012-2015 è stato rafforzato il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del WACC e il meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti e di rispetto della data obiettivo per la messa in esercizio dell'intervento, rendendo automatica l'applicazione di tale meccanismo a tutti gli interventi della tipologia I=3. Sulla base di tali meccanismi, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione sulle immobilizzazioni in corso relative alla tipologia I=3 subordinatamente all'accertamento del raggiungimento del 70% del valore convenzionale delle *milestone* autorizzative e/o realizzative previste per uno specifico anno; in aggiunta, è prevista l'applicazione di penalità qualora si verifichi un ritardo di 12 mesi nell'entrata in esercizio dell'intervento, che prevede l'applicazione di una penale pari al prodotto tra la maggiorazione del tasso di remunerazione e il capitale investito netto afferente l'intervento maggiorato del 10%, per il numero di anni e frazioni di anno di ritardo.

### ***Servizio di distribuzione***

- 4.7 In relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha previsto la maggiorazione del WACC riconosciuto sul capitale investito, limitatamente ad alcune categorie dei nuovi investimenti entrati in esercizio, come disciplinato all'articolo 12 del TIT 2012-2015.
- 4.8 In particolare, al fine di garantire certezza regolatoria, l'Autorità ha previsto:
- a) l'applicazione dei nuovi schemi incentivanti a decorrere dagli investimenti realizzati dall'1 gennaio 2012;
  - b) la conferma delle maggiorazioni previste nel TPR per gli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011.
- 4.9 Per gli investimenti realizzati successivamente all'1 gennaio 2012, l'Autorità ha previsto l'incentivazione delle seguenti categorie di investimento:
- a) tipologia D=1: investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e

- installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione (+1,5% per 8 anni);
- b) tipologia D=2: investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*) (+2% per 12 anni);
  - c) tipologia D=3: investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici (+1,5% per 12 anni);
  - d) tipologia D=4: investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (+1,5% per 12 anni);
  - e) tipologia D=5: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri previsti all'articolo 13 del TIT (+2% per 12 anni).

### ***Servizio di misura***

- 4.10 Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, per il VPR, l'Autorità non ha previsto l'attivazione di meccanismi tariffari specifici di incentivazione agli investimenti quali quelli introdotti per i servizi di trasmissione e distribuzione.

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

- 5.1 Con riferimento alle condizioni economiche relative al servizio di connessione, sulla base del TIC 2012-2015<sup>7</sup>, il servizio di connessione è riferibile alle seguenti tipologie:
- a) connessioni permanenti ordinarie;
  - b) connessioni permanenti particolari;
  - c) connessioni temporanee.
- 5.2 Per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione si applicano contributi a *forfait* commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento (quota distanza). Per la connessione di clienti domestici nelle abitazioni di residenza anagrafica, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, oltre alla quota potenza, è applicata una quota fissa.
- 5.3 Con riferimento alle connessioni permanenti ordinarie in media tensione, si applicano contributi a *forfait* commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento (quota distanza).
- 5.4 Nel caso delle connessioni permanenti particolari, il contributo per la connessione è pari alla spesa relativa, pari al costo dei materiali a piè d'opera e della manodopera, oltre alle spese generali.
- 5.5 La disciplina in tema di connessioni temporanee risulta differenziata in relazione alle seguenti tipologie:

---

<sup>7</sup> TIC 2012-2015 è l'Allegato C alla deliberazione ARG/elt 199/11, recante “*Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*”

- a) connessioni che comportano un mero intervento di attivazione, in quanto operate su impianti di rete di tipo permanente, con riferimento alle quali si applica il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità e un corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi;
- b) connessioni che implicano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate a forfait (connessioni in bassa tensione con potenza fino a 30 kW, distanza massima di 20 metri dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti e che non comportano la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT);
- c) connessioni che comportano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate sulla base della spesa relativa.

## PARTE II

### Motivazioni alla base dell'intervento e processo di consultazione

#### 6 Introduzione

- 6.1 La presente Parte II illustra gli obiettivi e le motivazioni alla base dell'intervento di revisione dei criteri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo che decorre dal 1 gennaio 2016.
- 6.2 Per ulteriori approfondimenti sugli elementi di contesto e sulle motivazioni tecniche, economiche e sociali dell'intervento di revisione dei criteri tariffari si rimanda al capitolo 3 del DCO 5/2015.

#### 7 Obiettivi generali e specifici dell'intervento dell'Autorità

- 7.1 Gli interventi di regolazione adottati dall'Autorità per il NPR, partendo dall'analisi dei cambiamenti, sia del settore elettrico che dell'economia nel suo complesso, che si sono verificati nel corso del VPR (rif. capitolo 3 del DCO 5/2015) e tenendo conto delle incertezze che sembrano derivarne, anche sui livelli di utilizzo delle reti, sono volti a indurre comportamenti virtuosi sia negli operatori sia negli utilizzatori dei servizi infrastrutturali, garantendo una adeguata spinta all'efficienza nella realizzazione e gestione delle reti e, al contempo, condizioni favorevoli agli investimenti capaci di creare valore per il sistema elettrico, coniugando rigore e sviluppo, nell'interesse ultimo dei clienti finali del servizio.
- 7.2 Gli obiettivi generali per il quinto periodo di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica sono stati sviluppati in coerenza con le direttrici di sviluppo della regolazione individuate dall'Autorità nel Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, approvato con la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: Quadro strategico 2015-2018), quali:
- OS.5 – Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero;
  - OS.6 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali;
  - OS.7 – Evoluzione ulteriore degli strumenti di misura;
  - OS.9 – Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica.

##### *Selettività degli investimenti*

- 7.3 Uno degli obiettivi strategici individuati dall'Autorità nell'ambito del Quadro strategico 2015-2018 è relativo all'attuazione di una regolazione ancor più selettiva degli investimenti infrastrutturali.
- 7.4 Secondo tale obiettivo, *“la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali nazionali e locali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di*

*qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica output-based*". In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l'evoluzione della regolazione dovrà portare al rafforzamento e all'estensione della regolazione della qualità del servizio e dovrà accompagnare il processo di "smartizzazione" della rete in modo da favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili.

- 7.5 La declinazione dell'orientamento verso logiche *output-based* indicato nel Quadro strategico 2015-2018 deve necessariamente tenere conto delle peculiarità dei settori caratterizzati dalla presenza di obblighi di pubblico servizio, delle esigenze di garantire certezza e stabilità della regolazione e, in coerenza con quanto previsto dalla legge n. 481/95, della necessità di "*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*".
- 7.6 Infatti, l'estensione delle logiche *output-based* ai riconoscimenti tariffari "di base" (remunerazione del capitale investito e ammortamento) dei nuovi investimenti infrastrutturali, se da un lato appaiono coerenti con gli obiettivi di responsabilizzazione degli operatori di rete rispetto agli investimenti effettuati, dall'altro risultano difficilmente compatibili con l'esigenza di considerare l'equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio e potrebbero condurre a un aumento della rischiosità sistematica e, di conseguenza, a un aumento dei costi del servizio. Per tale ragione l'Autorità, per il NPR, ha le logiche *output-based* sono state introdotte secondo opportune forme di gradualità.

#### ***Determinazione del costo riconosciuto***

- 7.7 I limiti dell'applicazione di schemi di regolazione incentivante di tipo *price-cap* in contesti caratterizzati da significative esigenze di sviluppo infrastrutturale hanno contribuito allo sviluppo, sia nei contesti nazionale che internazionale, di un approccio di tipo ibrido per il riconoscimento dei costi, che prevede l'applicazione di meccanismi di regolazione incentivante limitatamente ai costi operativi e l'adozione di meccanismi di riconoscimento dei costi di capitale secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento.
- 7.8 Coerentemente con le *best practice* regolatorie internazionali, l'Autorità, al fine di indurre comportamenti efficienti tanto negli operatori quanto negli utilizzatori del servizio, ha inteso perseguire l'obiettivo di superare, nel corso del NPR, lo schema di regolazione vigente ed introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*), intesa come somma di spese di esercizio e spese di investimento.
- 7.9 L'introduzione di criteri di riconoscimento dei costi basati sull'approccio *totex* è inoltre coerente con l'obiettivo generale di sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali e locali.

#### ***Obiettivi specifici***

- 7.10 Gli obiettivi specifici per il NPR sono stati identificati dall'Autorità sulla base degli obiettivi generali e strategici contenuti nel Quadro strategico 2015-2018 sopra richiamati.

- 7.11 In particolare, con riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi, l'Autorità per il NPR ha considerato i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere l'adeguatezza e la sicurezza delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
  - b) introdurre meccanismi di incentivazione all'efficienza, anche con riferimento ai costi di investimento;
  - c) migliorare l'efficienza dei servizi di rete, anche supportando processi di aggregazione tra distributori di energia elettrica di piccole dimensioni;
  - d) promuovere l'efficienza dell'attività di misura;
  - e) assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, promuovendone la stabilità, migliorandone la prevedibilità e semplificando i meccanismi di riconoscimento dei costi.
- 7.12 Inoltre, con riferimento alla definizione del sistema tariffario per i servizi a rete per il NPR, l'Autorità ha considerato i seguenti obiettivi specifici:
- a) definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
  - b) rafforzare l'applicazione del principio di aderenza ai costi delle tariffe;
  - c) promuovere la tutela degli interessi dei clienti finali;
  - d) promuovere la concorrenza e l'efficienza;
  - e) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese;
  - f) tenere conto delle esigenze di sicurezza della rete;
  - g) favorire la semplicità amministrativa e la trasparenza dei meccanismi tariffari.

## **8 I destinatari dell'intervento**

- 8.1 L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014, ha considerato quali destinatari diretti dell'intervento i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti sono pertanto i seguenti:
- a) il gestore del sistema di trasmissione nazionale (Terna), nonché le imprese proprietarie di porzioni della RTN;
  - b) le imprese di distribuzione di energia elettrica;
  - c) le imprese di misura di energia elettrica;
  - d) i titolari di impianti di produzione di energia elettrica;
  - e) i grossisti e le imprese di vendita dell'energia elettrica;
  - f) i clienti finali in media, alta e altissima tensione.
- 8.2 Possono invece essere considerati quali destinatari indiretti dell'intervento i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti sono i seguenti:
- a) i clienti finali di energia elettrica in bassa tensione, ivi inclusi i clienti domestici;
  - b) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
  - c) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita di energia elettrica.



## 9 Il processo di consultazione

- 9.1 Il procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2016, avviato con deliberazione 483/2014, ha offerto ai soggetti interessati la possibilità di intervenire nel procedimento e fornire elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.
- 9.2 Nei primi mesi del 2015, la Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità ha avviato una serie di incontri tematici (*focus group*), con finalità ricognitive, che hanno visto la partecipazione del gestore del sistema di trasmissione, dei rappresentanti delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, dei grandi utenti delle reti elettriche, nonché rappresentanti delle piccole e medie imprese e dei consumatori.
- 9.3 In particolare, nell'ambito del suddetto procedimento sono stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
- a) il DCO 5/2015, con finalità di inquadramento generale, che espone i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità ha inteso sviluppare nel corso del procedimento;
  - b) il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/EEL, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
  - c) il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL (di seguito: documento DCO 335/2015), recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
  - d) il documento per la consultazione 24 settembre 2015, 446/2015/R/EEL (di seguito: DCO 446/2015), relativo ai criteri per la definizione delle tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, dei vincoli ai ricavi ed ai meccanismi di perequazione;
  - e) il DCO 464/2015, che illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica;
  - f) il documento per la consultazione 17 novembre 2015, 544/2015/R/EEL (di seguito: DCO 544/2015), che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione ai criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 9.4 Nell'ambito del medesimo procedimento, in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, sono stati altresì emanati i seguenti documenti per la consultazione:
- a) il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
  - b) il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 9.5 Le ipotesi di regolazione finali sono state definite tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati, pubblicate sul sito *internet* dell'Autorità.

- 9.6 Il procedimento si è concluso con l'adozione della deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015) con cui sono stati adottati:
- a) l'Allegato A, recante “*Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il NPR1 2016-2019*” (di seguito: TIT);
  - b) l'Allegato B, recante “*Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il per il NPR1 2016-2019*” (di seguito: TIME);
  - c) l'Allegato C recante “*Testo integrato delle disposizioni delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il NPR1 2016-2019*” (di seguito: TIC).

### ***Inquadramento generale del procedimento e principali linee di intervento***

- 9.7 Con il DCO 5/2015, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali relativamente ai seguenti aspetti:
- a) durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiornamento infra-periodo, prospettando l'estensione del periodo di regolazione da 4 a 6 anni, suddiviso in due semi-periodi (triennali) e l'introduzione di meccanismi di aggiornamento infra-periodo, ad esempio, del tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti;
  - b) determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti per la determinazione dei livelli tariffari per ciascuno dei servizi infrastrutturali, ipotizzando il superamento progressivo dell'attuale sistema ibrido di determinazione dei costi in favore di meccanismi di riconoscimento basati sulla spesa totale (*totex*);
  - c) sviluppo infrastrutturale, esprimendo il proprio orientamento verso l'introduzione di logiche selettive di tipo *output based* nel riconoscimento degli investimenti;
  - d) vincoli ai ricavi ammessi, ipotizzando l'adozione di schemi di regolazione che favoriscano una maggiore responsabilizzazione degli operatori in relazione ai costi del servizio;
  - e) tariffe per l'uso della rete, i cui orientamenti sono stati sviluppati in parallelo con lo sviluppo delle ipotesi per la riforma delle tariffe per l'utenza domestica condotte nel procedimento avviato con deliberazione 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL<sup>8</sup> (di seguito: deliberazione 204/2013);
  - f) regolazione delle connessioni, prospettando la possibilità di procedere alla definizione, secondo logiche gradualistiche, di un'unica disciplina dei punti di connessione, opportunamente differenziata in relazione alle caratteristiche dei punti di prelievo (solo prelievo, solo immissione, prelievo e immissione).

### ***Criteri per la determinazione dei costi riconosciuti***

- 9.8 Con il DCO 335/2015, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti di maggior dettaglio in relazione alla durata del periodo di regolazione, ai meccanismi di aggiornamento infra-periodo, nonché alla determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari per ciascuno dei servizi infrastrutturali (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica).

---

<sup>8</sup> Tale procedimento è stato successivamente riunito con il procedimento avviato con deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/EFR, finalizzato all'adozione di provvedimenti ai fini dell'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in materia di efficienza energetica.

### Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiornamento

- 9.9 L'Autorità, al fine di creare condizioni di maggiore prevedibilità della regolazione con benefici in termini di miglioramento dell'efficienza del servizio, nell'ambito del DCO 5/2015 e del DCO 335/2015, ha ipotizzato di estendere la durata del periodo regolatorio ad almeno 6 anni, prevedendo l'introduzione, a decorrere dalla seconda metà del nuovo periodo di regolazione, di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (cfr. paragrafi da 10.3 a 10.6).
- 9.10 Gli *stakeholder* intervenuti nell'ambito del procedimento hanno evidenziato una generale condivisione dell'ipotesi, concordando sugli effetti benefici sia in termini di stabilità del quadro regolatorio di riferimento, sia in termini di maggiore prevedibilità della regolazione medesima. Tuttavia, la maggior parte degli operatori ha evidenziato che l'introduzione della logica *totex* a metà periodo regolatorio (dal 2019) avrebbe di fatto ridotto la stabilità regolatoria, in conseguenza della riduzione da quattro a tre anni dell'intervallo temporale con criteri di regolazione stabili, riducendo, contrariamente agli obiettivi prefissati dall'Autorità, sia la stabilità del quadro regolatorio di riferimento, sia la prevedibilità della regolazione. Taluni soggetti hanno invece evidenziato che l'estensione della durata, sebbene temperata dalla presenza di meccanismi di aggiornamento infra-periodo, potrebbe non consentire l'adeguamento della regolazione ad un contesto ad oggi incerto e in rapida evoluzione.

### Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione

- 9.11 Nel DCO 5/2015 e nel DCO 335/2015, l'Autorità ha prospettato di uniformare i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di trasmissione e dei costi riconosciuti al gestore della rete di trasmissione per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento, al netto dei costi legati all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio, e di includere i costi di dispacciamento nel perimetro dei costi di trasmissione.
- 9.12 Nell'ambito del DCO 446/2015 l'Autorità, anche alla luce di quanto emerso nell'ambito della suddetta consultazione in relazione alla necessità di evitare sussidi incrociati tra l'attività di trasmissione e quella di dispacciamento, ha confermato di procedere all'uniformazione dei criteri di riconoscimento dei costi ma, al contempo, di prevedere che i costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del *TIS*, continuino ad essere posti a carico, attraverso l'applicazione della componente DIS di cui all'articolo 46 della deliberazione 9 giugno 2006, 111/06, agli utenti del dispacciamento in prelievo.

### Determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti

- 9.13 Parallelamente all'ipotesi di prolungamento del periodo di regolazione, l'Autorità ha altresì valutato il graduale superamento dell'attuale sistema ibrido di determinazione dei costi in favore di meccanismi di riconoscimento basati sulla spesa totale (cd *totex*).
- 9.14 In tal senso, nel DCO 335/2015, l'Autorità, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti, ha ipotizzato di suddividere il periodo di regolazione in due semi-periodi (di pari durata) prevedendo:
- a) nel primo semi-periodo (*NPRI*), l'adozione di soluzioni in sostanziale continuità con le logiche di riconoscimento vigenti nei precedenti periodi di regolazione;

- b) nel secondo semi-periodo (*NPR2*), a seguito di un adeguato esame delle possibili modalità applicative l'applicazione di metodologie volte al controllo della spesa complessiva.
- 9.15 Ai fini della determinazione dei costi riconosciuti per il primo semi-periodo, l'Autorità ha valutato di mantenere l'approccio adottato nei precedenti periodi di regolazione, basato su schemi di regolazione ibridi che prevedono meccanismi incentivanti in relazione alla copertura dei costi operativi e meccanismi di tipo *rate-of-return*, in relazione ai costi di capitale (remunerazione e ammortamenti).

#### ***Determinazione dei costi riconosciuti nel NPR1 – i costi operativi***

- 9.16 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, nel DCO 335/2015 l'Autorità ha ipotizzato, in continuità con i precedenti periodi regolatori, di fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno 2014, desumendo le informazioni dai conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC<sup>9</sup>, ed integrandole con appositi questionari predisposti dagli uffici.
- 9.17 Ai fini della determinazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2014 (*COE<sub>14</sub>*), l'Autorità ha inoltre ipotizzato di escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*), nonché le poste relative agli sconti sui consumi elettrici, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 27 del decreto-legge n. 91/14<sup>10</sup>.
- 9.18 In dettaglio, l'Autorità ha ipotizzato di escludere dal riconoscimento tariffario le seguenti voci di costo:
- a) i costi operativi non ricorrenti;
  - b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese;
  - c) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
  - d) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
  - e) gli oneri straordinari;
  - f) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
  - g) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
  - h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
  - i) i costi pubblicitari e di marketing, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
  - j) i costi relativi ai canoni di affitto di reti private;
  - k) i costi capitalizzati.

