

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
598/2014/R/EEL**

**ORIENTAMENTI PER LA RIFORMA DELLE INTEGRAZIONI TARIFFARIE PER  
LE IMPRESE ELETTRICHE MINORI NON INTERCONNESSE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del  
procedimento di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il  
sistema idrico 447/2014/R/EEL

4 dicembre 2014

## **Premessa**

*L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, (di seguito: Autorità), con la deliberazione 18 settembre 2014, 447/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 447/2014/R/EEL), ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del decreto-legge 24 giugno 91/14 (di seguito: decreto-legge 91/14), come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n.116 in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione. In particolare, l'articolo 28 del decreto-legge 91/14 ha previsto che l'Autorità adotti una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge 10/91), che sia basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e che sia di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative alle esistenti che migliorino la sostenibilità economica ed ambientale del servizio.*

*Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di riforma del sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche che operano in isole non interconnesse, con particolare riferimento alle c.d. imprese elettriche minori di cui all'art. 7 della legge 10/91.*

*Il presente documento per la consultazione viene diffuso per consentire agli operatori di valutare l'adeguatezza delle misure proposte e di rappresentare le eventuali criticità che dovessero rilevare nell'adozione delle misure.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 15 gennaio 2015. Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione, si chiede di inviare tali documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire all'indirizzo e-mail sotto riportato.*

*Qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, dovranno motivare tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento. In tal caso, sarà necessario inviare un ulteriore documento, destinato alla pubblicazione e privo delle parti riservate.*

***Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico  
Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
e-mail: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

PARTE I.....	4
Quadro normativo di riferimento e oggetto della consultazione.....	4
1    Introduzione e oggetto della consultazione.....	4
2    Il quadro normativo di riferimento.....	6
PARTE II.....	10
Proposte in consultazione ai fini della riforma del sistema di integrazione tariffaria.....	10
3    Principi generali per la riforma del sistema di integrazione tariffaria.....	10
4    La definizione del costo riconosciuto.....	15
5    Combustibile ed efficientamento della produzione elettrica.....	19
6    Il costo operativo standard.....	25

## **PARTE I**

### **Quadro normativo di riferimento e oggetto della consultazione**

#### **1 Introduzione e oggetto della consultazione**

- 1.1 L'articolo 28 del decreto-legge 91/14 reca disposizioni in materia di riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale; in particolare, il comma 1 prevede che, nelle more dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 1, comma 6-octies, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n.145 (di seguito: decreto-legge 145/13), convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, con riferimento alla progressiva copertura del fabbisogno delle isole non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari di cui all'articolo 7 della legge 10/91, che sia basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e che sia di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative alle esistenti che migliorino la sostenibilità economica ed ambientale del servizio.
- 1.2 L'Autorità, con la deliberazione 447/2014/R/EEL, ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del decreto-legge 91/14, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione; nella deliberazione, l'Autorità ha precisato che, dato il regime attuale di integrazione tariffaria a cui sono ammesse le imprese elettriche minori, di cui all'articolo 7 della legge 10/91, gli effetti dei provvedimenti dell'Autorità, previsti dall'articolo 28 del decreto-legge 91/14, non potranno dispiegarsi prima del 1 gennaio 2015, e comunque con effetto annuale.
- 1.3 Va inoltre rilevato, come meglio illustrato nel prosieguo del documento, che gli oneri di sistema connessi alle integrazioni tariffarie sopra richiamate attualmente dipendono, oltre che dall'efficienza degli operatori, anche da fattori esogeni, solo limitatamente controllabili, e in particolare dall'andamento del costo dei combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica.
- 1.4 In relazione al tema più ampio della regolazione delle isole non interconnesse, vale la pena qui ricordare che l'Autorità, in fase di conversione in legge del decreto legge 91/14 (memoria del 3 luglio 2014, 322/2014/I/eel per l'audizione presso la 10a e 13a Commissione del Senato della Repubblica in relazione alla conversione in legge del decreto-legge 91/14) ha suggerito l'opportunità di richiedere alla Commissione europea l'ammissione alle deroghe di cui

all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE<sup>1</sup> per tutti i microsistemi isolani non interconnessi, al fine di consentire, in tali realtà, la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate, in regime di regolazione completa del servizio, anche per le fasi di produzione e vendita. In merito a tale possibile richiesta di deroga, che può essere formulata solo dal Governo, l'Autorità offre la propria collaborazione, anche al fine di declinarla in modo da non precludere lo sviluppo della generazione distribuita da parte di operatori terzi anche in tali realtà.

- 1.5 Il presente documento illustra, alla luce della normativa e delle considerazioni sopra richiamate, gli orientamenti dell'Autorità in materia di riforma del sistema di integrazioni tariffarie previsto per le isole non interconnesse, con particolare riferimento alle integrazioni previste dall'art. 7 della legge 10/91 a favore delle imprese elettriche che svolgono, in maniera integrata, le attività di produzione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica sulle isole non interconnesse alla rete di trasmissione elettrica e non gestite dal gruppo Enel S.p.A. (di seguito più genericamente indicate come imprese elettriche minori)<sup>2</sup>. A valle della consultazione, l'Autorità adotterà il provvedimento finale per la suddetta riforma, presumibilmente entro il primo trimestre del 2015, in modo che possa dispiegare i propri effetti per l'anno 2015 sulla base di un principio di prevalenza temporale, pur con gli opportuni accorgimenti.
- 1.6 L'Autorità ritiene che il procedimento di riforma delle integrazioni tariffarie, oggetto del presente documento, debba riguardare anche l'isola di Capri dove è attualmente in fase di costruzione il collegamento con la rete di trasmissione elettrica nazionale; infatti, è solo a valle del suddetto collegamento che potranno essere attivati i meccanismi tariffari previsti per le altre imprese elettriche minori che abbiano cessato la produzione elettrica<sup>3</sup> o, comunque, i meccanismi previsti per la generalità delle imprese di distribuzione elettrica operanti sul territorio nazionale. A tale proposito, l'Autorità richiederà formalmente al gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., la predisposizione di analisi costi/benefici per la valutazione della convenienza di interconnessione di ulteriori isole attualmente non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale. Un'ulteriore soluzione che potrebbe essere esplorata è l'interconnessione tra isole, in modo da ricercare forme di efficienza interne ad arcipelaghi di isole contigue.

---

<sup>1</sup> Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

<sup>2</sup> Trattasi delle seguenti isole: Favignana, Giglio e Giannutri, Lampedusa, Levanzo, Linosa, Lipari, Marettimo, Pantelleria, Ponza, Tremiti, Ustica e Capri.

<sup>3</sup> Ad esempio, il meccanismo di gradualità previsto dalla deliberazione 22 marzo 2012 101/2012/R/EEL.