---

<sup>9</sup> TIUC è l'Allegato A alla deliberazione 22 maggio 2014, 231/2014/R/COM, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica Il gas e il sistema idrico In merito agli obblighi di separazione contabile (unbundling contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione*”.

<sup>10</sup> Per dettagli relativi ai costi non riconoscibili, si consultino i paragrafi 8.6 e successivi del DCO 335/2015.

- 9.19 Nel medesimo DCO 335/2015, l'Autorità ha altresì ipotizzato una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del VPR.

#### Aggiornamento annuale dei costi operativi

- 9.20 Per l'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha valutato di mantenere l'attuale meccanismo del *price-cap* basato su un coefficiente annuale di aggiornamento delle tariffe fissato in funzione del tasso di inflazione, del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (*X-factor*) e di un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 9.21 Ai fini del recupero di produttività l'Autorità ha espresso l'intenzione di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo minimo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze.
- 9.22 In relazione al tema della restituzione a clienti finali dei recuperi di produttività, come già anticipato nel DCO 5/2015, l'Autorità ha ipotizzato di:
- a) confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel TPR;
  - b) prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del VPR siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR.

#### Specificità per il servizio di distribuzione

- 9.23 Con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità ha confermato l'intenzione di valutare, mediante lo svolgimento di specifiche analisi sull'andamento della produttività delle imprese regolate, margini per la fissazione di ulteriori obiettivi di recupero di produttività, come riportato nel DCO 5/2015.
- 9.24 A tal fine, l'Autorità ha espresso il proprio orientamento di procedere ad analisi sui costi del servizio basate sui dati delle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo, e che i risultati di tali analisi siano poi applicati anche alle imprese di dimensione inferiore.
- 9.25 In relazione a tale orientamento, a fronte di una sostanziale condivisione dell'obiettivo generale di non riconoscere ai fini tariffari inefficienze legate alla dimensione d'impresa, talune riserve sono state espresse in relazione all'ipotesi di analizzare esclusivamente i costi del servizio delle imprese di dimensioni maggiori.

#### ***Determinazione dei costi riconosciuti nel NPR1 – i costi di capitale***

- 9.26 Con riferimento alla determinazione del costo riconosciuto di capitale nel NPR1, l'Autorità nel DCO 335/2015 ha ipotizzato di procedere in sostanziale continuità con il periodo di regolazione precedente, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari.
- 9.27 A tal fine, l'Autorità ha prospettato di confermare:
- a) le modalità di valorizzazione delle immobilizzazioni sulla base del criterio del costo storico rivalutato;

- b) le ricostruzioni parametriche degli investimenti netti nella RTN antecedenti l'anno 2004 (per il servizio di trasmissione) ovvero degli investimenti in reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 (per il servizio di distribuzione)<sup>11</sup>.

#### Meccanismi di compensazione del lag regolatorio

- 9.28 Nel medesimo DCO 335/2015, l'Autorità ha altresì ipotizzato di modificare le modalità di riconoscimento tariffario volte alla neutralizzazione del ritardo nel riconoscimento dei nuovi investimenti (cd *lag regolatorio*), rispetto alla logica vigente nel VPR che prevedeva una maggiorazione forfetaria dell'1% del tasso di remunerazione del capitale investito applicata agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011.
- 9.29 Per il *NPRI* l'Autorità ha avanzato l'ipotesi di includere nel riconoscimento tariffario anche i valori di preconsuntivo relativi agli investimenti entrati in esercizio nell'anno *t-1* rispetto all'ambito di applicazione delle tariffe, prevedendo adeguate forme di incentivo alla corretta stima del dato e procedendo ad una semplificazione nelle modalità di riconoscimento della maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione del capitale investito prevista dal TIT 2012-2015.

#### Accorpamento dei cespiti e revisione delle vite utili

- 9.30 Nel DCO 335/2015, l'Autorità ha prospettato una riduzione del numero di tipologie di cespiti e contestualmente un incremento delle vite utili da assumere ai fini regolatori, in modo da renderle più coerenti con le vite utili economico-tecniche effettive ed evitare incentivi alla sostituzione anticipata di cespiti completamente ammortizzati ai fini tariffari, ma ancora funzionali alle esigenze del servizio.

#### Specificità per il servizio di distribuzione

- 9.31 Con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità, ha ritenuto di proporre modifiche in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale, prevedendo una differenziazione tra le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.
- 9.32 In particolare, per le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha valutato di procedere in stretta continuità con i criteri adottati per il periodo di regolazione 2012-2015, secondo i criteri generali riportati al precedente punto 9.27.
- 9.33 Per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo l'Autorità ha invece prospettato l'adozione logiche parametriche di determinazione dei costi di capitale, basate sul valore aggregato degli investimenti effettuati dalle imprese di dimensioni minori definendo corrispettivi unitari per punto di prelievo differenziati in funzione della densità di utenza, superando schemi di riconoscimento specifico previsti dai previgenti meccanismi di perequazione specifica aziendale.
- 9.34 L'Autorità, nel medesimo DCO 335/2015, ha altresì previsto la possibilità per le imprese minori di poter accedere al meccanismo di determinazione puntuale riservato prioritariamente alle imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo.

---

<sup>11</sup> Per dettagli metodologici, consultare l'Appendice A2 allegata alla Relazione AIR alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

- 9.35 In tal caso l’Autorità ha ipotizzato che, in caso di ammissione al regime puntuale, le imprese di dimensioni minori siano tenute alla partecipazione obbligatoria ai meccanismi di verifica annuale degli indicatori di qualità tecnica e commerciale<sup>12</sup>.
- 9.36 In caso di mancato rispetto dei livelli di qualità richiesti, ovvero in caso di invio di informazioni insufficienti o inconsistenti o comunque non idonee a verificare i suddetti requisiti, è previsto l’inserimento d’ufficio nel regime parametrico a partire dalla successiva determinazione tariffaria.

#### Specificità relative al servizio di misura

- 9.37 Con riferimento al servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, l’Autorità nel DCO 335/2015 ha ipotizzato di confermare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale, facendo riferimento al costo storico rivalutato medio nazionale.
- 9.38 Con riferimento agli ammortamenti, l’Autorità ha ipotizzato di continuare a riferirsi ai costi storici rivalutati netti di settore ed alle vite utili residue, determinati a livello aggregato nazionale, in continuità con la metodologia utilizzata nel VPR.
- 9.39 Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale relativi ai punti di prelievo in bassa tensione, l’Autorità ha valutato l’ipotesi di:
- a) riconoscere costi di capitale basati sugli investimenti relativi a misuratori elettronici di bassa tensione effettivamente realizzati dalle singole imprese, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo;
  - b) introdurre, per le altre imprese, criteri di riconoscimento parametrici, definiti in base a costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione della vetustà, applicati al numero dei misuratori effettivamente installati e funzionanti.
- 9.40 Con riferimento al riconoscimento degli investimenti in sistemi di telegestione, l’Autorità ha previsto che i relativi incrementi patrimoniali effettuati fino al 31 dicembre 2015, che includono sia i sistemi centrali che i concentratori, in considerazione dell’esiguo valore netto residuo ai fini tariffari (inferiore al 2%), possano trovare riconoscimento tramite logiche di costo medio nazionale di settore.
- 9.41 Con riferimento agli investimenti diversi dai misuratori e dai sistemi di telegestione, l’Autorità ha prospettato la possibilità di procedere ad una semplificazione, accorpando tutti i cespiti in un unico cespite residuale “altre immobilizzazioni materiali” e valutato l’opportunità di determinare forfaitariamente il valore di tale cespite sulla base delle informazioni medie di settore ricostruibili a partire dai dati puntuali degli incrementi patrimoniali relativi agli ultimi anni.

#### ***Modalità di determinazione e aggiornamento del costo riconosciuto per il NPR2 - Totex***

- 9.42 Nel DCO 5/2015, l’Autorità ha prospettato l’ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (metodologia *totex*). Tali logiche sono finalizzate a superare l’attuale approccio di tipo ibrido per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, che prevede schemi di regolazione incentivante limitatamente ai costi operativi, soggetti a obiettivi di efficientamento pluriennale, a fronte di un riconoscimento dei costi di capitale secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del

---

<sup>12</sup> Per maggiori dettagli, consultare i paragrafi 25.9 e successivi del DCO 335/2015.

capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento. L'Autorità ritiene che tale schema ibrido di regolazione non dia incentivi equilibrati per la minimizzazione dei costi complessivi del servizio e possa in qualche misura indurre le imprese a sovra-investire (c.d. effetto *Averch-Johnson*) e a preferire scelte di tipo *make*, a discapito di soluzioni di tipo *buy*, dunque influenzando le politiche di capitalizzazione delle imprese.

- 9.43 Nel DCO 335/2015, l'Autorità ha descritto con maggior dettaglio analitico le modalità di riconoscimento dei costi secondo la metodologia *totex*, perimetrandone l'ambito di applicazione, evidenziandone le possibili criticità implementative, ed individuando gli strumenti necessari e gli ulteriori approfondimenti da effettuare ai fini dell'adozione della nuova metodologia a partire dal 1 gennaio 2019. In particolare, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi che la metodologia *totex* trovi applicazione limitatamente al gestore della rete di trasmissione nazionale, per quanto riguarda il servizio di trasmissione, e alle cinque imprese distributrici di più grande maggiori dimensioni, per quanto riguarda il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, in particolare in relazione alla gestione del piano di sostituzione dei misuratori elettronici esistenti. Per le imprese non soggette al regime *totex* è prevista l'applicazione dei criteri di regolazione definiti per il primo semi-periodo.

#### ***Trattamento dei contributi***

- 9.44 In relazione al trattamento dei contributi, come riportato al capitolo 13 del DCO 335/2015, l'Autorità ha ipotizzato di procedere in continuità con la regolazione vigente nel VPR (con riferimento al servizio di distribuzione, introdotta, a partire dall'anno 2014, con la deliberazione 607/2013/R/EEL), che prevede che, i contributi in conto capitale, a qualunque titolo percepiti<sup>13</sup>, siano considerati come posta rettificativa del CIR in detrazione del valore delle immobilizzazioni nette.
- 9.45 L'Autorità, nel medesimo DCO 335/2015, ha altresì prospettato l'ipotesi di introdurre meccanismi che incentivino le imprese alla raccolta di contributi pubblici, in particolare di natura comunitaria, a copertura dei costi infrastrutturali, prevedendo a tale scopo che, ai soli fini della determinazione degli ammortamenti, per i primi 3/5 anni non sia portata in deduzione una quota pari al 50% della quota di ammortamento del contributo percepito.

#### ***Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione***

- 9.46 Con il DCO 446/2015, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di tariffe obbligatorie, tariffe di riferimento, vincoli ai ricavi ammessi e meccanismi di perequazione.

#### ***Regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione***

- 9.47 In relazione alla tariffa per il servizio di trasmissione applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione tra la RTN e le reti di distribuzione, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare l'ipotesi di rivedere i meccanismi tariffari adottati nel VPR, proponendo l'adozione di una struttura binomia della componente *CTR*, con una componente in potenza e una in energia.

---

<sup>13</sup> Si fa osservare che, come precisato al paragrafo 8.14 del medesimo DCO 335/2015, relativamente al servizio di distribuzione, tali contributi si intendono al netto della quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali che viene portato in deduzione dei costi operativi.



- 9.48 Per la definizione della componente in potenza, l'Autorità ha ipotizzato di utilizzare come *driver* la media, calcolata su un orizzonte pluriennale, delle potenze massime prelevate su base mensile nei punti di interconnessione. Tale grandezza è poi aggiornata su base annuale (media mobile delle potenze massime prelevate negli ultimi tre-cinque anni di calendario disponibili) anche al fine di tenere conto della cessazione dei punti di interconnessione, nonché della realizzazione di nuovi punti.
- 9.49 L'Autorità, in caso di introduzione di una tariffa di trasmissione binomia, ha valutato altresì di superare il meccanismo di garanzia dei ricavi in vigore nel precedente periodo regolatorio.
- 9.50 Con riferimento alla tariffa di trasmissione applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, l'Autorità ha ipotizzato di confermare i criteri di allocazione dei costi di trasmissione ai clienti finali attraverso l'applicazione della componente tariffaria *TRAS* ai prelievi di energia elettrica; in particolare:
- a) per gli utenti BT e MT, una componente *TRAS* monomia, applicata all'energia elettrica prelevata e differenziata per livello di tensione in funzione delle perdite di rete;
  - b) per gli utenti AT e AAT, una componente *TRAS* binomia, con una componente tariffaria fissa ( $TRAS_P$ ) applicata alla potenza impegnata nei punti di prelievo dei clienti finali ed una variabile ( $TRAS_E$ ) applicata all'energia elettrica prelevata.
- 9.51 La componente *TRAS* binomia per i clienti in AT/AAT è costruita garantendo, attraverso l'applicazione della componente in potenza e della componente in energia, il medesimo gettito che si sarebbe complessivamente ottenuto dall'applicazione della componente *TRAS* monomia ai clienti connessi in AT/AAT.
- 9.52 La componente in potenza  $TRAS_P$  è determinata come rapporto tra la quota parte del gettito di trasmissione allocato ai clienti finali in AT/AAT attribuito in quota potenza e la potenza impegnata dai medesimi clienti finali.
- 9.53 La potenza impegnata dai clienti finali connessi in AT/AAT è determinata come media annuale della potenza impegnata in ciascun mese dell'anno  $t-2$ , per ognuno dei punti di prelievo dei clienti finali connessi in AT/AAT.

#### Regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione

- 9.54 Con il DCO 446/2015, per il *NPRI* l'Autorità, con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ha ipotizzato la conferma del sistema tariffario del VPR che prevede, da un lato, la distinzione tra tariffe a copertura dei costi delle infrastrutture di rete e tariffe a copertura dei costi di commercializzazione, dall'altro il disaccoppiamento della tariffa effettivamente applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, con conseguente esigenze di perequazione.
- 9.55 Con riferimento alla struttura delle tariffe obbligatorie, nel medesimo DCO 446/2015, l'Autorità ha prospettato di mantenere la struttura tariffaria vigente nel VPR, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sotto-tipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata.
- 9.56 Con riferimento al servizio di distribuzione prestato ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare le modalità

tariffarie vigenti nel periodo 2012-2015 che prevedono che i punti di interconnessione tra reti di distribuzione siano trattati al pari di 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.

#### Vincoli ai ricavi ammessi

9.57 Con il DCO 446/2015 l'Autorità, in considerazione dei cambiamenti connessi con lo sviluppo atteso degli *smart distribution system*, per i quali saranno necessari rilevanti investimenti con conseguente rischio di sotto-utilizzo delle reti, al fine di indurre una maggiore responsabilizzazione delle imprese distributrici in relazione al rischio volume, ha ritenuto opportuno valutare l'adozione di schemi di regolazione alternativi caratterizzati da differenti combinazioni di rischio/remunerazione<sup>14</sup>.

#### **Meccanismi di perequazione**

9.58 Tenuto conto della conferma anche per il *NPRI* dell'attuale impianto del sistema tariffario basato sul disaccoppiamento delle tariffe di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per le imprese e delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali, l'Autorità ha ipotizzato la conferma dei meccanismi di perequazione vigenti nel precedente periodo.

9.59 In coerenza con disposizioni della normativa primaria, è stato altresì prospettato il mancato rinnovo del meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti.

#### **Meccanismi di promozione delle aggregazioni**

9.60 Nel DCO 446/2015, l'Autorità, anche in relazione all'efficacia nel complesso limitata degli istituti specifici in vigore nei precedenti periodi di regolazione, ha valutato l'introduzione di strumenti di correzione del valore regolatorio degli *asset*, attivabili in sede di aggregazione di più imprese distributrici, analoghi a quelli individuati con deliberazione 24 luglio 2015, 367/2015/R/GAS, con cui è stata definita la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.

#### **Regolazione tariffaria per il servizio di misura**

9.61 Con il DCO 446/2015, in coerenza con le ipotesi contenute nel DCO 335/2015, l'Autorità ha confermato il proprio orientamento verso la definizione di tariffe di riferimento differenziate per impresa finalizzate al riconoscimento dei costi di capitale relativi agli investimenti riferiti ai misuratori elettronici in bassa tensione e ai sistemi di telegestione effettivamente sostenuti, per le imprese che servono oltre 100.000 clienti.

9.62 Per le imprese di minore dimensione l'Autorità ha altresì confermato l'ipotesi di individuare tariffe di riferimento basate sulla valorizzazione *standard* degli investimenti in misuratori elettronici e in sistemi di telegestione ipotizzando una

---

<sup>14</sup> Per maggiori dettagli in relazione ai menu regolatori, si veda il capitolo 13 del DCO 446/2015.

vetustà media dei misuratori coerente il piano temporale di installazione dei misuratori previsto dalla deliberazione n. 292/06.

- 9.63 Con riferimento alla struttura tariffaria del servizio di misura, nel citato DCO 446/2015, l’Autorità ha prospettato la conferma della struttura monomia dei corrispettivi applicati ai punti di prelievo (ad eccezione di quelli applicati agli usi di illuminazione pubblica ed alla ricarica dei veicoli elettrici che sono espressi in euro/kWh), procedendo altresì all’accorpamento degli elementi dei corrispettivi di misura a copertura dei costi relativi alla raccolta, alla registrazione e validazione dei dati di misura, in ragione dell’esiguità di tali costi.
- 9.64 Nell’ambito di tale semplificazione l’Autorità ha comunque ipotizzato di mantenere l’enucleazione della quota parte di tali elementi a copertura dei costi di capitale relativi ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell’energia elettrica, in quanto rilevante ai fini della determinazione delle quote di ricavo di spettanza di ciascuna impresa distributrice.
- 9.65 L’applicazione di tariffe uniformi sul territorio nazionale, unitamente all’esigenza di assegnare a ciascuna impresa una quota dei ricavi aggregati che rifletta il costo ad essa riconosciuto, genera esigenze di perequazione. In merito, l’Autorità, nel DCO 446/2015, ha prospettato l’introduzione di un meccanismo di perequazione dei ricavi che consenta alle imprese di conseguire i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento.
- 9.66 Per le imprese di minori dimensioni, la cui tariffa di riferimento è determinata sulla base di una valorizzazione *standard* degli investimenti, l’Autorità ha proposto, nell’ambito del meccanismo di perequazione, una specifica valorizzazione di eventuali quote di misuratori non elettronici installati eccedenti la soglia di tolleranza prevista dalla deliberazione n. 292/06.
- 9.67 Come già esposto nel DCO 335/2015, l’Autorità ha manifestato il proprio orientamento alla conferma del meccanismo di integrazione dei ricavi previsto dall’articolo 15 del TIME 2012-2015<sup>15</sup>, destinato alla copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici, ai sensi della deliberazione n. 292/06.