## **2 Il quadro normativo di riferimento**

### *La normativa relativa alle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori*

- 2.1 Il quadro normativo di riferimento relativo al sistema di integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori si deve far risalire all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, di nazionalizzazione del servizio elettrico che aveva previsto l'esclusione del trasferimento all'Enel delle imprese che avessero prodotto oppure prodotto e distribuito mediamente nel biennio 1959-60, una quantità di energia elettrica fino a 15 milioni di chilowattora per anno.
- 2.2 Per queste imprese, una serie di provvedimenti, emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP), a completamento del processo di unificazione delle tariffe elettriche sul territorio nazionale avviato nel 1953, avevano introdotto un meccanismo di integrazione tariffaria per compensare le medesime imprese dalle perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate.
- 2.3 Nel corso degli anni, la disciplina delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori ha subito varie modificazioni, fino al provvedimento CIP 13 gennaio 1987 n. 2/87, con il quale la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) è stata investita della responsabilità delle istruttorie relative alla determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel.
- 2.4 Le funzioni svolte dal CIP in materia di integrazioni tariffarie sono state trasferite con decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Successivamente, con l'istituzione dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tali funzioni sono state trasferite a quest'ultima.
- 2.5 Il comma 1 dell'articolo 7 della legge n. 10/91 ha precisato che la deroga all'obbligo di nazionalizzazione si applica alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venga distribuita entro i confini territoriali dei Comuni già serviti dalle medesime imprese produttrici e distributrici alla data di entrata in vigore della legge.
- 2.6 Il medesimo articolo 7 della legge n. 10/91 ha previsto, altresì, che con cadenza annuale, la Cassa, in esito ad istruttorie condotte sui bilanci dell'anno precedente, presenti all'Autorità, per la sua approvazione, una proposta volta a stabilire l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle stesse imprese. Il finanziamento del meccanismo delle integrazioni tariffarie riconosciute alle imprese elettriche minori è attualmente garantito tramite la componente tariffaria UC4 che alimenta il conto di cui al comma 47.1, lettera h), dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011 ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 199/11).

### ***La regolazione dell’Autorità in materia di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori***

- 2.7 L’Autorità, in conformità alle disposizioni di legge, ha fino ad oggi emanato provvedimenti concernenti le imprese elettriche minori, in materia di integrazioni tariffarie, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 10/91, con l’introduzione di criteri innovativi rispetto alla precedente normativa, in materia di remunerazione del patrimonio netto (deliberazione dell’Autorità 26 luglio n. 132/00) e di adeguamento automatico delle integrazioni erogate in acconto per tener conto della variazione dei costi di combustibile (deliberazione dell’Autorità del 4 ottobre 2000 n. 182/00 e, successivamente, deliberazione 23 dicembre 2005 n. 288/05 e deliberazione 20 aprile 2006 n. 85/06).
- 2.8 Con deliberazione 30 novembre 2011 n. 254/05, l’Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori nell’ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal sistema tariffario; con la deliberazione 27 settembre 2006 n. 208/06, l’Autorità ha fatto confluire il suddetto procedimento nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011.
- 2.9 Nell’ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l’Autorità ha ribadito l’opportunità di estendere alle imprese elettriche minori, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica applicati alla generalità delle imprese, in particolare i meccanismi della perequazione generale e della perequazione specifica aziendale.
- 2.10 Nell’ambito dei citati provvedimenti finalizzati ad una più generale revisione dei criteri di regolazione tariffaria per le imprese elettriche minori, l’Autorità, con la deliberazione 18 maggio 2010 - ARG/elt 72/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 72/10), ha riaperto i termini per la presentazione dell’istanza di ammissione al regime di perequazione specifica aziendale di cui all’articolo 49.1 del Testo Integrato 2004/2007<sup>4</sup>, previa rinuncia da parte di queste impresa alle citate integrazioni.
- 2.11 Con la deliberazione 7 luglio 2009 - ARG/elt 89/09, l’Autorità ha disciplinato l’erogazione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica nell’ambito delle reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale estendendo agli impianti di produzione di energia elettrica presenti in dette reti, la disciplina relativa agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui agli articoli 63, 64 e 65 dell’Allegato A della deliberazione 9 giugno 2006 n. 111/06. La deliberazione 7 luglio 2009 - ARG/elt 89/09 è stata oggetto di contenzioso

---

<sup>4</sup> Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04.

amministrativo che si è concluso con sentenza del Consiglio di Stato<sup>5</sup> che ha confermato la validità dell'impianto introdotto dall'Autorità con la suddetta deliberazione.

- 2.12 Con la deliberazione 22 marzo 2012 101/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 101/2012/R/EEL), l'Autorità, in attuazione delle disposizioni del comma 38.4 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha introdotto un meccanismo di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori, che abbiano cessato l'attività di produzione e che abbiano presentato istanza per l'accesso al regime di perequazione specifica aziendale ai sensi della deliberazione ARG/elt 72/10; il meccanismo previsto ha riguardato le imprese elettriche minori Odoardo Zecca S.r.l. e SNIE – Società Nolana per imprese elettriche S.p.A., che operano sul territorio continentale, in aree elettricamente interconnesse con la rete di trasmissione elettrica nazionale. Attualmente le istruttorie per la definizione del meccanismo previsto dalla deliberazione 101/2012/R/EEL sono ancora in corso.
- 2.13 Sempre nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'articolo 7 della legge 10/91, la Cassa ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle imprese elettriche minori valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi. Sulla base delle istruttorie svolte dalla Cassa, l'Autorità ha quindi proceduto, nel corso degli anni, ad emanare una serie di provvedimenti di fissazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori. Alcuni di questi provvedimenti sono stati oggetto di contenzioso amministrativo conclusosi anch'esso con recenti sentenze del Consiglio di Stato.
- 2.14 A seguito della conclusione del contenzioso, l'Autorità ha definito per l'anno 2011 e ha ridefinito per gli anni precedenti le integrazioni tariffarie per alcune imprese elettriche minori<sup>6</sup>, recependo le pronunce giurisprudenziali intervenute; tali pronunce hanno, nella sostanza, confermato la correttezza del metodo adottato dall'Autorità di riconoscimento delle integrazioni tariffarie basato sul riconoscimento dei costi del bilancio, seppur nel rispetto del principio di attinenza e in alcuni casi di congruità dei costi sostenuti dalle imprese elettriche minori per lo svolgimento del servizio. Sono attualmente in corso da parte di Cassa le istruttorie per definire le integrazioni tariffarie spettanti alle altre imprese minori fino al 2011 nonché per definire le integrazioni tariffarie per tutte le imprese elettriche minori per gli anni successivi al 2011.
- 2.15 Le altre imprese elettriche minori non interconnesse, diverse da quelle oggetto del presente documento, sono gestite dal gruppo Enel e la copertura dei costi del

---

<sup>5</sup> Sentenza n. 04874/2014 del 1 ottobre 2014.

<sup>6</sup> Deliberazione 8 novembre 2012 465/2012/R/EEL, deliberazione 17 ottobre 2013 454/R/EEL e deliberazione 21 novembre 2013 528/2013/R/EEL.



servizio è assicurata, per quanto riguarda l'attività di distribuzione e misura, tramite le tariffe nazionali fissate dall'Autorità e, per quanto riguarda l'attività di produzione, tramite l'applicazione del regime delle unità essenziali di produzione, regime regolato nello specifico dalla deliberazione 28 settembre 2010 - ARG/elt 161/10.