### ***Orientamenti finali***

- 9.68 Con il DCO 544/2015, l’Autorità, tenendo conto delle precedenti fasi di consultazioni, dei dati di separazione contabile a disposizione dell’Autorità e dalle informazioni acquisite tramite specifiche richieste alle imprese, ha delineato i propri orientamenti finali in relazione alla regolazione tariffaria per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica con riferimento alla prima parte del periodo regolatorio (2016-2019).
- 9.69 In particolare, con il medesimo documento, l’Autorità ha illustrato sinteticamente le principali tematiche e ipotesi conclusive in relazione alla durata del periodo regolatorio e perimetro di attività, alla determinazione del costo riconosciuto, ai criteri di regolazione tariffaria.

---

<sup>15</sup> TIME 2012-2015 è l’Allegato B alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica*”.

## **PARTE III**

### **Esito della consultazione e principali novità regolatorie**

#### **10 Introduzione**

10.1 In questa parte della Relazione tecnica sono illustrate le principali innovazioni apportate alla regolazione delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il NPR, per le quali si ritiene debba essere fornita una più approfondita descrizione del processo di formazione della decisione finale. In particolare, sono oggetto di esame in questa parte:

- a) la durata del periodo di regolazione;
- b) l'evoluzione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla metodologia *totex*;
- c) il perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione;
- d) le modalità di determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto;
- e) il trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione;
- f) la revisione delle vite utili ai fini tariffari;
- g) i criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica;

#### ***Durata del periodo regolatorio***

10.2 L'Autorità, in considerazione delle osservazioni formulate dagli *staholder* nel corso della consultazione, ha confermato il prolungamento del periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, prevedendone l'estensione della durata da quattro a otto anni (2016-2023) e la sua suddivisione in due semi-periodi di durata quadriennale:

- a) il primo semi-periodo (NPR1), caratterizzato da un sistema tariffario definito in continuità con i criteri di regolazione vigenti nei precedenti periodi regolatori<sup>16</sup>;
- b) il secondo semi-periodo (NPR2), caratterizzato da criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex*, che saranno consultati nel dettaglio nei prossimi anni.

#### ***Metodologia totex***

10.3 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*).

10.4 In linea generale l'adozione di criteri di riconoscimento basati sulla spesa totale implica l'individuazione di sentieri di sviluppo della spesa totale (costi operativi e investimenti) all'interno del periodo di regolazione che riflettano, da un lato, le ipotesi di efficientamento e dall'altro l'evoluzione attesa degli investimenti, con identificazione di una *baseline*, la definizione di criteri di ripartizione degli

---

<sup>16</sup> L'Autorità ha previsto in particolare, per il riconoscimento dei costi operativi, schemi di regolazione soggetti a obiettivi di efficientamento pluriennale e, per il riconoscimento dei costi di capitale, schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento.

scostamenti tra livelli obiettivo e livelli effettivi della spesa totale e la fissazione della quota della spesa da considerare ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto.

- 10.5 Nella consapevolezza che l'introduzione di criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex* costituisca un cambio di paradigma rispetto agli attuali criteri di riconoscimento dei costi, l'Autorità ha ritenuto opportuno rimandare la loro introduzione nella seconda parte del periodo regolatorio (NPR2), al fine di disporre di un orizzonte di tempo adeguato per gli approfondimenti e le analisi necessarie allo sviluppo delle ipotesi per l'introduzione dei nuovi criteri di riconoscimento dei costi, nonché per gli altresì necessari riassetti organizzativi e potenziamenti degli Uffici dell'Autorità.
- 10.6 Tuttavia, già a partire dall'anno 2016, è intenzione dell'Autorità avviare una approfondita fase di studio di tutti gli aspetti attuativi connessi all'impostazione della metodologia *totex*. L'articolo 1 della deliberazione 654/2015 prevede infatti che, con successivo provvedimento, l'Autorità definisca il piano di attività per l'introduzione del nuovo approccio di regolazione basato sul controllo complessivo della spesa, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*, ai fini della sua applicazione per il periodo 2020-2023 e che, in tale contesto, saranno altresì valutate le esigenze in termini di risorse di personale e di mezzi per avviare l'approccio *totex*. Nell'ambito di tali attività, potranno essere individuati, previa consultazione, casi di applicazione sperimentale dell'approccio *totex*, da attuarsi anche nel corso del NPR1.

#### ***Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione***

- 10.7 L'Autorità, anche alla luce di quanto emerso nell'ambito del procedimento di consultazione avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, ha ritenuto opportuno procedere, in un'ottica di semplificazione amministrativa e al fine di ridurre i rischi di *double-counting*, alla sola uniformazione dei criteri di riconoscimento dei costi per l'erogazione del servizio di trasmissione e per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento; ciononostante, l'Autorità ha confermato il mantenimento di due differenti componenti tariffarie (componente *CTR* per la copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione e componente *DIS* di cui all'articolo 46 della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 per la copertura dei costi relativi allo svolgimento delle attività di dispacciamento, al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio), che permettano di non modificare i criteri di allocazione di tali costi rispetto a quelli attuali e di evitare sussidi incrociati tra servizio di trasmissione e servizio di dispacciamento.
- 10.8 Pertanto, le parti della presente relazione relative ai criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di trasmissione si devono intendere estese anche ai costi riconosciuti a Terna per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento, al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio.

#### ***Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto***

- 10.9 In coerenza con quanto espresso nel DCO 335/2015, con il DCO 544/2015, l'Autorità, per il *NPR1*, ha confermato l'ipotesi di procedere alla determinazione del livello iniziale dei costi operativi in logica di sostanziale continuità con i periodi precedenti.
- 10.10 In merito, l'Autorità ha pertanto confermato:

- a) di far riferimento all'anno 2014, considerando le informazioni relative ai costi a consuntivo desumibili dai conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC<sup>17</sup>, nonché dalle risposte pervenute a specifici questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità;
- b) di escludere voci di costo per le quali la copertura sia implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione o per i quali il riconoscimento sia non compatibile con lo svolgimento di attività in regime di monopolio;
- c) di escludere gli oneri relativi ad assicurazioni, qualora non espressamente previsti da obblighi di legge;
- d) di riconoscere una quota, di natura ricorrente, dei costi relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, anche alla luce di quanto previsto dalla legge n. 92/12 (cd. legge *Fornero*), comunque in misura non superiore al 50%-70% dell'utilizzo del fondo accantonato dalle imprese;
- e) di escludere le poste relative agli sconti sui consumi elettrici, ai sensi del decreto-legge n. 91/14;
- f) di prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del VPR, valutando in alternativa l'ipotesi di disporre un trasferimento accelerato dei suddetti recuperi di produttività agli utenti, mantenendo nel contempo invariato il valore attuale netto dei benefici lasciati in capo all'impresa tramite un allungamento dei tempi di recupero delle quote residue temporaneamente lasciate all'impresa;
- g) di confermare il criterio secondo cui la quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali sia portato in deduzione dei costi operativi riconosciuti.

10.11 Nel caso in cui il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, l'Autorità, nel DCO 544/2015, ha ipotizzato di determinare il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:

- a) il costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 ( $COR_{14}$ );
- b) una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno.

10.12 Sempre nel DCO 544/2015 l'Autorità, nella prospettiva di semplificazione amministrativa, ha inoltre espresso il proprio orientamento a favore dell'aggregazione, ai fini del riconoscimento dei costi, delle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione in ragione dell'esiguità del costo riconosciuto a copertura dei costi di commercializzazione della distribuzione e dell'evoluzione prevista per il mercato *retail* (con l'abbandono del regime di maggior tutela).

10.13 L'Autorità, ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, in continuità con i precedenti periodi di regolazione, nonché in coerenza con le prescrizioni della legge n. 481/95, ha confermato l'ipotesi di applicare il meccanismo del *price-cap*.

---

<sup>17</sup> Si veda precedente nota 14.

10.14 L'Autorità ha altresì confermato l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze.

#### ***Trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione***

10.15 L'Autorità, in considerazione delle criticità dei criteri di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso vigenti nei precedenti periodi regolatori, che non hanno fornito un adeguato incentivo alla minimizzazione delle tempistiche di realizzazione degli interventi di sviluppo delle reti, e tenuto conto dell'inclusione nel riconoscimento tariffario dei valori preconsuntivi degli investimenti effettuati nell'anno precedente l'anno di applicazione delle tariffe, ha ritenuto opportuno escludere le nuove immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del *CIR*, ferma restando la possibilità di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che potranno essere riconosciuti in tariffa in via parametrica ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa, e comunque non oltre quanto ottenibile applicando un tasso di remunerazione determinato ipotizzando che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante ricorso al capitale di debito, in particolare assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a quattro.

#### ***Revisione delle vite utili ai fini tariffari***

10.16 L'Autorità, in relazione alle ipotesi di revisione delle vite utili dei cespiti prospettata nel DCO 335/2015, alla luce di quanto emerso in sede di consultazione, ha valutato di procedere secondo criteri di maggiore selettività, limitando la revisione delle vite utili alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) ed alle prese utenti, rinviando la revisione complessiva delle vite utili ad approfondimenti da svolgere nel contesto dello sviluppo dell'approccio *totex*.

10.17 Per il NPR1, la vita utile prevista ai fini tariffari per gli investimenti in linee di alta e altissima tensione è stata portata da 40 a 45 anni, mentre per gli investimenti in linee di media e bassa tensione e prese utenti è stata portata da 30 a 35 anni. Sono esclusi i cespiti trattati parametricamente (investimenti ante 2004, per il servizio di trasmissione, investimenti ante 2008 relativi a reti in media e bassa tensione, per il servizio di distribuzione).

#### ***Criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica***

10.18 Nel corso dell'anno 2015 si sono svolte, in parallelo al procedimento a cui si riferisce la presente relazione, le consultazioni per la riforma della "tariffa domestica", intesa come struttura delle componenti tariffarie applicate ai clienti domestici per la copertura dei costi dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema.

10.19 Il procedimento per la riforma della tariffa domestica, avviato con la deliberazione 204/2013 e successivamente confluito nel procedimento avviato con la deliberazione 412/2014/R/EEL, è stato sottoposto, per gli aspetti più rilevanti, alla metodologia AIR e si è concluso con l'adozione della deliberazione 582/2015<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Per la descrizione delle opzioni considerate in applicazione della metodologia AIR e per l'illustrazione delle scelte assunte dall'Autorità, anche in termini di gradualità dell'impatto della riforma e di protezione

10.20 In attuazione della deliberazione 582/2015, con la deliberazione 654/2015, per l'avvio del nuovo periodo regolatorio, sono state deliberate le seguenti modifiche a testi integrati:

- nel TIT sono definiti i corrispettivi tariffari delle tariffe D2 e D3 applicabili nell'anno 2016, per attuare il primo passo del percorso di gradualità che prevede la riduzione della progressività con riferimento alle tariffe di rete;
- nel TIC che entrerà in vigore dall'1 gennaio 2017 viene agevolata la ricerca del livello ottimale di potenza disponibile ai clienti in BT tramite annullamento del contributo amministrativo in quota fissa oggi applicabile alle richieste di variazione di potenza, qualora questa necessiti unicamente di interventi da remoto; viene inoltre previsto di integrare la regolazione delle connessioni chiarendo, al fine di facilitare l'ammodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà dello stesso di adeguare tali impianti alle norme o al progresso tecnologico, preavvertendo il cliente finale e il venditore;
- nel TIME (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica) viene prevista la raccolta da parte del soggetto responsabile della misura della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore.

---

dell'utenza beneficiaria del bonus sociale, si rinvia alla Relazione AIR allegata alla medesima deliberazione 582/2015.



## **PARTE IV**

### **Provvedimento finale**

#### **11 Introduzione**

11.1 La presente Parte descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione della deliberazione 654/2015, con cui sono state adottate le disposizioni di carattere tariffario relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semi-periodo di regolazione 2016-2019.

#### **Sezione 1 Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto**

#### **12 Criteri per la determinazione del costo operativo riconosciuto**

12.1 Il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2016 ( $COR_{16}$ ) è stato determinato a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:

- a) i costi operativi effettivi rilevati nell'anno 2014 ( $COE_{14}$ );
- b) il valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel VPR, della quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel TPR lasciata in capo agli esercenti ( $PS2$ );
- c) la quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel VPR, lasciata in capo agli esercenti ( $PS3$ ).

12.2 In relazione alle maggiori efficienze di cui al punto c) del precedente elenco, l'Autorità ha previsto la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo di regolazione.

12.3 Le componenti di costo sopra individuate sono state corrette per tener conto dell'inflazione e di un fattore di riduzione (*X-factor*) determinato con l'obiettivo di consentire il graduale recupero delle maggiori efficienze realizzate dagli esercenti nei precedenti periodi di regolazione e non ancora trasferite agli utenti finali.

12.4 L'Autorità ha previsto inoltre che, qualora il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel secondo e nel terzo periodo di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, il livello di costo operativo riconosciuto per l'anno 2016 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno.

#### ***Specificità relative ai servizi di trasmissione e distribuzione (incluso commercializzazione)***

12.5 In termini formali, la componente dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2016 per i servizi di trasmissione e distribuzione è determinata applicando la seguente formula:

$$COR_{16} = \left[ COE_{14} * \frac{Q_{15}}{Q_{14}} + \frac{4}{9} \cdot PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{14} (1 + RPI_i) + \frac{4}{5} \cdot PS3_{14} \right] \cdot \prod_{i=15}^{16} (1 + RPI_i)$$

dove:

- $COR_{16}$  è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2016;
- $COE_{14}$  è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2014;
- $PS2_{10}$  è la simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo di regolazione, definita in coerenza con quanto indicato al punto 19.3 della Relazione AIR alla deliberazione ARG/elt 199/11;
- $PS3_{14} = 0,5 \cdot \left[ COR_{14} - \frac{6}{9} PS2_{10} \cdot \prod_{i=11}^{14} (1 + RPI_i) - \frac{2}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{IPR}) \cdot \prod_{i=08}^{14} (1 + RPI_i) - COE_{14} \right]$  è la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del quarto periodo regolatorio, dove:
  - o  $PS1_{06}$  è la simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo di regolazione, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
  - o  $X_{IPR}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione pari a 3,5% per la distribuzione e al 2,5% per la trasmissione;
  - o  $COR_{14}$  è la quota parte dei ricavi tariffari a copertura dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014.
- $RPI_i$  è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap*, che assume valore pari a 0,809% per l'anno 2011, 2,0% per l'anno 2012, 3,07% per l'anno 2013, 2,32% per l'anno 2014 e 0,67% per l'anno 2015; per l'anno 2016, è fissato pari al tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat per il periodo giugno 2014 – maggio 2015, pari a -0,11%;
- $\frac{Q_{15}}{Q_{14}}$  è la variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2015 e il 2014, fissato dall'Autorità pari a 1.

12.6 Ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto per il servizio di trasmissione, l'Autorità, ai sensi dei punti 5 e 6 della deliberazione 517/2015, ha incluso nella tariffa di trasmissione dell'anno 2016 il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche precedentemente di proprietà della società FSI S.p.A., pari a 42,1 milioni di €

12.7 Sempre ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha tenuto conto inoltre dei ricavi di carattere ricorrente derivanti principalmente dal c.d. servizio di "appoggio" della fibra ottica sugli impianti di trasmissione da parte degli operatori di telecomunicazione, e cioè di sfruttamento da parte di tali operatori di spazi e infrastrutture oggetto di remunerazione tariffaria, pari a circa 18,5 milioni di euro nel 2014. Si tratta in sostanza di ricavi che derivano dallo sfruttamento di spazi e infrastrutture oggetto di remunerazione tariffaria e, come tali, non possono essere trattenuti da Terna integralmente. In una logica di regolazione

incentivante, infatti, l'Autorità ha ritenuto opportuno favorire l'utilizzo delle infrastrutture anche per ulteriori finalità rispetto a quelle remunerate dalle tariffe (purché non interferenti con tale utilizzo), portando in deduzione il 50% dei suddetti ricavi dal costo operativo effettivo di cui al precedente paragrafo 12.1, lettera a), relativo all'intero perimetro del servizio di trasmissione.

### ***Specificità relative al servizio di misura***

- 12.8 Con riferimento al servizio di misura, il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, è risultato inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno.
- 12.9 L'Autorità ha stabilito che il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno, in considerazione delle esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese.

### ***Costi effettivi 2014***

- 12.10 In continuità con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2014 ( $COE_{14}$ ) per tutti i servizi infrastrutturali, l'Autorità ha ritenuto di non includere le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing* che non riflettano specifici obblighi normativi).
- 12.11 A tale fine l'Autorità ha confermato le ipotesi formulate nel corso della consultazione in materia di costi non riconoscibili, riportate nel DCO 544/2015, prevedendo che non siano oggetto di riconoscimento:
- a) i costi operativi non ricorrenti;
  - b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese;
  - c) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
  - d) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
  - e) gli oneri straordinari;
  - f) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
  - g) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
  - h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
  - i) i costi pubblicitari e di marketing, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
  - j) i costi relativi ai canoni di affitto di reti private;
  - k) i costi capitalizzati.

- 12.12 Come già indicato al paragrafo 9.17, è stata altresì prevista l'esclusione dai costi riconosciuti ai fini tariffari degli oneri relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico in coerenza con le disposizioni di cui al decreto-legge n. 91/14.
- 12.13 In relazione agli oneri per assicurazioni di cui al precedente punto 12.11, lettera f), l'Autorità ha inoltre previsto di non riconoscere le voci di costo relative a premi per le assicurazioni non obbligatorie in quanto la copertura contro rischi assicurabili riduce la componente idiosincronica del rischio e migliora per contro la correlazione dei rendimenti del singolo titolo rispetto ai rendimenti di mercato con conseguente aumento del parametro  $\beta$  che incide sul livello del tasso di remunerazione sul capitale investito.
- 12.14 In relazione ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, l'Autorità ha previsto di far riferimento agli effettivi utilizzi del fondo, in luogo degli accantonamenti, prevedendo in particolare :
- a) l'integrale copertura della quota relativa al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, riflesso di disposizioni normative primarie;
  - b) la parziale copertura, nella misura del 70%, della quota di incentivazione propriamente detta, frutto di contrattazione tra impresa e dipendente, la cui copertura integrale potrebbe ridurre l'incentivo dell'impresa a contenerne l'ammontare complessivo.
- 12.15 I costi operativi sono rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse".
- 12.16 In relazione al servizio di distribuzione, sono state altresì confermate, rispetto ai precedenti periodi di regolazione, le modalità di trattamento della quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali, che continua a essere portata in deduzione dei costi operativi.
- 12.17 Per quanto riguarda il servizio di distribuzione, in coerenza con le ipotesi contenute nel DCO 544/2015, la determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2016 ha tenuto conto congiuntamente dei costi relativi al servizio di distribuzione e dei costi attribuiti al comparto della commercializzazione del servizio di distribuzione, di cui al comma 6.4, lettera g) del TIUC.