## **PARTE II**

### **Proposte in consultazione ai fini della riforma del sistema di integrazione tariffaria**

#### **3 Principi generali per la riforma del sistema di integrazione tariffaria**

- 3.1 Le disposizioni introdotte dall'articolo 28 del decreto-legge 91/14 comportano di fatto il superamento dell'attuale regime di integrazione tariffaria, basato sul riconoscimento dei costi a piè di lista sostenuti per lo svolgimento del servizio elettrico in forma integrata da parte delle imprese elettriche minori. In tal senso, l'Autorità, nel dare attuazione alla nuova normativa, è orientata a definire una remunerazione degli investimenti e modalità standard di riconoscimento dei costi del servizio svolto dalle imprese elettriche minori che incentivino il raggiungimento, in un determinato arco temporale, di obiettivi di efficienza gestionale da parte di queste imprese.
- 3.2 Tuttavia, il superamento dell'attuale sistema di riconoscimento dei costi del servizio, che come descritto in precedenza si basa sui costi a bilancio delle imprese (attinenti il servizio elettrico) non può che avvenire tramite un percorso graduale, che tenga conto dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese destinatarie delle nuove regole, pur sempre con l'obiettivo di raggiungimento di costi efficienti. Tali imprese, infatti, molto differenziate tra loro in ragione delle caratteristiche geografiche e di sviluppo economico del territorio servito (cfr. tabella di paragrafo 6.2), svolgono un servizio di pubblica utilità, caratterizzato da peculiarità quali, ad esempio, la forte stagionalità dei consumi, la necessità di bilanciare domanda e produzione nell'ambito dei limitati territori serviti e della rete gestita, la necessità di approvvigionare il combustibile dal continente (con costi che devono tenere conto della distanza dalla costa e della disponibilità di depositi locali); tali specificità impongono l'individuazione di un percorso di efficientamento più specifico rispetto alla generalità delle imprese del settore.
- 3.3 In tal senso, l'Autorità è orientata a fissare in 4-5 anni la durata del percorso che porti gradualmente le imprese verso una gestione del servizio sulla base di costi efficienti, prevedendo il 2015 come primo anno di attuazione delle nuove regole di riconoscimento tariffario. Nel 2018, l'Autorità valuterà, alla luce degli effetti della nuova regolazione, dopo il primo triennio, l'opportunità di fare confluire, le imprese elettriche minori nella regolazione generale prevista per le altre imprese di distribuzione e misura elettrica operanti sul territorio nazionale, tenendo tuttavia in adeguata considerazione le specificità delle medesime legata alla natura di imprese verticalmente integrate che operano su microsistemi isolati. In

tal senso, nel prosieguo del documento è altresì delineato l'allineamento delle modalità di integrazione dei costi relativi alla produzione elettrica con le isole gestite da Enel.

- 3.4 L'Autorità ritiene, peraltro, che un arco temporale di 4-5 anni sia un periodo adeguato per consentire alle imprese destinatarie del procedimento di arrivare al completo ammortamento degli impianti di produzione elettrica attualmente eserciti<sup>7</sup> e quindi, nel frattempo, di adottare decisioni di investimento e di relativo finanziamento dei nuovi impianti che meglio rispondano alle nuove esigenze normative e regolatorie. Un arco temporale così definito, inoltre, consentirebbe di attendere il definitivo assetto del settore a valle dell'eventuale decisione di esenzione da parte della Commissione europea per le imprese elettriche minori ai sensi dell'articolo 44 della Direttiva 2009/72/CE.
- 3.5 La necessità di favorire il processo di efficientamento nella gestione e di rinnovamento degli impianti da parte delle imprese elettriche minori impone l'utilizzo da parte dell'Autorità di strumenti, tipici della regolazione tariffaria, che raggiungano le finalità richieste dal decreto legge 91/14 senza compromettere l'equilibrio economico-finanziario delle imprese. L'Autorità ritiene, in tal senso, che una metodologia tariffaria basata su costi standard definiti in un'ottica di regolazione per confronto (*yardstick competition*) possa risultare efficace.
- 3.6 In tema di remunerazione dei nuovi investimenti, inoltre, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che questa sia allineata, in particolare per le attività di distribuzione e di misura, a quella degli altri servizi regolati, al fine di agevolare un percorso di convergenza con le altre imprese che operano sul territorio nazionale. Per quanto riguarda, invece, la remunerazione dei nuovi investimenti relativi all'attività di produzione elettrica, l'Autorità è orientata ad utilizzare i medesimi meccanismi previsti dalla regolazione, per le unità essenziali operanti sulle isole non interconnesse gestite dal gruppo Enel<sup>8</sup>, data l'evidente analogia impiantistica che accomuna le due tipologie di isole.
- 3.7 L'introduzione di un sistema di integrazione tariffaria basato, da un lato, sul riconoscimento di costi di tipo standard, che abbia come obiettivo il raggiungimento di costi efficienti in un determinato arco temporale e, dall'altro, sulla remunerazione degli investimenti ha il vantaggio di:
- aumentare la stabilità del quadro regolatorio, tramite la definizione di regole certe valevoli per tutto il periodo di regolazione, così da incentivare le

---

<sup>7</sup> Dalle informazioni desumibili dai bilanci e dai conti annuali separati, gli impianti di produzione delle imprese elettriche minori risultano già ammortizzati nella media per circa il 50%, considerando la vita utile complessiva degli stessi pari a 10 anni.

<sup>8</sup> Si tratta delle isole di Capraia, Ventotene, Stromboli, Panarea, Alicudi, Filicudi, Salina e Vulcano.

imprese ad intraprendere un percorso virtuoso di incremento dell'efficienza, con benefici per il sistema elettrico nel suo complesso;

- ridurre l'onere amministrativo in capo alle imprese e alla Cassa nella definizione delle istruttorie volte alla copertura dei costi delle imprese, caratterizzate da tempi lunghi di conclusione con conseguenze finanziarie ed economiche per le stesse imprese nonché da elevato contenzioso amministrativo;
- favorire, tramite la remunerazione dei nuovi investimenti con criteri stabili per uno o più periodi di regolazione, gli investimenti volti all'ammodernamento degli impianti, con vantaggi sia per le imprese che per gli utenti finali, anche in un'ottica di progressiva copertura del fabbisogno tramite fonti rinnovabili, previsti dall'articolo 1, comma 6-octies, del decreto-legge 145/13. Tale remunerazione, tra l'altro, induce le imprese all'adozione di una struttura finanziaria più equilibrata e a superare situazioni (oggi presenti) di sottocapitalizzazione delle imprese.

E' evidente, in ultima analisi, che una metodologia di riconoscimento di costi di tipo standard ha come obiettivo, almeno nel medio termine, così come peraltro nelle intenzioni del legislatore con le previsioni dell'articolo 28 del decreto-legge 91/14, la riduzione del costo complessivo del servizio integrato svolto dalle imprese elettriche minori a beneficio del sistema elettrico e dell'utente finale.

3.8 Si osserva, da ultimo, che l'associazione UNIEM<sup>9</sup>, che rappresenta undici delle imprese elettriche minori, ha fornito alcuni contributi<sup>10</sup> all'Autorità in merito alla riforma del sistema di integrazione tariffaria ai sensi dell'articolo 28 del decreto-legge 91/14. In tali contributi viene argomentato, per quanto di rilevanza ai fini della presente analisi, che:

- nel periodo 2009-2013, i costi delle attività svolte dalle imprese elettriche minori avrebbero già subito un processo di efficientamento anche in mancanza di una regolazione specifica applicata alla loro attività;
- eventuali ulteriori efficienze nella gestione delle imprese elettriche minori rischierebbero di compromettere la sicurezza e la qualità del servizio offerto;
- l'alta variabilità dei costi delle diverse imprese elettriche minori, data le peculiarità del servizio da queste svolto, non permetterebbe di pervenire ad un modello unico per la standardizzazione dei costi di tali imprese;

---

<sup>9</sup> Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori.

<sup>10</sup> "Studio di analisi statistica sulla standardizzazione dei costi delle imprese UNIEM – Art. 28 DL 91/2014 – Recupero di efficienza: proposte UNIEM vs Regolazione – Appendice: Comparazione costi Enel – UNIEM", redatto da Nomisma Energia e "Position Paper UNIEM – Garantire sicurezza e sostenibilità energetica nelle isole minori italiane", redatto da UNIEM.