### **13 Determinazione del recupero di produttività e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti**

- 13.1 L'Autorità ha confermato il criterio di aggiornamento dei costi operativi riconosciuti tramite l'applicazione del meccanismo del *price-cap*.
- 13.2 Ai fini della determinazione del recupero di produttività, l'Autorità ha ritenuto di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo di regolazione e il cui beneficio è stato temporaneamente lasciato alle imprese, non sussistendo elementi che inducano a formulare ipotesi di ulteriori recuperi di produttività da fissare come obiettivo per le imprese.

- 13.3 L'Autorità, in ottica di certezza e stabilità della regolazione, ha altresì:
- a) confermato i termini di restituzione ai clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, fissato all'anno 2019;
  - b) previsto che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del VPR siano trasferiti ai clienti finali entro la conclusione del NPR1, ossia entro la fine dell'anno 2019, alla luce del meccanismo di simmetrica ripartizione descritto al precedente punto 3.7.

**Box 1 – Livelli dell'X-factor per il periodo 2016-2019**

Per il periodo di regolazione 2016-2019 sono in vigore i seguenti tassi di riduzione annuale dei costi riconosciuti:

- servizio di trasmissione:	1,0%
- servizio di distribuzione:	1,9%
- servizio di misura:	1,0%

## **Sezione 2 Determinazione e aggiornamento dei costi di capitale riconosciuti**

### **14 Elementi comuni a tutti i servizi infrastrutturali**

- 14.1 I costi di capitale comprendono la remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e gli ammortamenti.
- 14.2 Il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (*CIR*) è determinato come somma algebrica delle seguenti poste:
- a) immobilizzazioni nette;
  - b) immobilizzazioni in corso;
  - c) capitale circolante netto;
  - d) valore residuo dei contributi in conto capitale;
  - e) poste rettificative, quali il trattamento fine rapporto, al netto degli oneri finanziari connessi alla rivalutazione del medesimo;
  - f) immobilizzazioni immateriali relative al "fondo pensione elettrici".
- 14.3 Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti per il NPR1, l'Autorità ha confermato i criteri di regolazione vigenti nel precedente periodo di regolazione, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari, ed in particolare:
- a) l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato, per le immobilizzazioni nette soggette a valutazione puntuale;
  - b) la ricostruzione convenzionale del valore delle immobilizzazioni nette soggette a valutazione parametrica, in coerenza con i criteri adottati con la deliberazione ARG/elt 199/11.

#### **Misure per la compensazione del lag regolatorio**

- 14.4 Per il NPR1, l'Autorità ha disposto il superamento delle misure a compensazione del ritardo nel riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti (il c.d. come *regulatory lag*) introdotte nel precedente periodo di regolazione, in base alle quali, agli

investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011, era riconosciuta tramite una maggiorazione forfetaria del tasso di remunerazione del CIR pari all'1%.

- 14.5 L'Autorità ha previsto in particolare di includere nella base di capitale riconosciuto (c.d. *RAB*), anche gli investimenti realizzati nell'anno  $t-1$  rispetto all'anno di applicazione delle tariffe, valutati sulla base di dati di preconsuntivo, ed introducendo al contempo adeguati meccanismi di conguaglio che consentano di rettificare il livello di ricavo riconosciuto e dei livelli tariffari in funzione degli scostamenti tra i valori di investimento di preconsuntivo e quelli riscontrati a consuntivo, come desumibili dai libri contabili delle imprese regolate.
- 14.6 L'Autorità ha inoltre previsto che gli investimenti relativi all'anno  $t-1$  rilevino ai fini del riconoscimento nell'anno  $t$  della sola remunerazione del capitale investito, ritenendo che il riconoscimento della quota di ammortamento non sarebbe stato neutrale in termini finanziari, ma avrebbe prodotto un aumento implicito del tasso di remunerazione del capitale investito.
- 14.7 Con particolare riferimento al servizio di distribuzione, come indicato al punto 17.14, lettera c) del DCO 544/2015, ai fini della determinazione dei livelli iniziali del capitale investito da utilizzare ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie, gli investimenti realizzati nell'anno  $t-1$  sono considerati al lordo degli eventuali contributi percepiti (valutati su dati preconsuntivi). Ai fini del calcolo delle tariffe di riferimento definitive relative al medesimo anno  $t$ , si considerano invece anche i valori (a consuntivo) dei contributi incassati nell'anno  $t-1$ .
- 14.8 Con riferimento agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011, l'Autorità ha confermato l'ipotesi di salvaguardare il diritto al riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% introdotta con la deliberazione ARG/elt 199/11.

#### Gestione degli scostamenti tra valori di preconsuntivo e valori a consuntivo

- 14.9 Con riferimento al servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto di conguagliare gli eventuali scostamenti tra il valore dei costi di investimento di preconsuntivo e quello risultante dai dati di consuntivo, come desumibili dai libri contabili delle imprese regolate, rettificando il livello di ricavo riconosciuto e dei livelli tariffari dell'anno successivo.
- 14.10 In particolare, l'Autorità ha previsto che, in sede di aggiornamento annuale (per l'anno  $t+1$ ) della quota parte dei corrispettivi tariffari di trasmissione a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, si considerino gli eventuali scostamenti tra il ricavo riconosciuto nell'anno  $t$ , determinato sulla base dei dati di investimento di pre-consuntivo relativi per l'anno  $t-1$ , e il medesimo ricavo rideterminato pro-forma sulla base dei dati di investimento di consuntivo entrati in esercizio nel medesimo anno  $t-1$ , tenendo conto dell'onere finanziario generato dagli scostamenti, assunto pari al tasso di remunerazione del capitale investito netto, al fine di rendere neutrale il gestore rispetto ai suddetti scostamenti.
- 14.11 Tale soluzione, evitando le esigenze di conguaglio delle fatturazioni già emesse, consente di limitare l'onere amministrativo connesso alla gestione degli scostamenti tra dati di preconsuntivo e di consuntivo.
- 14.12 Con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha previsto che i nuovi investimenti dell'anno  $t-1$ , valorizzati sulla base di dati di pre-consuntivo,

siano considerati ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno  $t$ . Gli investimenti del medesimo anno  $t-1$  valutati a consuntivo saranno invece considerati ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento definitive, utilizzate per la determinazione dei risultati di perequazione generale di competenza del medesimo anno  $t$ , in coerenza con quanto già previsto dalla regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

### **Tipologie di cespiti e vite utili regolatorie**

14.13 Rispetto alle ipotesi prospettate nel corso del processo di consultazione, la revisione delle vite utili ha interessato solamente le tipologie di cespiti relative alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti, in relazione alle quali la distanza tra le vite regolatorie adottate nei precedenti periodi e le vite utili tecniche effettive è più elevata, rinviando la revisione delle vite utili delle altre tipologie ad approfondimenti da svolgere nel contesto dello sviluppo dell'approccio *totex*. La successiva Tabella 1 riporta l'elenco dei cespiti e delle nuove vite utili ad essi associate.

**Tabella 1 - nuove durate convenzionali dei cespiti**

<b>Categorie di cespiti</b>	<b>Anni</b>
Linee di trasmissione	45
Linee di alta tensione	45
Linee di media tensione	35
Linee di bassa tensione	35
Prese utenti	35

### **Trattamento dei contributi**

14.14 L'Autorità, per il NPR1, ha stabilito di considerare i contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti (per il solo servizio di distribuzione, si fa riferimento ai contributi al netto della quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali, portata in deduzione dei costi operativi):

- a) come posta rettificativa del CIR in detrazione del valore delle immobilizzazioni nette, considerando il valore dei contributi ricevuti in ciascun anno, rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto delle quote già degradate considerando convenzionalmente una vita utile coerente con quella adottata per il calcolo degli ammortamenti delle linee, pari a 45 anni per il servizio di trasmissione e a 30 anni per il servizio di distribuzione;
- b) ai fini del calcolo dell'ammortamento riconosciuto, portando in deduzione degli ammortamenti riconosciuti la quota di ammortamento relativa ai contributi, calcolata convenzionalmente considerando la vita utile indicata alla precedente lettera a).

14.15 L'Autorità ha inoltre previsto meccanismi che incentivino i gestori di rete ad ottenere l'erogazione di contributi pubblici, specialmente di natura comunitaria, per il finanziamento delle opere infrastrutturali, contemperando l'esigenza di trasferire ai consumatori elettrici eventuali benefici derivanti dall'ottenimento del contributo e, al contempo, di mantenere l'interesse del gestore a percepire detti contributi.

14.16 In particolare detti meccanismi si sostanziano nella mancata deduzione dagli ammortamenti riconosciuti della quota di ammortamento relativa ai contributi<sup>19</sup>, fino alla soglia massima del 10% del valore del contributo incassato; il numero di anni in cui la quota di degrado del contributo non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento dei cespiti varia pertanto in funzione della specifica aliquota di degrado dei contributi.

### ***Capitale circolante netto***

14.17 Ai fini della determinazione del valore del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del CIR per l'anno 2016, l'Autorità ha confermato il criterio di determinazione parametrica in funzione del valore delle immobilizzazioni nette (escluse le immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data).

14.18 In particolare l'Autorità, in considerazione delle evidenze riscontrate dall'analisi delle esigenze di finanziamento del ciclo operativo dei principali gestori di rete, pur tenendo conto delle modifiche intervenute in relazione all'entrata in vigore del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (CADE), ha previsto l'applicazione di una percentuale, pari a 0,1%, inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione<sup>20</sup>.

### ***Determinazione dei parametri $\beta$ e D/E***

14.19 Con la deliberazione 597/2014, l'Autorità ha avviato un procedimento per una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali regolati tariffariamente dei settori elettrico e gas.

14.20 La medesima deliberazione 597/2014 ha dato impulso al processo di unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, il parametro  $\beta$ , che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio, e il peso di capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

14.21 Seguendo le indicazioni contenute nella deliberazione 597/2014, il procedimento è stato svolto in maniera coordinata, anche temporalmente, con il procedimento di revisione della regolazione dei servizi del settore elettrico di cui alla deliberazione 483/2014, al fine di giungere, fin dall'anno 2016, alla convergenza verso una metodologia e tempistica comune di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per tutte le regolazioni infrastrutturali dei servizi regolati dei settori elettrico e gas.

14.22 Con la deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM sono stati approvati i “*Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021)*” (di seguito: TIWACC).

14.23 Il processo di unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali regolati dei settori

---

<sup>19</sup> Calcolata convenzionalmente considerando la vita utile indicata al punto 14.14, lettera a).

<sup>20</sup> Nei precedenti periodi il valore del capitale circolante netto è stato determinato convenzionalmente in misura pari all'1% del CIN.



elettrico e gas, ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, si è concretizzato nella definizione di una regolazione specifica del tasso di remunerazione del capitale investito di validità pluriennale, il c.d. periodo regolatorio del WACC (*PWACC*).

- 14.24 Il *PWACC* definisce il livello dei *parametri base* per il calcolo del WACC, che sono comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas. Tali parametri si distinguono dai parametri specifici dei singoli servizi infrastrutturali, il parametro  $\beta$  e il rapporto *D/E*, che possono invece assumere valori differenziati a livello di servizio.

### Parametro $\beta$

- 14.25 Nel DCO 335/2015, l’Autorità ha espresso l’orientamento di tenere conto, ai fini della stima del parametro  $\beta$ , delle evidenze desumibili dai mercati finanziari dei paesi dell’Eurozona con *rating* elevato, considerando dati storici relativi a orizzonti temporali biennali relativi, per quanto possibile, a società che svolgano esclusivamente attività relative ai singoli servizi regolati. L’Autorità ha inoltre evidenziato che la stima del parametro  $\beta$  non è un processo che può essere considerato del tutto deterministico, ma implica una valutazione di coerenza rispetto al contesto generale da parte del regolatore.
- 14.26 Nel DCO 544/2015 l’Autorità ha evidenziato che, in relazione alle ipotesi di introdurre menù di regolazione caratterizzati da un diverso grado di rischio volume e da diversi livelli dei tassi di rendimento sul capitale investito, risulta opportuno stimare un livello base del parametro  $\beta$  associato a esposizioni contenute al rischio domanda.
- 14.27 Nel medesimo documento l’Autorità ha richiamato le indicazioni di metodo presentate nel DCO 29 ottobre 2015, 509/2015/R/COM, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti finali dell’Autorità in materia di criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, e ha previsto, ai fini dell’individuazione del livello del parametro  $\beta$ , di fare riferimento a:
- dati relativi a imprese dell’Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato (almeno AA, secondo la classificazione S&P);
  - dati storici giornalieri relativi a orizzonti temporali almeno biennali;
  - dati relativi a imprese quotate che svolgano attività regolate nei settori di interesse, ancorché in modo non esclusivo.
- 14.28 Sulla base di tali indicazioni di merito, l’Autorità ha proceduto all’individuazione del campione di imprese da utilizzare per la stima del parametro  $\beta$ , selezionando imprese quotate che svolgano servizi regolati del settore elettrico nei Paesi individuati ai fini della stima del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del *Total Market Return (TMR)*, con *rating* almeno AA (Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi).
- 14.29 Per tale campione di imprese sono stati calcolati il  $\beta$  rispetto a indici nazionali e rispetto all’*Eurostoxx 600*, su orizzonti biennali e quinquennali, al fine di verificare la robustezza della stima. In particolare, sono stati presi in considerazione gli intervalli temporali ottobre 2013 – settembre 2015 e ottobre 2010 – settembre 2015. Ai fini delle stime è stata considerata la media tra i valori *raw*<sup>21</sup> e i valori *adjusted*<sup>22</sup> del parametro<sup>23</sup>.

---

<sup>21</sup> Il  $\beta$  *raw* viene calcolato come rapporto tra la covarianza tra il rendimento del mercato e della *i*-esima attività e la varianza del rendimento del mercato.

<sup>22</sup> Il  $\beta$  *adjusted* rappresenta una correzione nella stima del valore del  $\beta$  *raw*, sulla base dell’ipotesi che nel lungo periodo il  $\beta$  dovrebbe assumere valori prossimi all’unità, valore assunto dal  $\beta$  del portafoglio di mercato. In

- 14.30 I risultati relativi a tale campione sono poi stati confrontati con stime del parametro  $\beta$  relative a imprese attive in altri Paesi europei e con stime del medesimo parametro relative a imprese italiane del settore elettrico.
- 14.31 Sulla base di tali osservazioni l’Autorità ha ritenuto plausibile un *range* di valori del  $\beta^{asset}$ <sup>24</sup> compreso tra 0,33 e 0,35 per il servizio di trasmissione e compreso tra 0,36 e 0,39 per il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica.
- 14.32 Nel provvedimento finale l’Autorità ha ritenuto opportuno confermare l’impostazione delineata nel documento 544/2015, definendo un valore del  $\beta^{asset}$  pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica. Rispetto al precedente periodo di regolazione è stato previsto un lieve incremento della differenziazione del parametro tra servizi, anche in considerazione delle specificità del servizio di distribuzione sottolineate nell’ambito della consultazione.
- 14.33 La deliberazione 654/2015 ha quindi previsto l’aggiornamento del TIWACC, al quale si rinvia per maggiori dettagli. In particolare, sulla base dei valori assunti del rapporto  $D/E$ <sup>25</sup>, come di seguito illustrato, sono stati definiti i valori del  $\beta^{levered}$ <sup>26</sup> per il triennio 2016-2018 riportati nella seguente tabella:

**Tabella 2 - Valori del  $\beta^{levered}$**

<i>Servizio</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>
Trasmissione energia elettrica	0,553	0,553	0,553
Distribuzione e misura energia elettrica	0,616	0,616	0,616

- 14.34 Sulla base di quanto stabilito dall’articolo 6, comma 2, del TIWACC, a metà del *PWACC* è prevista una revisione del livello di *gearing*<sup>27</sup> per i diversi servizi infrastrutturali per il secondo triennio del *PWACC* (2019-2021), con contestuale revisione dei livelli del  $\beta^{levered}$  (a parità di  $\beta^{asset}$ ).

particolare, sulla base della procedura di aggiustamento bayesiano del parametro, il  $\beta^{adjusted}$  è calcolato sulla base della seguente formula:  $\beta^{adjusted} = \beta^{raw} * 0,67 + 1 * 0,33$ .

<sup>23</sup> Dati di fonte Bloomberg.

<sup>24</sup> Misura del rischio sistematico e quindi non diversificabile relativo a ciascun servizio regolato depurato dall’effetto derivante dalla struttura finanziaria a dal livello di indebitamento delle imprese.

<sup>25</sup> La relazione tra  $\beta^{levered}$  e  $\beta^{asset}$  è definita dalla seguente espressione, che rappresenta la formula di Modigliani-Miller in una versione semplificata, che non considera il  $\beta$  del debito:

$$\beta^{levered} = \beta^{asset} \cdot \left( 1 + (1 - tc) \cdot \frac{D}{E} \right)$$

dove *tc* è l’aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari, pari al 27,5% per il triennio 2016-2018.

<sup>26</sup> Misura del rischio sistematico e quindi non diversificabile relativo a ciascun servizio regolato non depurato dall’effetto derivante dalla struttura finanziaria a dal livello di indebitamento delle imprese.

<sup>27</sup> Il *gearing* è il rapporto tra il capitale di debito (*D*) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (*D+E*).

## Rapporto D/E

- 14.35 Nel VPR il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (*D/E*), utilizzato ai fini della ponderazione del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito nella formula per il calcolo del *WACC*, è stato fissato pari a 0,8 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, in continuità rispetto ai criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione. A tale rapporto corrisponde un livello di *gearing* pari a 0,444.
- 14.36 Nel DCO 335/2015 l'Autorità ha espresso l'orientamento di rivedere il livello di *gearing*, tenendo conto delle osservazioni del livello effettivo medio riscontrato nei singoli servizi regolati, in coerenza con quanto indicato nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/COM, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito.
- 14.37 Nel provvedimento finale il livello di *gearing* è stato mantenuto costante rispetto al precedente periodo regolatorio, pari a 0,444 per tutti i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico per il triennio 2016-2018.
- 14.38 Sulla base di quanto stabilito dal *TIWACC*, al quale si rinvia per maggiori dettagli, i livelli di *gearing* in vigore per il triennio 2019-2021 sono fissati in occasione dell'aggiornamento dei *parametri base* per il calcolo del *WACC*, con l'obiettivo di un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5.