- il raggiungimento dell'obiettivo di efficienza nella gestione e l'assolvimento degli obblighi di copertura del fabbisogno tramite fonti rinnovabili previsto dall'articolo 1, comma 6-octies, del decreto-legge 145/13 dovrebbe comportare la previsione, nella futura regolazione, di un'adeguata remunerazione degli investimenti che verranno effettuati dalle imprese elettriche minori;
  - infine, l'eventuale deroga concessa dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE consentirebbe il superamento dell'obbligo di ricorrere ad una standardizzazione dei costi per le imprese elettriche minori.
- 3.9 Rispetto a quanto sopra, un'analisi condotta sui conti annuali separati trasmessi da ciascuna impresa elettrica minore all'Autorità ai sensi della deliberazione 18 gennaio 2007 n. 11/07, evidenzia, come riportato nella tabella sottostante, una sostanziale invarianza nel valore complessivo del costo della produzione, al netto di ammortamenti e accantonamenti, raggruppato sia per natura che per attività, sostenuto dalle imprese elettriche minori, tra l'esercizio 2008 e quello 2013<sup>11</sup>, per lo svolgimento del servizio elettrico in maniera integrata. Tale situazione, che si presenta tra l'altro a livello di singola impresa, data la natura prevalentemente fissa dei costi del servizio elettrico (a parte il combustibile), suggerisce la possibilità di individuare configurazioni standard per il riconoscimento dei costi che incentivino i recuperi di efficienza già nel breve/medio termine.

---

<sup>11</sup> Confronto effettuato a moneta 2013.

	2008	2013	Variazione
<b>N° clienti</b>	40.131	40.843	1,8%
<b>Energia distribuita</b>			
<b>MWh/anno</b>	205.872	200.001	-2,9%
in €000	<b>2008 <sup>1</sup></b>	<b>2013</b>	<b>Variazione</b>
<b>Costi per natura</b>			
Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	51.454	51.736	0,5%
Per servizi	14.438	17.101	18,4%
Per godimento beni di terzi	1.431	995	-30,4%
Per il personale	23.333	21.878	-6,2%
Oneri diversi di gestione	1.395	1.491	6,9%
<b>Totale</b>	<b>92.051</b>	<b>93.202</b>	<b>1,2%</b>

<sup>1</sup> Espresso a valori correnti 2013

in €000	2008 <sup>1</sup>	2013	Variazione
<b>Costi per attività</b>			
Produzione	76.133	77.503	1,8%
Distribuzione	8.362	9.793	17,1%
Misura	1.205	1.215	0,8%
Vendita	3.168	3.306	4,4%
Valori non attribuibili	3.183	1.385	-56,5%
<b>Totale</b>	<b>92.051</b>	<b>93.202</b>	<b>1,2%</b>

<sup>1</sup> Espresso a valori correnti 2013

Tabella 1

- 3.10 A parere dell’Autorità, l’individuazione di modalità di riconoscimento standard dei costi può avvenire tramite la regolazione per confronto sia all’interno dello stesso insieme di imprese elettriche minori che di imprese simili operanti sul territorio nazionale. La gradualità prevista per il processo di efficientamento, coniugata alla remunerazione degli investimenti, assicura l’equilibrio economico-finanziario delle stesse imprese e, conseguentemente, la sicurezza e la qualità del servizio. Si precisa, altresì, che nell’analisi del presente documento, non è stato effettuato un confronto con le altre imprese non interconnesse operanti sulle isole minori, appartenenti al gruppo Enel, a causa della mancanza di dati economico-patrimoniali riferiti specificamente alle attività di distribuzione e misura svolte su queste isole.
- 3.11 Da ultimo, l’Autorità ritiene che l’eventuale richiesta di deroga da formulare alla Commissione europea ai sensi dell’articolo 44 della direttiva 2009/72/CE, seppur auspicabile per le ragioni già esposte nella memoria 322/2014/I/eel, non debba pregiudicare le finalità della regolazione tariffaria da parte dell’Autorità che, ai sensi dell’articolo 28 del decreto-legge 91/14, deve tener conto di criteri basati sull’efficienza nella gestione.

S1 Osservazioni in merito ai principi generali di revisione del sistema di integrazione tariffaria.