## **15 Specificità relative al servizio di trasmissione**

### ***Capitale investito riconosciuto***

- 15.1 Con riferimento alla determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto (*CIR*) per il servizio di trasmissione, l'Autorità per il NPR1 ha confermato le ricostruzioni parametriche degli investimenti netti antecedenti l'anno 2004, in coerenza con i criteri adottati con deliberazione ARG/elt 199/11, come descritti nell'Appendice A2 della Relazione AIR della medesima deliberazione, ed il criterio di determinazione puntuale, secondo il criterio del costo storico rivalutato, del capitale investito netto relativo agli investimenti realizzati a partire dall'anno 2004.
- 15.2 Il valore del capitale investito netto riconosciuto al 31 dicembre 2015, da utilizzare ai fini della determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione per l'anno 2016, è stato pertanto determinato considerando le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette relative a:
    - i. terreni;
    - ii. investimenti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2003;
    - iii. investimenti entrati in esercizio dall'anno 2004 e fino al 31 dicembre 2013;
    - iv. investimenti entrati in esercizio nell'anno 2014;
    - v. investimenti di preconsuntivo relativi all'anno 2015;
  - b) immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015;

- c) capitale circolante netto, determinato parametricamente in misura pari all'0,1% del valore delle immobilizzazioni nette;
  - d) il valore netto al 31 dicembre 2015 dei contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti, determinato secondo quanto descritto al precedente punto 14.14;
  - e) poste rettificative.
- 15.3 Ai fini della determinazione del *CIR* relativo alle immobilizzazioni entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2013 e già riconosciuto nelle tariffe di trasmissione dell'anno 2015, l'Autorità ha:
- a) con riferimento al cespite "terreni", confermato il riconoscimento puntuale degli incrementi patrimoniali già riconosciuti nelle tariffe di trasmissione;
  - b) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi ad investimenti nell'attività di trasmissione realizzati precedentemente all'anno 2004, confermato la valorizzazione parametrica secondo il criterio vettoriale adottato per il VPR ed il sentiero di degrado delle immobilizzazioni nette;
  - c) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi ad investimenti nell'attività di trasmissione realizzati a decorrere dall'anno 2004 e fino al 31 dicembre 2013, confermato la determinazione puntuale dell'attivo immobilizzato netto sulla base degli incrementi patrimoniali e dei contributi in conto capitale relativi agli anni 2004-2013, in coerenza con quanto applicato nel precedente periodo regolatorio.
- 15.4 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti nell'attività di trasmissione entrati in esercizio dall'anno 2014, l'Autorità ha confermato i criteri di riconoscimento delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali relativi all'intero perimetro della *RTN* applicati per gli investimenti realizzati a decorrere dall'anno 2004 e fino al 31 dicembre 2013.
- 15.5 L'Autorità ha inoltre previsto che, nel caso di acquisizione di nuove porzioni di rete, gli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi cespiti siano valutati sulla base del principio del costo storico originario rivalutato e non sulla base del costo sostenuto dall'impresa per l'acquisizione della porzione di rete, per evitare che un semplice trasferimento di *asset* possa produrre costi aggiuntivi per gli utenti del servizio<sup>28</sup>. L'Autorità ha inoltre incluso nella *RAB* le infrastrutture acquisite dal gestore del sistema di trasmissione e conseguentemente incluse nel perimetro della *RTN* nel corso dell'anno 2014, nonché le infrastrutture acquisite dal gestore nel corso dell'anno 2014 e già incluse nella *RTN* ma mai comunicate ai fini tariffari dal precedente proprietario.
- 15.6 L'Autorità, come già evidenziato al precedente paragrafo 10.15, ha escluso le nuove immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del *CIR*, ferma restando la possibilità di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che potranno essere riconosciuti in via parametrica ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa e comunque non oltre quanto ottenibile applicando un tasso di remunerazione determinato applicando un rapporto tra capitale e debito pari a quattro.

---

<sup>28</sup> Tale criterio è, in linea generale, applicato anche in relazione alle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. acquisite da Terna e oggetto di inserimento nell'ambito della *RTN*, fatte salve le specifiche valutazioni sui benefici derivanti dall'inserimento di tali reti nella *RTN* di cui alla deliberazione 517/2015.

- 15.7 Tuttavia, al fine di garantire una graduale transizione verso i nuovi criteri di riconoscimento dei costi, è stata prevista una clausola di salvaguardia che, nel limite dello *stock* di immobilizzazioni in corso esistente al 31 dicembre 2015, al netto di quelle relative all'intervento Sorgente-Rizziconi, prevede il riconoscimento, nel corso del NPR1, del tasso di remunerazione degli investimenti con riferimento a:
- a) LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti (e comunque non oltre il 31 dicembre 2019);
  - b) nuovi LIC relativi agli investimenti che continueranno a beneficiare della maggiore remunerazione nel corso del NPR1.
- 15.8 Con riferimento alle immobilizzazioni in corso che beneficiano della clausola di salvaguardia di cui al precedente paragrafo, al fine di evitare il doppio riconoscimento dei medesimi costi, non potranno essere inclusi nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto i relativi eventuali oneri finanziari capitalizzati.
- 15.9 Ai fini della determinazione del valore delle poste rettificative, l'Autorità ha confermato le modalità già adottate nel precedente periodo di regolazione. In particolare, sono stati considerati come poste rettificative del *CIR* i seguenti elementi:
- a) valore residuo netto dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge n. 488/99;
  - b) valore del "trattamento di fine rapporto" del gestore del sistema di trasmissione esistente al 31 dicembre 2014, rivalutato al 31 dicembre 2015 sulla base della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi e riproporzionato in funzione dell'intero perimetro della rete di trasmissione;
  - c) il valore del fondo relativo ad eventuali accantonamenti per la copertura di oneri compensativi non ancora erogati ai soggetti beneficiari esistente al 31 dicembre 2014 e rivalutato al 31 dicembre 2015 sulla base della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

*Criteri per l'aggiornamento annuale del capitale investito riconosciuto*

- 15.10 Ai fini dell'aggiornamento del *CIR* nel corso di NPR1, l'Autorità ha confermato i criteri vigenti nel precedente periodo regolatorio, prevedendo in particolare l'aggiornamento sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat, e:
- a) con riferimento agli investimenti antecedenti l'anno 2004, tenendo conto del sentiero di degrado parametrico in funzione di ammortamenti e dismissioni (cfr. capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11);
  - b) con riferimento agli investimenti entrati in esercizio a partire dal 2004, mediante l'aggiornamento puntuale il capitale investito riconosciuto per tener conto di nuovi investimenti, alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti e completamento della vita utile standard dei cespiti.
- 15.11 Ai fini dell'aggiornamento del valore del *CIR* con riferimento alle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della società FSI S.p.A. oggetto di inserimento nell'ambito della *RTN*, in un'ottica di semplificazione, l'Autorità ha previsto di adottare sentieri di degrado parametrici in analogia con i criteri adottati per gli incrementi patrimoniali antecedenti l'anno 2004 e con quanto disposto con deliberazione 517/2015, monitorando al contempo le dismissioni effettive al fine di

verificare la congruità del tasso di dismissione parametrico adottato nelle soluzioni di tipo parametrico.

- 15.12 Al fine di fornire adeguati stimoli all'innovazione e alla sostituzione delle infrastrutture elettriche con maggiore anzianità di posa, caratterizzate da un maggior grado di obsolescenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno considerare, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto, le nuove vite utili regolatorie di cui al precedente punto 14.13 esclusivamente con riferimento agli investimenti realizzati a decorrere dall'anno 2004, salvaguardando pertanto il sentiero di degrado degli investimenti antecedenti l'anno 2004 già definito con deliberazione ARG/elt 199/11.

### ***Ammortamento***

- 15.13 Ai fini della determinazione della quota di ricavo a copertura dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità ha confermato il medesimo approccio adottato nel precedente periodo di regolazione, che prevede:
- a) con riferimento agli investimenti antecedenti l'anno 2004, la determinazione di un ammortamento in via parametrica sulla base del sentiero di evoluzione della quota annuale di ammortamento di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11;
  - b) con riferimento agli investimenti entrati in esercizio a partire dal 2004, la determinazione puntuale dell'ammortamento riconosciuto ai fini regolatori come rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile residua.
- 15.14 L'ammortamento riconosciuto è inoltre incrementato per la quota annuale di ammortamento relativa al cd. "fondo pensione elettrici".
- 15.15 Inoltre, in coerenza con quanto riportato al punto 14.14 in materia di trattamento dei contributi, l'Autorità ha previsto che venga sottratta dalla quota di ammortamento riconosciuta la corrispondente quota di ammortamento relativa ai contributi.

### ***Criteri per l'aggiornamento annuali dell'ammortamento***

- 15.16 Ai fini dell'aggiornamento annuale della quota di ricavo a copertura degli ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari, l'Autorità, operando in sostanziale continuità con i criteri vigenti nel precedente periodo regolatorio, ha confermato i medesimi criteri di aggiornamento previsti per il capitale investito riconosciuto, ed in particolare:
- a) con riferimento agli investimenti antecedenti l'anno 2004, l'Autorità ha confermato il criterio parametrico già utilizzato nel precedente periodo regolatorio, sulla base del sentiero di ammortamento di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11;
  - b) con riferimento agli investimenti entrati in esercizio a partire dal 2004, l'Autorità ha confermato il criterio di determinazione puntuale dell'ammortamento riconosciuto sulla base del rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile.

## **16 Specificità relative al servizio di distribuzione**

### ***Capitale investito riconosciuto***

- 16.1 Con riferimento alla determinazione del capitale investito netto riconosciuto a fini tariffari, in esito alla consultazione, l'Autorità ha adottato modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia, nella prospettiva di favorire aggregazioni tra le imprese di dimensioni minori.
- 16.2 A tale scopo, l'Autorità ha previsto:
- a) un regime di calcolo puntuale, fondato sui dati propri di ciascuna impresa, con modalità analoghe a quelle adottate nel VPR, riservato prioritariamente alle imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo;
  - b) un regime parametrico di determinazione dei costi di capitale da applicare a tutte le imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo.
- 16.3 In merito si fa osservare che l'Autorità ha previsto la possibilità per le imprese di cui alla lettera b) del precedente elenco di accedere al regime di calcolo puntuale, prevedendo altresì che, in caso di ammissione, l'impresa distributrice sia tenuta alla partecipazione obbligatoria ai meccanismi di verifica annuale dei seguenti indicatori:
- a) durata regolata delle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore o uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa;
  - b) numero regolato delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore o uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa;
  - c) totalità degli utenti MT serviti con livelli effettivi di continuità non peggiori degli standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice;
  - d) totalità delle prestazioni commerciali per clienti finali e/o produttori BT e MT effettuate entro i tempi massimi previsti dalla regolazione della qualità commerciale, esclusi i casi al di fuori della responsabilità dell'impresa distributrice.
- 16.4 Le imprese che servono meno di 5.000 punti di prelievo, in caso di ammissione al regime di calcolo puntuale, dovranno altresì provvedere alla registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento.
- 16.5 In caso di mancato rispetto degli obblighi riportati al punto precedente, dall'anno successivo a quello in cui non risultano rispettati gli obblighi, si applica il regime parametrico.

### ***Determinazione dei livelli iniziali del CIR per le imprese in regime di calcolo puntuale***

- 16.6 Con riferimento alla determinazione dei livelli iniziali del CIR per il servizio di distribuzione, in caso di applicazione del regime di calcolo puntuale, l'Autorità, per il semi-periodo di regolazione 2016 – 2019 ha confermato:
- a) le modalità generali di valorizzazione delle immobilizzazioni secondo il criterio del costo storico rivalutato;
  - b) la ricostruzione parametrica delle immobilizzazioni nette relative elemento delle reti in media e bassa tensione antecedenti l'anno 2008, in coerenza con i

criteri adottati con la deliberazione ARG/elt 199/11, dettagliati nell'Appendice A2 della Relazione AIR della medesima deliberazione.

- 16.7 Il valore del capitale investito netto riconosciuto al 31 dicembre 2015, da utilizzare ai fini della determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2016, è stato determinato considerando le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette, valutate puntualmente, relative a:
    - i. terreni;
    - ii. linee di distribuzione in alta tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2014;
    - iii. stazioni di trasformazione alta/media tensione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2014;
    - iv. elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, relativi al perimetro esistente al 31 dicembre 2014;
    - v. immobilizzazioni immateriali;
    - vi. immobilizzazioni materiali e immateriali afferenti alla commercializzazione del servizio di distribuzione, relative al perimetro esistente al 31 dicembre 2014;
    - vii. immobilizzazioni entrate in esercizio nell'anno 2015;
  - b) immobilizzazioni nette, determinate in via parametrica, relative agli elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione, entrati in esercizio fino all'anno 2007;
  - c) immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015;
  - d) capitale circolante netto, determinato parametricamente in misura pari all'0,1% delle immobilizzazioni nette;
  - e) poste rettificative al 31 dicembre 2015.
- 16.8 Ai fini della determinazione del valore delle poste rettificative al 31 dicembre 2015, l'Autorità ha confermato le modalità già adottate nel precedente periodo di regolazione. In particolare, sono stati considerati come poste rettificative del *CIR* i seguenti elementi:
- a) valore residuo netto al 31 dicembre 2015 dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge n. 488/99;
  - b) valore del "trattamento di fine rapporto" di preconsuntivo al 31 dicembre 2015 calcolato in via parametrica assumendo un coefficiente di incidenza in funzione del valore aggregato nazionale relativo alle poste rettificative, come riportate nelle fonti contabili obbligatorie, applicato al valore complessivo, al 31 dicembre 2015, delle immobilizzazioni nette materiali (ad eccezione dei terreni), immateriali e delle immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data;
  - c) valore netto dei contributi pubblici e privati, secondo quanto delineato al precedente punto 14.14.

*Criteri per l'aggiornamento annuale del capitale investito riconosciuto*

- 16.9 Ai fini dell'aggiornamento del *CIR* nel corso di NPR1, l'Autorità ha confermato i criteri vigenti nel precedente periodo regolatorio, prevedendo in particolare l'aggiornamento sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli



investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat, e:

- a) con riferimento alle immobilizzazioni valutate puntualmente di cui al punto 16.7, lettera a) mediante l'aggiornamento puntuale del capitale investito riconosciuto per tener conto di nuovi investimenti, alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti e completamento della vita utile standard dei cespiti;
- b) con riferimento alle immobilizzazioni determinate parametricamente, di cui al punto 16.7, lettera b), tenendo conto del sentiero di degrado parametrico in funzione di ammortamenti e dismissioni (cfr. capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11).

16.10 Al fine di fornire adeguati stimoli all'innovazione e alla sostituzione delle infrastrutture elettriche con maggiore anzianità di posa, caratterizzate da un maggior grado di obsolescenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno considerare, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto relativo alle immobilizzazioni a valutazione puntuale, le nuove vite utili regolatorie di cui al precedente punto 14.13, salvaguardando pertanto il sentiero di degrado degli investimenti determinati in via parametrica, già definito con deliberazione ARG/elt 199/11.

#### ***Ammortamento***

16.11 Ai fini della determinazione dei costi riconosciuti a copertura dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità ha confermato il medesimo approccio adottato nel precedente periodo di regolazione, che prevede:

- a) con riferimento alle immobilizzazioni valutate puntualmente di cui al punto 16.7, lettera a), la determinazione dell'ammortamento riconosciuto ai fini tariffari come rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile residua;
- b) con riferimento alle immobilizzazioni determinate parametricamente, di cui al punto 16.7, lettera b), la determinazione di un ammortamento in via parametrica sulla base del sentiero di evoluzione della quota annuale di ammortamento di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11.

16.12 L'ammortamento riconosciuto è inoltre incrementato per la quota annuale di ammortamento relativa al cd. "fondo pensione elettrici".

16.13 Inoltre, in coerenza con quanto riportato al punto 14.14 in materia di trattamento dei contributi, l'Autorità ha previsto che venga sottratta dalla quota di ammortamento riconosciuta la corrispondente quota di ammortamento relativa ai contributi.

#### ***Criteri per l'aggiornamento annuali dell'ammortamento***

16.14 Ai fini dell'aggiornamento annuale della quota a copertura degli ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari, l'Autorità, in sostanziale continuità con il precedente periodo regolatorio, ha confermato i medesimi criteri di aggiornamento previsti per il capitale investito riconosciuto, ed in particolare:

- a) con riferimento alle immobilizzazioni valutate puntualmente di cui al punto 16.7, lettera a), la determinazione dell'ammortamento riconosciuto ai fini tariffari come rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile residua.
- b) con riferimento alle immobilizzazioni determinate parametricamente, di cui al punto 16.7, lettera b), la determinazione di un ammortamento in via

parametrica sulla base del sentiero di evoluzione della quota annuale di ammortamento di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 199/11.

## **17 Specificità relative al servizio di misura**

### ***Costi di capitale riconosciuti relativi a punti di prelievo in AAT/AT/MT***

17.1 Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti in relazione a punti di prelievo alimentati in altissima, alta e media tensione, l'Autorità ha confermato le modalità di riconoscimento già adottate nel VPR prevedendo che il capitale investito riconosciuto sia determinato in funzione del costo storico rivalutato medio nazionale. Anche ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti l'Autorità fa riferimento al valore netto residuo delle immobilizzazioni, determinato a livello aggregato nazionale, e delle vite utili residue.

### ***Costi di capitale riconosciuti relativi a punti di prelievo in BT e a sistemi di telegestione***

17.2 Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale in relazione ai punti di prelievo alimentati in bassa tensione ed ai sistemi di telegestione, in coerenza con le scelte relative al servizio di distribuzione, riportate al precedente Capitolo 16, l'Autorità ha adottato modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

17.3 A tale scopo, l'Autorità ha previsto:

- a) per le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo, un regime di calcolo puntuale, basato sugli investimenti relativi a misuratori elettronici in bassa tensione effettivamente realizzati da ciascuna impresa;
- b) per le imprese diverse da quelle di cui al punto precedente, l'introduzione di criteri di riconoscimento parametrici, definiti in base a costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione della vetustà, applicati al numero di misuratori effettivamente installati e funzionanti.

17.4 L'Autorità ha inoltre confermato il meccanismo di integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici conformi ai requisiti di cui alla deliberazione n. 292/06, fino al 2027.

## **Sezione 3 Promozione selettiva degli investimenti**

### **18 Introduzione**

18.1 Coerentemente con gli obiettivi definiti nel proprio quadro strategico 2015-2018, l'Autorità ha investigato con il DCO 464/2015 la possibilità di introdurre logiche di tipo *output-based* per lo sviluppo selettivo degli investimenti di trasmissione, al fine di massimizzare l'utilità di tali investimenti per il sistema elettrico. I provvedimenti riguardanti gli investimenti per l'evoluzione delle reti di distribuzione in "Smart

*distribution systems*” sono stati inseriti nelle deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/EEL, alla cui relazione tecnica si rinvia.

- 18.2 Parallelamente l’Autorità ha disciplinato con la deliberazione 654/2015 il progressivo superamento della regolazione di tipo *input-based*, come descritto più in dettaglio nel successivo capitolo.
- 18.3 Da un lato, l’Autorità ha applicato il principio di salvaguardia degli effetti incentivanti già previsti nei precedenti periodi regolatori in cui gli investimenti sono stati completati, in particolare l’applicazione degli effetti incentivanti di premio e di penalità già previsti. Gli articoli 13 e 19 del TIT riguardano rispettivamente gli investimenti di distribuzione e di trasmissione.
- 18.4 Dall’altro lato, l’Autorità ha confermato la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di distribuzione vigenti nel precedente periodo regolatorio e la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal semi-periodo 2020-2023 (NPR2), prevedendo al contempo un meccanismo di incentivazione residua transitoria durante il semi-periodo 2016-2019 (NPR1), in una logica di gradualità, che è descritto nel successivo capitolo.

## **19 Investimenti nella rete di trasmissione nazionale**

### ***Superamento della regolazione input-based***

- 19.1 L’Autorità, dopo aver dettagliatamente analizzato gli effetti delle precedenti regolazioni sugli investimenti di trasmissione (DCO 446/2015) e aver valutato le risposte pervenute in esito a tale consultazione (DCO 544/2015), ha confermato il superamento della regolazione *input-based*. Per assicurare la necessaria gradualità, l’Autorità ha definito una incentivazione residua transitoria per il semi-periodo 2016-2019, corrispondente alla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito per i costi di investimento sostenuti fino al limite massimo pari al costo stimato (come approvato dall’Autorità): 1% per 12 anni.
- 19.2 Nella definizione del meccanismo transitorio l’Autorità ha accolto l’osservazione del gestore del sistema di trasmissione in merito al riferimento della regolazione alle opere piuttosto che agli interventi. Perciò il meccanismo transitorio per investimenti diversi dagli interventi strategici fa riferimento alle opere, mentre per gli altri investimenti si è mantenuta la granularità a livello di intervento, rispecchiando quanto già approvato con la deliberazione 40/2013/R/EEL.
- 19.3 Sulla base dei dati comunicati dal gestore del sistema di trasmissione (in larga parte mediante comunicazioni già previste e - laddove necessario - mediante specifiche richieste), l’Autorità approverà e pubblicherà entro giugno 2017 una lista di interventi di sviluppo (di seguito: I-NPR1) precedentemente inclusi negli investimenti di tipologia I=3 del precedente periodo regolatorio, con i costi stimati per ciascuna delle opere principali e delle eventuali opere accessorie, entro i limiti di costo degli interventi approvati con deliberazione 40/2013/R/EEL, e con la data obiettivo dell’intervento. Gli interventi sono inoltre soggetti a una serie di requisiti che intendono focalizzare l’incentivazione su interventi già “avviati”, ad esempio un

avanzamento economico o un avanzamento contrattuale di almeno il 25% dei costi stimati alla data del 31 dicembre 2015.

- 19.4 A seguito di una proposta del gestore del sistema di trasmissione entro il 31 gennaio 2017, l'Autorità approverà e pubblicherà inoltre - sempre entro giugno 2017 - una lista di opere di sviluppo (di seguito: O-NPR1) con loro denominazione nello schema di Piano di Sviluppo 2017, costo stimato (entro il limite del costo previsto nello schema di Piano 2015) e data obiettivo. Anche in questo caso, sono presenti una serie di requisiti che intendono da un lato focalizzare l'incentivazione su investimenti già in corso (ad esempio il decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ottenuto entro fine 2015) e dall'altro applicare una nuova metodologia di analisi costi benefici, cosiddetta CBA 2.0, per garantire la selezione di investimenti ad elevata utilità per il sistema.
- 19.5 La scelta di collocare temporalmente la proposta del gestore a gennaio 2017 (e la successiva definizione delle liste a metà 2017) è funzionale a sinergie con la predisposizione del Piano di Sviluppo 2017 e - come detto - all'applicazione della nuova metodologia di analisi costi benefici CBA 2.0, che si prevede venga definita con provvedimento dell'Autorità nel corso del 2016.
- 19.6 Infine, per favorire la tempestiva realizzazione degli investimenti, la maggiorazione del tasso di remunerazione non è riconosciuta in caso di entrata in esercizio più di sei mesi oltre la data obiettivo prevista per l'intervento o l'opera in esame.

### ***Promozione dell'efficienza***

- 19.7 L'Autorità ha affiancato il meccanismo di incentivazione residua transitoria durante il semi-periodo 2016-2019 con un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti per la medesima durata. In tale prospettiva, l'Autorità ha anche previsto il superamento del meccanismo di efficientamento dei costi compensativi e ambientali vigente nel precedente periodo regolatorio.
- 19.8 In particolare, il meccanismo per la promozione dell'efficienza prevede un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato (come approvato dall'Autorità) e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascun intervento di sviluppo I-NPR1 o a livello di ciascuna opera di sviluppo O-NPR1.
- 19.9 L'accertamento delle condizioni per l'erogazione del premio e la determinazione del relativo ammontare sono effettuati nell'anno successivo all'entrata in esercizio, con riferimento all'intero intervento strategico o all'intera opera O-NPR1. Qualora per un intervento I-NPR1 siano entrati in esercizio solo parte degli investimenti approvati, la determinazione del premio è effettuata entro il 31 dicembre 2020 con riferimento a tale parte.

## Sezione 4 Criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

### 20 Regolazione tariffaria del servizio di trasmissione

- 20.1 La struttura tariffaria del servizio di trasmissione è articolata nelle seguenti due componenti, che permettono di raccogliere il gettito necessario alla copertura dei costi del servizio di trasmissione da parte dei clienti finali e, per mezzo delle imprese distributrici, trasferirlo al gestore del sistema di trasmissione:
- a) componente *CTR*, applicata dal gestore del sistema di trasmissione alle imprese distributrici;
  - b) componente *TRAS*, applicata dalle imprese distributrici ai clienti finali.

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

- 20.2 Con riferimento alla componente tariffaria applicata dal gestore del sistema di trasmissione alle imprese distributrici, l'Autorità ha introdotto (rif. articolo 14 del TIT), a decorrere dall'anno 2016, una struttura tariffaria binomia della componente *CTR*, espressa in potenza ed energia, applicata ai prelievi nei punti di interconnessione tra la *RTN* e le reti di distribuzione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, assimilati a punti di interconnessione). L'Autorità ritiene infatti che una struttura tariffaria binomia sia più coerente con la struttura dei costi del servizio di trasmissione, riconducibili prevalentemente alla capacità di trasmissione resa disponibile e che, inoltre, l'attribuzione di una quota preponderante dei costi riconosciuti in potenza renda più stabile il flusso di ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari.
- 20.3 L'Autorità ha previsto in particolare di attribuire alla componente tariffaria in potenza, *CTR<sub>p</sub>*, una quota dei costi riconosciuti pari al 90%, coerente con la struttura dei costi del gestore, prevalentemente fissi.
- 20.4 Per la definizione della componente in potenza relativa all'anno 2016, l'Autorità ha considerato, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili (per la componente *CTR<sub>p</sub>* relativa al 2016, sono state considerate le potenze massime registrate a consuntivo nel periodo novembre 2014 – ottobre 2015, complessivamente pari a 53,92 GW), considerando flussi di prelievi di energia dalla *RTN* il più possibile oggettivi e stabili nel tempo e pertanto prevedendo che la potenza venga determinata a livello aggregato di cabina primaria, e considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla *RTN*, senza applicazione dei fattori di perdita per riportare l'energia dai punti di misura ai punti di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione. Tale grandezza, agevole da calcolare attraverso i dati delle curve di prelievo in possesso sia del gestore della *RTN* che delle imprese distributrici, è determinabile attraverso un criterio univoco per tutti i punti di interconnessione e, allo stesso tempo, rappresenta una sufficiente approssimazione della potenza tecnica disponibile nei punti di interconnessione.
- 20.5 La componente *CTR<sub>p</sub>*, espressa in centesimi di euro/kW, è applicata alla potenza di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione definita come media dei valori massimi delle potenze prelevate dalle imprese distributrici dai punti di interconnessione con la *RTN* in ciascuno degli ultimi 12 mesi disponibili al momento della determinazione

- tariffaria, in analogia alla potenza di interconnessione considerata come *driver* tariffario, eliminando in tal modo il rischio volume connesso alla variabilità della potenza.
- 20.6 Per la determinazione della componente in energia l’Autorità ha considerato, quale *driver*, i volumi di energia di riferimento degli ultimi 12 mesi consuntivati (per la componente  $CTR_E$  relativa al 2016, sono stati considerati i volumi registrati a consuntivo nel periodo novembre 2014 – ottobre 2015, complessivamente pari a 242.905,62 GWh). L’Autorità ha inoltre previsto di valutare, nel corso del NPR1, l’opportunità di introdurre l’utilizzo di dati previsivi, coerenti con quelli utilizzati nell’ambito dei Piani di sviluppo del gestore del sistema di trasmissione, in luogo dei dati consuntivi, al fine di responsabilizzare maggiormente il gestore in relazione all’accuratezza della stima della domanda rilevante ai fini delle decisioni di ulteriore sviluppo della rete.
- 20.7 La componente tariffaria in energia  $CTR_E$ , espressa in centesimi di euro/kWh, è applicata, in continuità con il precedente periodo di regolazione, in relazione all’energia elettrica netta:
- a) prelevata dalle imprese distributrici dalla *RTN*;
  - b) immessa nella rete di distribuzione nei punti di interconnessione virtuale alla *RTN*, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti.
- 20.8 L’Autorità ha inoltre previsto che i *driver* per la determinazione delle componenti tariffarie in potenza ed in energia siano aggiornati annualmente sulla base dei dati degli ultimi 12 mesi consuntivati, al fine di ridurre l’esposizione del gestore al rischio volume e, per quanto riguarda la componente in potenza, per tenere conto della cessazione dei punti di interconnessione nonché della realizzazione di nuovi punti.
- 20.9 L’introduzione della componente *CTR* binomia, articolata come sopra descritto, neutralizzando il rischio legato ad oscillazioni della potenza e lasciando in capo al gestore esclusivamente il rischio di volume sulla componente in energia (a copertura del 10% della quota di ricavi), ha consentito di superare il meccanismo di perequazione dei ricavi di trasmissione di cui all’articolo 16 del TIT 2012-2015 che, si ricorda, sterilizzava il rischio volume in capo al gestore al netto di una franchigia pari allo 0,5%.
- 20.10 Infine l’Autorità, per garantire ai gestori un sufficiente intervallo temporale per adeguare i sistemi informativi al fine di poter gestire la fatturazione della componente *CTR* binomia, ha previsto la possibilità di applicare, fino al mese di giugno 2016, la componente *CTR* monomia in acconto.

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

- 20.11 In continuità con l’impostazione adottata nei precedenti periodi regolatori, l’Autorità ha confermato l’impostazione di porre i costi relativi al servizio di trasmissione a carico dei soli punti di prelievo.
- 20.12 L’Autorità ha inoltre confermato la struttura e l’articolazione della tariffa a copertura dei costi di trasmissione applicata ai punti di prelievo dei clienti finali (componente *TRAS* di cui all’articolo 7 del TIT) introdotta nel precedente periodo di regolazione, prevedendo in particolare:

- a) per gli utenti BT e MT (ad esclusione delle utenze domestiche le cui tariffe sono disciplinate dall'articolo 30 del TIT), una componente *TRAS* monomia, espressa in energia e differenziata per livello di tensione in funzione delle perdite di rete, applicata all'energia elettrica prelevata;
  - b) per gli utenti AT e AAT, una componente *TRAS* binomia, espressa in potenza e energia; la componente tariffaria in potenza (*TRAS<sub>P</sub>*) è applicata alla potenza impegnata nei punti di prelievo dei clienti finali, mentre quella in energia (*TRAS<sub>E</sub>*), differenziata per livello di tensione in funzione delle perdite di rete, è applicata all'energia elettrica prelevata.
- 20.13 La componente *TRAS* binomia per i clienti in AT/AAT è determinata sulla base del principio di isogettito rispetto all'applicazione della componente *TRAS* monomia, e cioè garantendo, attraverso l'applicazione della componente in potenza e della componente in energia, l'equivalenza di gettito rispetto all'applicazione della componente *TRAS* monomia ai medesimi clienti connessi in AT/AAT.
- 20.14 La componente in potenza *TRAS<sub>P</sub>* è determinata come rapporto tra:
- a) la quota parte del gettito di trasmissione allocato ai clienti finali in AT/AAT attribuito in quota potenza, determinata in coerenza con la quota di ricavo di riferimento di trasmissione attribuita in potenza (cfr. paragrafo 20.3);
  - b) la potenza impegnata dai medesimi clienti finali, determinata come media, calcolata su dodici mesi, della potenza impegnata in ciascun mese dell'anno *t-2* rispetto all'anno tariffario, per ognuno dei punti di prelievo dei clienti finali connessi in AT/AAT; per la componente *TRAS<sub>P</sub>* relativa al 2016 è stata considerata una potenza media impegnata pari a 10,91 GW.
- 20.15 In continuità con il precedente periodo di regolazione, la medesima componente *TRAS*, articolata secondo quanto sopra indicato, viene applicata anche con riferimento alle imprese distributrici sottese, sulla base del livello di tensione del punto di consegna tra impresa distributrice principale e impresa distributrice sottesa.

## **21 Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione**

- 21.1 La regolazione tariffaria del servizio di distribuzione prevede un impianto basato sul disaccoppiamento della tariffa effettivamente applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici con conseguenti esigenze di perequazione; rispetto al precedente periodo è stata superata la distinzione tra tariffe a copertura dei costi delle infrastrutture di rete e tariffe a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione.
- 21.2 In merito all'allocatione dei costi riconosciuti alle tipologie contrattuali, ai fini della determinazione delle rispettive tariffe di riferimento, l'Autorità ha previsto di procedere in continuità con il passato, adottando i medesimi coefficienti di ripartizione dei costi riconosciuti tra le tipologie contrattuali.
- 21.3 Ai fini della fissazione del livello dei parametri tariffari iniziali della tariffa di riferimento per l'anno 2016, il complesso dei costi riconosciuti per il servizio di distribuzione sarà assegnato alle differenti tipologie di contratto in funzione della

quota del gettito tariffario riferito all'anno 2014 imputato a ciascuna delle medesime tipologie.

- 21.4 Contestualmente, con la deliberazione 654/2015, l'Autorità ha altresì stabilito di procedere, entro il 31 dicembre 2017, alla revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie contrattuali.

### ***Tariffa di riferimento***

- 21.5 Per il NPR1 l'Autorità ha confermato la struttura delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione già adottata in relazione al VPR che prevede la definizione di componenti fisse, espresse in centesimi di euro per punto di prelievo per anno<sup>29</sup>, differenziate per livello di tensione e per impresa distributrice.
- 21.6 L'Autorità ha altresì previsto che, per il NPR1, le tariffe di riferimento riflettano sia i costi relativi alla gestione del servizio di rete sia i costi di commercializzazione (precedentemente oggetto di separato riconoscimento tramite la tariffa di riferimento *TVI(cot)*), dando seguito all'ipotesi di superamento della differenziazione dei corrispettivi in funzione delle modalità di erogazione del servizio di maggior tutela, in ottica di semplificazione amministrativa ed in vista dell'abbandono del regime di tutela.

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

- 21.7 Ai fini della determinazione delle tariffe obbligatorie, giova osservare preliminarmente che la definizione delle tariffe obbligatorie per i punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici è oggetto del procedimento avviato con deliberazione 204/2013<sup>30</sup>.
- 21.8 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014 e conclusosi con l'adozione della deliberazione 654/2015, oggetto della presente relazione, ai fini della determinazione delle tariffe obbligatorie sono state considerate ipotesi di regolazione limitatamente alle tipologie di utenti non domestici.
- 21.9 In merito, l'Autorità ha confermato la struttura delle tariffe obbligatorie da applicarsi ai punti di prelievo nella titolarità di clienti non domestici, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sotto-tipologie tariffarie individuate come significative sulla base della potenza impegnata.
- 21.10 In tema di tariffe per usi di ricarica di veicoli elettrici, l'Autorità ha dato corso alle ipotesi contenute nel DCO 446/2015 prevedendo che:
- a) sia mantenuta la tariffa per l'alimentazione in via esclusiva delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici in bassa tensione, precisando che l'alimentazione di infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici possa avvenire anche in via non esclusiva, utilizzando a tale scopo parte dell'energia prelevata dall'utente nei punti di prelievo per altri usi in bassa tensione;
  - b) sia mantenuta l'impostazione del VPR che non prevede una tariffa dedicata per le utenze in media tensione per l'alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

---

<sup>29</sup> Fanno eccezione le utenze per usi di illuminazione pubblica, per le quali la tariffa di riferimento è espressa in centesimi di euro/kWh.

<sup>30</sup> Per maggiori dettagli relativi alla struttura delle tariffe obbligatorie per i clienti domestici si rimanda a quanto riportato nella relazione AIR allegata alla deliberazione 582/2015.



### Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

- 21.11 Per il NPR1, in relazione alla determinazione dei corrispettivi da applicare nel caso di prelievi di energia reattiva, l'Autorità ha ritenuto di dare attuazione, a valere dall'1 gennaio 2016, alla riforma dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva in media e bassa tensione da parte dei clienti finali non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, prevista dalla deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 180/2013).
- 21.12 Giova ricordare che una quota parte dei ricavi ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva (pari all'80%) concorre alla determinazione dei ricavi effettivi relativi al servizio di distribuzione considerati ai fini del meccanismo di perequazione di cui all'articolo 33 del TIT.
- 21.13 In relazione ai prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, ai transiti nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, nonché tra i punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'Autorità ha confermato la regolazione vigente nel VPR in relazione ai corrispettivi applicati, alla destinazione degli importi derivanti dalla loro applicazione, ed ai limiti del fattore di potenza, in attesa della conclusione delle analisi, disposte dalla medesima deliberazione 180/2013 in relazione alle modalità di allocazione dei costi ad imprese distributrici e clienti finali.

## **22 Regolazione tariffaria del servizio di misura**

- 22.1 Per il NPR1 l'Autorità ha previsto un sistema tariffario per il servizio di misura caratterizzato dalla presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai punti di prelievo e un meccanismo di perequazione tramite il quale redistribuire alle imprese la quota parte dei ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale relativi all'installazione-manutenzione di misuratori elettronici in bassa tensione alle sole imprese che abbiano effettivamente sostenuto tali investimenti.
- 22.2 In relazione alla struttura tariffaria, l'Autorità ha confermato la struttura monomia (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno<sup>31</sup>) dei corrispettivi applicati ai punti di prelievo, procedendo contestualmente, in considerazione dell'esiguità dei valori, ad accorpate gli elementi delle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla raccolta, registrazione e validazione dei dati di misura.
- 22.3 In relazione al corrispettivo a copertura dei costi di installazione dei misuratori verrà mantenuto il dettaglio relativo alla quota parte a copertura dei costi di capitale necessario ai fini dell'applicazione del meccanismo di perequazione di cui al precedente punto 22.1.

---

<sup>31</sup> Fanno eccezione le utenze per usi di illuminazione pubblica e per ricarica dei veicoli elettrici, per le quali la tariffa di riferimento è espressa in centesimi di euro/kWh.

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

### ***Introduzione***

- 23.1 Con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per il NPR1, il TIT prevede il mantenimento dei preesistenti meccanismi di perequazione relativi alla:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
  - b) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
  - c) perequazione dei costi di trasmissione;
  - d) perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione.

### ***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione***

- 23.2 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, di cui all'articolo 33 del TIT, garantisce alle imprese il conseguimento dei ricavi ammessi dalle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione di cui al comma 8.1 del TIT.
- 23.3 Il saldo di tale meccanismo è ottenuto confrontando il ricavo derivante dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di cui all'articolo 9 del TIT (calcolati considerando anche i prelievi delle imprese distributrici terze connesse alle proprie reti e al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali), nonché dal ricavo derivante dall'applicazione convenzionale della tariffa obiettivo D1 di cui all'articolo 29 del TIT (al netto dell'elemento  $\sigma_1(mis)$  e dell'elemento  $\sigma_3(tras)$ ), con i ricavi ammessi derivanti dall'applicazione delle componenti tariffarie delle tariffe di riferimento di cui al comma 8.1 del TIT.
- 23.4 Ai sensi del comma 33.2 del TIT, il suddetto ammontare di perequazione è maggiorato dei minori ricavi, calcolati applicando all'energia elettrica destinata agli usi propri di trasmissione e distribuzione la componente *TRAS* di cui all'Articolo 7 e, limitatamente alle imprese distributrici non direttamente connesse alla RTN, la tariffa obbligatoria di cui all'articolo 9 per il servizio di distribuzione.

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

- 23.5 Il meccanismo di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 è disciplinato dall'articolo 34 del TIT.
- 23.6 Anche per il NPR1, l'Autorità ha fissato, da un lato, una tariffa obiettivo (tariffa D1) che definisce implicitamente, a livello nazionale, il ricavo ammesso conseguibile dall'applicazione delle tariffe ai clienti domestici, dall'altro, le tariffe obbligatorie D2 e D3 che tutte le imprese distributrici sono tenute ad applicare ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali domestici.
- 23.7 La differente articolazione delle tariffe obbligatorie rispetto a quella della tariffa obiettivo D1, nonché le specifiche caratteristiche dei clienti domestici a cui le tariffe D2 e D3 sono applicate, comportano esigenze di perequazione.
- 23.8 Mediante tale meccanismo vengono pertanto perequate le differenze tra i ricavi che l'impresa ha effettivamente conseguito dall'applicazione (senza sconti e abbuoni) delle tariffe D2 e D3 e i ricavi che l'impresa avrebbe conseguito se avesse effettivamente applicato le componenti tariffarie previste dalla tariffa D1.

### ***Perequazione dei costi di trasmissione***

- 23.9 Con riferimento ai costi della trasmissione, l’Autorità ha confermato il meccanismo di perequazione che garantisce alle imprese distributrici che il costo sostenuto in relazione al servizio di trasmissione sia passante. In particolare, annualmente è riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice un ammontare di perequazione pari alla differenza tra il costo sostenuto per il servizio di trasmissione, derivante dall’applicazione della componente *CTR* applicata da Terna nei punti di interconnessione tra la *RTN* e le reti di distribuzione, ed il ricavo ottenuto dall’applicazione della componente *TRAS* applicata ai clienti finali.
- 23.10 Al fine di evitare consistenti squilibri finanziari in capo alle imprese distributrici dovuti all’introduzione della struttura binomia della componente *CTR*, l’Autorità ha previsto che i criteri applicativi dei meccanismi di perequazione contengano, anche con riferimento alle partite di perequazione relative ai corrispettivi di trasmissione, meccanismi di perequazione in acconto, con cadenza bimestrale in corso d’anno, come già introdotti nel precedente periodo di regolazione per le altre partite di perequazione.

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

- 23.11 Il mantenimento della struttura e dell’articolazione delle tariffe di misura implica il mantenimento di meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione già attivo nei precedenti periodi e finalizzato ad attribuire la remunerazione prevista per gli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione alle sole imprese che ne hanno effettivamente sostenuto i costi.
- 23.12 Per il NPR1 tale meccanismo di perequazione ingloba anche il meccanismo di integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, per il quale nel VPR era previsto uno specifico meccanismo<sup>32</sup>.

## **24 Meccanismi di promozione delle aggregazioni**

- 24.1 Con riferimento ai meccanismi economici specifici per la promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici, l’Autorità ha previsto l’introduzione di criteri parametrici per la correzione del valore tariffario degli *asset*, da attivare in occasione dell’aggregazione di più imprese distributrici, in coerenza con le soluzioni già adottate nell’ambito della distribuzione gas.
- 24.2 La definizione dei criteri e le modalità di applicazione dei meccanismi di promozione delle aggregazioni saranno definiti con successivo provvedimento, tenendo conto (ove ritenuto opportuno) delle specificità segnalate nel corso della consultazione in relazione ai processi di ristrutturazione del settore della distribuzione previsti da norme di rango primario.

---

<sup>32</sup> Si veda l’articolo 15 dell’Allegato B alla deliberazione ARG/elt 199/11.

## **25 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione**

- 25.1 In relazione alle condizioni economiche per il servizio di connessione l'Autorità ha sostanzialmente confermato lo schema di regolazione vigente nel precedente periodo di regolazione e dettagliato al precedente capitolo 5, prorogando altresì il regime transitorio per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad essi pertinenti fino al 31 dicembre 2017 disciplinato dalla deliberazione 29 dicembre 2014, 610/2014/R/EEL.
- 25.2 Con la deliberazione 654/2015, l'Autorità ha altresì previsto che contestualmente alla proroga di cui al precedente punto, sia disposto l'avvio di approfondimenti con le imprese distributrici volti ad accertare lo stato di attuazione delle disposizioni relative alla realizzazione di impianti di rete di tipo permanente per l'alimentazione di punti di prelievo destinati a connessioni temporanee.

## **Sezione 5 Altre disposizioni**

### **26 Ulteriori attività previste nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 483/2014**

- 26.1 Con l'adozione della deliberazione 654/2015, l'Autorità, nell'approvare la regolazione tariffaria relativa agli anni 2016-2019, ha altresì rinviando l'adozione di decisioni in relazione ad alcuni temi, di seguito elencati, per i quali risulta necessario disporre ulteriori analisi, anche tramite specifiche fasi di consultazione,
- 26.2 In particolare, l'articolo 4 della citata deliberazione 654/2015 prevede che l'Autorità, con successivi provvedimenti:
- a) entro il 31 luglio 2016:
    - determini le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi per il servizio di misura per le imprese che servano oltre 100.000 punti di prelievo;
    - definisca criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo, sia in relazione al servizio di distribuzione, sia in relazione al servizio di misura;
    - definisca criteri parametrici per la correzione del valore degli *asset* da attivare in occasione dell'aggregazione di imprese distributrici;
    - proceda alla razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, anche tenendo conto dei nuovi requisiti funzionali del contatore di seconda generazione che l'Autorità deve definire ai sensi dell'articolo 9, comma 3 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo n. 102/14);
  - b) entro il 31 dicembre 2016, definisca la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione;
  - c) entro il 28 febbraio 2017, proceda alla determinazione in via definitiva delle tariffe di riferimento per l'anno 2016 a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e misura per le imprese che servano oltre 100.000 punti di

prelievo, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi, relativi all'anno 2015;

- d) entro il 31 luglio 2017, proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, con contestuale adeguamento delle norme relative alla localizzazione del punto di misura nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
- e) entro il 31 dicembre 2017:
  - proceda all'eventuale revisione dei criteri per la regolazione delle connessioni delle utenze temporanee, in esito agli approfondimenti che dovranno essere svolti con le imprese distributrici;
  - proceda all'a revisione dei criteri di allocazione dei costi riconosciuti alle tipologie di utenza.

26.3 Il comma 4.11 della medesima deliberazione 654/2015 stabilisce infine che con successivo provvedimento l'Autorità proceda ad integrare le disposizioni applicative in materia di oneri generali di sistema in relazione a forte consumo di energia elettrica, tenendo conto degli esiti del procedimento di verifica da parte della Commissione Europea della compatibilità delle misure istitutive delle agevolazioni alle medesime imprese con la normativa comunitaria in materia di aiuti di Stato.

## **27 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva**

27.1 Con la deliberazione 180/2013, l'Autorità ha approvato i criteri per la regolazione tariffaria dei prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in media e bassa tensione, la cui applicazione è stata disposta a decorrere dall'anno 2016.

27.2 Tale decorrenza ha trovato motivazione nell'esigenza di garantire tempi sufficienti per l'adeguamento degli impianti dei clienti, nonché dei sistemi di misura e fatturazione degli operatori di rete. La deliberazione 654/2015 ha recepito tali criteri e conseguentemente definito i relativi corrispettivi, a valere dal 1 gennaio 2016.

27.3 L'autorità ha inoltre sottolineato la necessità di svolgere successivamente i necessari approfondimenti per la fissazione delle regole da applicare ai prelievi di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, ai transiti di energia reattiva nei punti di interconnessioni tra reti e alle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo, in quanto gli effetti dei transiti di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione determinano l'esigenza di individuare criteri per la loro regolamentazione in generale differenti rispetto alle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

27.4 In ordine ai criteri alla base del provvedimento, si sottolinea che la gestione della potenza reattiva è un fenomeno tipicamente locale, con ripercussioni sull'intero sistema elettrico in ordine all'utilizzo della capacità di trasporto disponibile ed alle perdite di rete e che, al fine di minimizzare l'impatto derivante dagli assorbimenti di potenza reattiva, il sistema tariffario può svolgere un ruolo importante nel fornire i corretti segnali di prezzo per favorire l'efficienza del sistema e che, per garantire un'efficiente allocazione delle risorse, i corrispettivi devono essere costruiti in modo da riflettere i costi.

- 27.5 Pertanto l’Autorità, nel definire l’attuale regolamentazione dei prelievi di reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione, ha inteso perseguire i seguenti obiettivi:
- adottare corrispettivi per prelievi di potenza reattiva che riflettano i costi;
  - favorire la minimizzazione dei costi del sistema elettrico, anche mediante il rifasamento dei prelievi di energia elettrica da parte dei clienti finali;
  - garantire la trasparenza degli schemi tariffari adottati;
  - favorire una redistribuzione dei benefici del rifasamento tra i clienti finali;
  - garantire la semplicità amministrativa.
- 27.6 Allo scopo, sono stati introdotti alcuni vincoli ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali<sup>33</sup> connessi in media tensione ed in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, anche tenendo conto di possibili criticità di rete:
- livello minimo del fattore di potenza istantaneo<sup>34</sup> in corrispondenza del massimo carico per prelievi nei periodi di alto carico pari a 0,9<sup>35</sup>;
  - livello minimo del fattore di potenza medio mensile pari a 0,7<sup>36</sup>;
  - non consentita l’immissione in rete di energia reattiva.
- 27.7 In relazione ai corrispettivi, l’Autorità ha ritenuto di calcolare gli addebiti per prelievi di energia reattiva sulla base dei dati medi riferiti alle singole fasce orarie e non a intervalli orari, considerando i prelievi di energia reattiva che avvengono con fattore di potenza medio per fascia mensile inferiore a 0,95<sup>37</sup> rispetto al valore di 0,9 precedentemente in vigore, penalizzando ulteriormente i prelievi di energia reattiva che avvengono con fattore di potenza inferiore a 0,8<sup>38</sup>.
- 27.8 In merito alla destinazione delle partite economiche raccolte in esito all’applicazione dei corrispettivi tariffari per prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali in bassa e media tensione, una quota pari all’80% del ricavo conseguito concorre alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi per il servizio di distribuzione, mentre una quota pari al 20% del ricavo conseguito spetta all’impresa distributrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete.
- 27.9 Nelle more della definizione della regolamentazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, dei transiti di energia reattiva tra le reti di distribuzione e tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, l’Autorità ha confermato per tali ambiti la regolazione vigente nel precedente periodo regolatorio.

---

<sup>33</sup> Come definito nell’Allegato A alla deliberazione 654/2015, il cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l’attività di distribuzione e che preleva l’energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private.

<sup>34</sup> Il termine “istantaneo” corrisponde all’intervallo temporale utilizzato dal misuratore per la rilevazione dell’energia elettrica, di norma pari a 15 minuti.

<sup>35</sup> Energia reattiva prelevata pari al 50% dell’energia attiva prelevata.

<sup>36</sup> Energia reattiva prelevata pari al 100% dell’energia attiva prelevata.

<sup>37</sup> Energia reattiva prelevata superiore al 33% dell’energia attiva prelevata.

<sup>38</sup> Energia reattiva prelevata superiore al 75% dell’energia attiva prelevata.

## **28 Modalità di rettifica dei dati tariffari**

- 28.1 Con riferimento alle modalità di trattamento delle richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali, l’Autorità in coerenza con le modalità di trattamento delle rettifiche patrimoniali adottate con riferimento alla distribuzione gas, ha previsto che:
- a) le modalità di richiesta siano definite con apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Unbundling e Certificazioni;
  - b) le rettifiche siano accettate:
    - i. con decorrenza dall’anno tariffario cui è riferibile l’errore qualora le rettifiche comportino vantaggi per il cliente finale;
    - ii. a partire dall’anno tariffario successivo a quello in cui è stata effettuata la rettifica, qualora le rettifiche comportino vantaggi per l’impresa.
- 28.2 L’Autorità ha altresì previsto che le richieste di rettifica di cui al precedente punto 28.1 comportino l’applicazione di un’indennità amministrativa posta a carico dell’impresa richiedente la rettifica, di ammontare pari all’1% della variazione dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica, con un minimo fissato pari a Euro 1.000 (mille) e che la medesima indennità sia versata sul conto di gestione di cui all’articolo 54 del TIT, alimentato dalla componente  $UC_3$ .

## **29 Regimi tariffari speciali al consumo**

- 29.1 L’Autorità ha operato una razionalizzazione delle disposizioni che nel precedente TIT erano organizzate sotto il Titolo di “Regimi tariffari al consumo”.
- 29.2 In particolare, si è provveduto a distinguere più chiaramente la regolazione del regime tariffario riconosciuto ai sensi del DPR n. 730/1963 alla società RFI-Rete Ferroviaria Italiana (a partire dal 1 gennaio 2010, unico soggetto che gode di un regime tariffario speciale al consumo), da altre disposizioni riguardanti applicazioni particolari delle componenti  $A$  e  $UC$ .
- 29.3 La regolazione del primo è stata inserita in una parte a se stante (Parte IV del TIT), mentre il resto è stato incluso nell’articolo relativo alla fissazione delle componenti  $A$  e  $UC$  (cfr articolo 39 del TIT) o nella parte relativa all’applicazione delle componenti tariffarie  $A$  e  $UC$  nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e di sistemi di distribuzione chiusi (cfr Parte VI del TIT).
- 29.4 In relazione al regime tariffario speciale della società RFI-Rete Ferroviaria Italiana, la regolazione relativa all’applicazione delle componenti tariffarie  $A$  e  $UC$  è stata aggiornata al fine di tener conto dei recenti sviluppi normativi introdotti dal decreto-legge n. 91/14.
- 29.5 L’articolo 29 del medesimo decreto-legge n. 91/14 prevede infatti che il regime tariffario al consumo di RFI - Rete Ferroviaria Italiana Spa, sia applicato a decorrere dall’1 gennaio 2015 ai soli consumi di energia elettrica impiegati per i trasporti rientranti nel servizio universale e per il settore del trasporto ferroviario merci.
- 29.6 Sono state modificate conseguentemente le modalità di calcolo del parametro  $OG$  ai fini di tener conto dei nuovi limiti imposti dalla disposizione di cui al precedente punto, regolando il trattamento, al fine dell’applicazione delle componenti tariffarie  $A$  e  $UC$ , dei consumi eccedenti i medesimi limiti.

### 30 Prestazioni patrimoniali imposte

- 30.1 In relazione alle prestazioni patrimoniali imposte, l'Autorità ha sostanzialmente confermato l'impianto vigente nel precedente periodo di regolazione, provvedendo solo ad operazioni di razionalizzazione/aggiornamento in relazione a recenti sviluppi normativi e di regolazione.
- 30.2 È stata pertanto aggiornata la regolazione dell'esazione delle componenti *A* e *UC*, conformemente alle disposizioni del Codice di rete distribuzione (cfr. articoli da 41 a 45 del TIT), nonché dell'esazione degli importi destinati al *Fondo per eventi eccezionali* e al *Fondo utenti MT* conformemente alle disposizioni del TIQE 2016-2023 (cfr. articoli 46 - 47 del TIT).
- 30.3 Sono state aggiornate le disposizioni in merito alla gestione dei flussi finanziari della componente  $A_3$  (cfr articolo 50 del TIT), per tener conto:
- delle modalità di finanziamento del GSE ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014;
  - dei recenti sviluppi della regolazione in relazione agli incentivi alle fonti rinnovabili;
  - della necessità di individuare misure orientate alla minimizzazione degli oneri finanziari posti in capo al sistema elettrico e alla stabilizzazione delle componenti tariffarie applicate.
- 30.4 Sempre in relazione al conto alimentato dalla componente  $A_3$ , è stato aggiornato e razionalizzato l'elenco degli oneri che gravano sul medesimo conto (cfr. articolo 50 del TIT).
- 30.5 È stato altresì previsto che, a valere dall'1 gennaio 2016:
- sia abrogata la componente  $A_6$  di cui al comma 38.2, lettera e) del TIT 2012-2015;
  - sia abrogato il *Conto oneri per i certificati verdi*, di cui al comma 47.1, lettera j) del TIT 2012-2015, trasferendo le eventuali liquidità finanziarie ancora rinvenienti su tale conto, nonché gli eventuali crediti/debiti nei confronti di altri conti di gestione al *Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate*, di cui al comma 48.1 lettera b) del TIT.
  - sia abrogato il *Conto oneri per la gradualità* di cui al comma 47.1, lettera r) del TIT 2012-2015, trasferendo le eventuali liquidità finanziarie ancora rinvenienti su tale conto, nonché gli eventuali crediti/debiti nei confronti di altri conti di gestione al *Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione*, di cui al comma 48.1 lettera o) del TIT.
  - in ragione della soppressione del *Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informativo Integrato* di cui al comma 47.1, lettera t) del TIT 2012-2015 disposta dalla deliberazione 486/2014/R/COM, che le ulteriori movimentazioni residue registrate dopo la data del 30 marzo 2015, siano destinate al *Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico* (oggi Cassa per i servizi energetici e ambientali), di cui al comma 48.1, lettera j) del TIT.
- 30.6 L'Autorità ha temporaneamente espunto tutte le disposizioni applicative in materia di oneri generali di sistema in relazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica, in attesa degli esiti del procedimento di verifica da parte della Commissione Europea della compatibilità delle misure istitutive delle agevolazioni alle medesime imprese



con le norme europee in materia di aiuti di Stato (comma 4.11 della deliberazione 654/2015).

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

- 31.1 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014, l'Autorità ha formulato ipotesi di regolazione finalizzate alla razionalizzazione della regolazione della misura dell'energia elettrica, al fine di completarla nelle parti mancanti e di uniformarla, superando tra l'altro l'attuale distinzione tra misura dell'energia elettrica immessa, prelevata o prodotta e ricomprendendo tutte le disposizioni regolatorie in materia, oggi frammentate in una serie di provvedimenti, all'interno di un unico testo integrato.
- 31.2 In particolare, nell'ambito del DCO 446/2015 e del DCO 544/2015 sono stati affrontati, tra l'altro, i seguenti temi principali:
- a) integrazione della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con la misura dell'energia elettrica prodotta;
  - b) responsabilità delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica;
  - c) misura dell'energia elettrica consumata.

#### ***Integrazione della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con la misura dell'energia elettrica prodotta***

- 31.3 È stata consultata l'introduzione del concetto di "punto di misura" svincolato dal punto di connessione e definibile come il punto fisico di una rete elettrica o di un impianto d'utenza nel quale dovrebbe essere installata un'apparecchiatura di misura affinché sia possibile rilevare il dato di misura necessario per l'applicazione delle disposizioni normative e regolatorie vigenti. Solo ove non sia tecnicamente possibile installare i misuratori in corrispondenza del punto di misura, il dato di misura da utilizzare ai fini regolatori può essere determinato tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati effettivamente rilevati.
- 31.4 Il punto di misura, a sua volta, può essere di tipo diverso: esso infatti può essere un punto di misura di scambio (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica prelevata o immessa), oppure un punto di misura di generazione (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica prodotta), oppure un punto di misura di consumo (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica consumata). L'introduzione del concetto di punto di misura consente anche di applicare le tariffe di misura in maniera più coerente con il servizio effettivamente erogato, evitando di riferirsi esclusivamente al punto di connessione.
- 31.5 In relazione a tali aspetti, non sono pervenute osservazioni di rilievo e, pertanto, l'Autorità ha confermato nel DCO 544/2015 le ipotesi avanzate che non richiedono ulteriori approfondimenti.

#### ***Responsabilità delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica.***

- 31.6 Ferme restando le responsabilità già attualmente definite e per le quali non sono state prospettate future variazioni, è stata consultata una revisione delle responsabilità delle

- attività afferenti la misura dell'energia elettrica nel caso di utenti sulla rete rilevante (definita come l'insieme della *RTN*, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla *RTN* in almeno un punto di interconnessione), valutando la possibilità che, in tali casi:
- a) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo ai gestori di rete (non necessariamente l'impresa distributrice) nel caso di punti di misura di prelievo, mentre sia in capo ai produttori nel caso di punti di misura di immissione e di generazione;
  - b) la responsabilità della gestione delle misure sia in capo al gestore del sistema di trasmissione nazionale.
- 31.7 È stata anche consultata una revisione delle responsabilità delle attività relative alla misura nel caso di interconnessioni tra la rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione prevedendo, in particolare che:
- a) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo all'impresa distributrice;
  - b) la responsabilità della gestione delle misure sia in capo al gestore del sistema di trasmissione nazionale.
- 31.8 Tali orientamenti consentono di attribuire al gestore del sistema di trasmissione nazionale anche la piena responsabilità della gestione di tutte le misure necessarie a individuare la quantità di energia elettrica scambiata tra la rete di trasmissione nazionale e le altre reti elettriche, anche per il tramite di algoritmi a partire dai dati di misura disponibili, evitando al tempo stesso nuove installazioni massive di misuratori in corrispondenza dei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione.
- 31.9 In relazione a tali aspetti, dalle osservazioni pervenute in esito alla consultazioni è emerso che:
- a) alcuni soggetti interessati (imprese distributrici e associazioni) hanno sollevato criticità in merito alla previsione di attribuire al gestore del sistema di trasmissione nazionale, in luogo delle imprese distributrici, la responsabilità della gestione dei dati di misura nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e *RTN*, ferma restando la responsabilità dell'installazione e manutenzione in capo alle imprese distributrici. Ciò poiché spesso i misuratori sono posizionati all'interno dell'edificio servizi delle cabine primarie di proprietà del distributore e i trasformatori di tensione e di corrente sono posti sul lato MT del trasformatore AT/MT e, talvolta, in comune con le protezioni di macchina e di montante. Inoltre, l'inserimento di un ulteriore soggetto nella filiera di misura potrebbe generare contestazioni tra parti;
  - b) il gestore del sistema di trasmissione nazionale ha ritenuto invece condivisibile il passaggio di responsabilità, in via definitiva, della gestione dei dati di misura nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e *RTN*, nonché nei punti di misura afferenti a utenze connesse alla rete rilevante.
- 31.10 Nell'ambito del DCO 544/2015, a parziale revisione di quanto prospettato nel DCO 446/2015 con riferimento al ruolo delle imprese distributrici, l'Autorità ha valutato la possibilità che all'impresa distributrice sia attribuita anche la responsabilità dell'attività di gestione dei dati di misura, prevedendo obbligatoriamente che quest'ultima si avvalga del gestore del sistema di trasmissione nazionale. Anche tale impostazione ha sollevato perplessità presso i gestori di rete.

31.11 Il tema è oggetto di ulteriore approfondimento al fine di tenere conto sia delle esigenze del gestore del sistema di trasmissione nazionale in relazione alla gestione della rete rilevante sia delle esigenze delle imprese distributrici che, comunque, necessitano dei dati di misura per effettuare le attività di fatturazione di propria competenza.

### ***Misura dell'energia elettrica consumata***

31.12 Ai fini di una più precisa applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia consumata in sito, ai sensi della legge n. 99/09 e del decreto-legge n. 91/14, l'Autorità ritiene opportuno porre le basi affinché i distributori possano disporre dei dati di misura del consumo in sito. Ciò non presuppone necessariamente l'individuazione di uno specifico punto di misura del consumo, poiché si ritiene che tali dati non debbano essere oggetto di misura diretta ma che possano essere calcolati tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata. Tali dati dovranno altresì essere messi a disposizione delle società di vendita ai fini della fatturazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema secondo le stesse modalità e tempistiche attualmente applicate per la messa a disposizione dei dati dell'energia elettrica prelevata.

31.13 Al riguardo, nell'ambito della consultazione alcune imprese distributrici hanno richiesto che vengano definiti i canali di messa a disposizione dei dati di misura da parte dei distributori verso i venditori, prevedendo tempistiche superiori rispetto a quelle attualmente vigenti per l'energia elettrica prelevata e tenendo conto delle tempistiche necessarie per l'implementazione delle modifiche ai sistemi di fatturazione necessarie per permettere la corretta gestione di tale nuova tipologia di dato.

31.14 Il tema è pertanto oggetto di ulteriori approfondimenti in merito all'operatività della gestione dei dati di misura dell'energia elettrica consumata, ivi inclusa la relativa trasmissione ai venditori, nonché in merito all'interazione tra i dati di misura dell'energia elettrica prodotta e di quella consumata.

### ***Decisione finale***

31.15 Con la deliberazione 654/2015, l'Autorità ha transitoriamente approvato il TIME per il NPR1, confermando sostanzialmente quello vigente nel precedente periodo regolatorio.

31.16 Al tempo stesso, l'articolo 4, comma 4.1, lettera d), della medesima deliberazione 654/2015 ha previsto che, entro il 31 luglio 2016, l'Autorità provveda al completamento della razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, anche tenendo conto dei nuovi requisiti funzionali del contatore di seconda generazione definiti ai sensi dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14. Ciò anche al fine di tenere conto delle esigenze di maggiori approfondimenti manifestate nell'ambito delle consultazioni effettuate.

## **Appendice A1**

### **Costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.**

#### **Quantificazione dei costi riconosciuti per l'anno 2016**

- 1.1 La successiva Tabella 1 riporta il costo riconosciuto a livello di settore per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2016, con separata evidenza delle quote parti a copertura della remunerazione del capitale, degli ammortamenti e dei costi operativi riconosciuti (e relative incidenze), nonché la variazione 2016-2015 dei costi riconosciuti per i suddetti servizi.

**Tabella 1 - Costi riconosciuti per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (anno 2016)**

COSTO RICONOSCIUTO <i>(importi in milioni di €)</i>	ANNO 2016			
	DISTRIBUZIONE		MISURA	
	Costo	Incidenza %	Costo	Incidenza %
Remunerazione del capitale	1.229	26,26%	130	20,09%
Ammortamento	1.574	33,63%	361	55,86%
Costo operativo riconosciuto	1.877	40,11%	156	24,05%
<b>COSTI RICONOSCIUTI</b>	<b>4.681</b>	<b>100%</b>	<b>647</b>	<b>100%</b>
<i>Variazione Costi riconosciuti 2016-2015</i>	<i>-7,41%</i>		<i>-3,98%</i>	

- 1.2 Per il servizio di distribuzione, inclusi i costi di commercializzazione del servizio stesso, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2016 ammontano a circa 4.681 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2015 di circa il 7% , valutato a parità di perimetro.
- 1.3 Per il servizio di misura, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2016 ammontano a circa 647 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2015 di circa il 4%.
- 1.4 La successiva Tabella 2 riporta il costo riconosciuto a livello di settore per il servizio di trasmissione per l'anno 2016, con separata evidenza delle quote parti a copertura della remunerazione del capitale, degli ammortamenti, dei costi operativi riconosciuti, della maggiore remunerazione riconosciuta sugli investimenti e dei ricavi a copertura degli oneri relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03 (e relative incidenze), nonché la variazione 2016-2015 dei costi riconosciuti per servizio.
- 1.5 Per il servizio di trasmissione, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2016 ammontano a circa 1.731 milioni di euro, con un incremento dello 0,4% rispetto al 2015 (si consideri tuttavia che i costi operativi tengono già conto dell'ampliamento della RTN per effetto dell'acquisizione da parte di Terna delle reti elettriche di proprietà di FSI S.p.A., ai sensi della deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL).

**Tabella 2 - Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione (Anno 2016)**

COSTO RICONOSCIUTO (importo in milioni di €)	TRASMISSIONE - ANNO 2016	
	Costo	Incidenza %
Remunerazione del capitale	711	41,1%
Ammortamento	507	29,3%
Maggiore remunerazione del capitale	118	6,8%
Costo operativo riconosciuto	298	17,2%
<b>Costi riconosciuti relativi al servizio di trasmissione</b>	<b>1.634</b>	<b>94,4%</b>
<b>Costi riconosciuti relativi al Piano di Difesa</b>	<b>96</b>	<b>5,6%</b>
<b>COSTI RICONOSCIUTI</b>	<b>1.731</b>	<b>100,0%</b>
Variazione costi riconosciuti 2016-2015	+0,4%	

### Costi operativi riconosciuti

1.6 Per l'anno 2016, i costi operativi riconosciuti a livello di settore per il servizio di distribuzione ( $COR_{16}$ ) sono stati valutati in circa 1.877 milioni di euro, di cui circa il 98% è relativo alle imprese distributrici che risultano servire oltre 100.000 punti di prelievo.

1.7 L'ammontare dei costi operativi riconosciuti di cui al precedente punto 1.6, è stato successivamente attribuito a ciascuna impresa distributtrice,  $m$ , sulla base di specifici pesi ( $\Phi_m$ ), secondo la seguente formula:

$$COR_{16,m} = COR_{16} \Phi_m$$

dove:

- $COR_{16}$  è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2016 a livello di settore;
- $\Phi_m$  è la quota parte dei costi operativi riconosciuti a livello nazionale attribuiti a ciascuna impresa distributtrice  $m$ , calcolata secondo la seguente formula:

$$\Phi_m = \frac{\sum_c (q1_{m,c}^{(opex),14} \cdot N_{m,c}^{14} + q3_{m,c}^{(opex),14} \cdot kWh_{m,c}^{14})}{\sum_c \sum_m (q1_{m,c}^{(opex),14} \cdot N_{m,c}^{14} + q3_{m,c}^{(opex),14} \cdot kWh_{m,c}^{14})}$$

con:

- $q1_{m,c}^{(opex),14}$  è la quota parte della componente  $\rho_1^m$  di cui al comma 7.1 del TIT 2012-2015 a copertura dei costi operativi per l'anno 2014;
- $q3_{m,c}^{(opex),14}$  è la quota parte della componente  $\rho_3^m$  di cui al comma 7.1 del TIT 2012-2015 a copertura dei costi operativi per l'anno 2014;
- $N_{m,c}^{14}$  e  $kWh_{m,c}^{14}$  sono le variabili di scala effettive (numero di punti di prelievo e kWh) relative all'anno 2014, per ciascuna tipologia di contratto  $c$ , servito dall'impresa distributtrice  $m$ , comunicate nell'ambito della perequazione generale relativa al medesimo anno 2014.

1.8 Il costo operativo riconosciuto assegnato a ciascuna impresa è stato attribuito alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.2 del TIT, lettere a), b) d), e), f) g), h) e i),

della medesima impresa, sulla base di coefficienti  $\Gamma_{c,m}$ , calcolati secondo la seguente formula<sup>1</sup>:

$$\Gamma_{c,m} = \frac{\varrho 1_{m,c}^{(opex),14} \cdot N_{m,c}^{14} + \varrho 3_{m,c}^{(opex),14} \cdot kWh_{m,c}^{14}}{\sum_c \left( \varrho 1_{m,c}^{(opex),14} \cdot N_{m,c}^{14} + \varrho 3_{m,c}^{(opex),14} \cdot kWh_{m,c}^{14} \right)}$$

- 1.9 Per l'anno 2016, i costi operativi riconosciuti a livello di settore per il servizio di trasmissione sono stati valutati pari a 297,97 milioni, inclusivi dei 42,1 milioni di euro relativi al livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche precedentemente di proprietà della società FSI S.p.A..

---

<sup>1</sup> Tale metodologia di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali previste dal comma 2.2 del TIT è stata seguita *mutatis mutandis* anche per l'allocazione dei costi di capitale.

***Sentiero di degrado delle immobilizzazioni nette per i servizi di trasmissione e distribuzione***

1.10 Con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, di seguito si riporta la stima dei valori dei vettori che l'Autorità utilizzerà, a partire dall'anno tariffario 2016, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito netto riconosciuto e degli ammortamenti dei cespiti relativi ad elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione, entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007.

<b>Anno tariffario</b>	<b><math>IMN_t^{2007}</math></b>	<b><math>AMM_t^{2007}</math></b>
2016	<b>0,64611</b>	0,05719
2017	0,58907	0,05604
2018	0,53282	0,05525
2019	0,47821	0,05361
2020	0,42603	0,05117
2021	0,37571	0,04933
2022	0,32755	0,04716
2023	0,28328	0,04327
2024	0,24329	0,03899
2025	0,20596	0,03633
2026	0,17246	0,03250
2027	0,14215	0,02931
2028	0,11485	0,02630
2029	0,09032	0,02353
2030	0,06870	0,02062
2031	0,05057	0,01714
2032	0,03527	0,01430
2033	0,02312	0,01115
2034	0,01349	0,00863
2035	0,00641	0,00608
2036	0,00141	0,00400
2037	-	0,00041

1.11 Con riferimento al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, di seguito si riporta la stima dei valori dei vettori che l'Autorità utilizzerà, a partire dall'anno tariffario 2016, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito netto riconosciuto e degli ammortamenti relativi ai cespiti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2003.

<b>Anno tariffario</b>	<b><math>IMN_t^{TRA(2003)}</math></b>	<b><math>AMM_t^{TRA(2003)}</math></b>
2016	<b>0,68328</b>	0,04717
2017	0,63497	0,04632
2018	0,58716	0,04581
2019	0,54080	0,04436
2020	0,49604	0,04276
2021	0,45303	0,04101
2022	0,41092	0,04010
2023	0,36902	0,03990
2024	0,32712	0,03990
2025	0,28888	0,03624
2026	0,25271	0,03417
2027	0,21807	0,03264
2028	0,18486	0,03120
2029	0,15378	0,02909
2030	0,12533	0,02645
2031	0,09942	0,02391
2032	0,07703	0,02039
2033	0,05970	0,01533
2034	0,04382	0,01387
2035	0,03211	0,00971
2036	0,02220	0,00791
2037	0,01371	0,00649
2038	0,00802	0,00369
2039	0,00263	0,00338
2040	-	0,00063



1.12 Si riporta di seguito, inoltre, la stima dei valori dei vettori che l’Autorità utilizzerà, per gli anni successivi al 2016, ai fini dell’aggiornamento del capitale investito netto riconosciuto e degli ammortamenti relativi agli *asset* di proprietà di FSI S.p.A. acquisiti da Terna S.p.A. nel 2015 e oggetto di inserimento dell’ambito della RTN.

<b>Anno tariffario</b>	$IMN_t^{FSI}$	$AMM_t^{FSI}$
2017	1,00000	0,03450
2018	0,96070	0,03430
2019	0,92170	0,03410
2020	0,88310	0,03400
2021	0,84490	0,03380
2022	0,80700	0,03360
2023	0,76940	0,03350
2024	0,73220	0,03330
2025	0,69540	0,03310
2026	0,65890	0,03290
2027	0,62270	0,03280
2028	0,58690	0,03260
2029	0,55140	0,03240
2030	0,51630	0,03230
2031	0,48150	0,03210
2032	0,44710	0,03190
2033	0,41290	0,03180
2034	0,37920	0,03160
2035	0,34570	0,03140
2036	0,31270	0,03130
2037	0,27990	0,03110
2038	0,24750	0,03090
2039	0,21540	0,03080
2040	0,18360	0,03060
2041	0,15220	0,03040
2042	0,12110	0,03030
2043	0,09030	0,03010
2044	0,05990	0,02990
2045	0,02980	0,02980