#### **4 La definizione del costo riconosciuto**

4.1 Come anticipato nel precedente paragrafo, l'Autorità è orientata a prevedere il superamento dell'attuale regime di integrazione tariffaria tramite la definizione di un costo riconosciuto, su base annua, che prenda a riferimento costi standard che incentivino le imprese ad un percorso di efficienza nella gestione del servizio nonché tramite la remunerazione degli investimenti. In particolare, l'Autorità è orientata a definire un costo riconosciuto sulla base delle seguenti componenti:

- costo operativo standard per punto di prelievo, a copertura del complesso dei costi relativi alle attività del servizio elettrico svolte dalle imprese, vale a dire distribuzione, misura, vendita e produzione di energia elettrica, ad esclusione del costo di combustibile;
- costo di acquisto standard del combustibile, definito sulla base di un prezzo unitario di acquisto di riferimento e su quantità efficienti di combustibile utilizzato per la produzione;
- remunerazione del capitale investito sugli investimenti effettuati a partire dal 2015 in analogia con gli altri servizi regolati, in particolare, la distribuzione, misura e produzione dell'energia elettrica tramite unità essenziali;
- ammortamento dei nuovi investimenti effettuati a partire dal 2015 secondo le vite utili definite dall'Autorità nell'ambito della regolazione generale.

4.2 L'Autorità è, altresì, orientata a mantenere, provvisoriamente nel corso del primo periodo di regolazione, il riconoscimento a piè di lista di alcune componenti di costo, in particolare:

- l'ammortamento relativo allo stock di capitale esistente al 31 dicembre 2014 come risultante dal bilancio dell'impresa;
- gli oneri finanziari, al netto delle proventi finanziari, sui finanziamenti in essere al 31 dicembre 2014 come risultante dal bilancio dell'impresa;
- le imposte sul reddito iscritte nel bilancio delle imprese.

4.3 Il mantenimento del riconoscimento delle suddette componenti di costo, secondo modalità a piè di lista, è giustificato dal fatto che gli investimenti effettuati e i finanziamenti accesi dalle imprese fino all'esercizio 2014 sono frutto di scelte da queste effettuate in un contesto normativo e regolatorio differente da quello prospettato dal disposto normativo di cui all'articolo 28 del decreto-legge 91/14, oltre alla presumibili difficoltà da parte delle imprese a ricostruire il capitale investito ai fini regolatori. Da qui la necessità di prevedere un tempo adeguato,

pari appunto alla durata del periodo regolatorio specifico per le imprese elettriche minori, per portare al completo ammortamento dello stock di capitale esistente o per l'estinzione o l'eventuale rinegoziazione dei finanziamenti in essere.

- 4.4 Diverso approccio, invece, dovrà essere tenuto dalle imprese in previsione di nuovi investimenti e relativi finanziamenti a partire dall'esercizio 2015 che dovranno tener conto delle nuove disposizioni regolatorie ai fini del loro riconoscimento in termini di remunerazione ed ammortamento. A tale proposito, l'Autorità ritiene opportuno superare la necessità di riconoscimento, con il nuovo periodo regolatorio, della remunerazione del patrimonio netto attualmente prevista dalla deliberazione 132/00 in quanto la stessa sarà sostituita da quella prevista per i nuovi investimenti a partire dal 2015. In aggiunta, le imprese potranno, attivando i necessari percorsi di efficienza previsti dal nuovo sistema di integrazione tariffaria, conseguire un'ulteriore redditività che fino ad oggi il sistema basato sul riconoscimento dei costi a piè di lista non era in grado di assicurare; questo giustifica, appunto, il superamento della necessità di riconoscimento di utili sul patrimonio netto, necessità evidenziata dalla giurisprudenza amministrativa.
- 4.5 In termini formali, il costo riconosciuto alle imprese elettriche minori, per lo svolgimento del servizio elettrico integrato, per ciascuno degli anni del periodo di regolazione, sarebbe pari a:

$$COR_{n,i} = (CO_{n,i}^{Std} * NumCI_{n,i}) + COMB_{n,i} + AMM_{n,i}^{Bilancio} + OF_{n,i}^{Bilancio} + IMP_{n,i}^{Bilancio} + NI_{n,i}^{dis,mis} * WACC_{dis,mis} + AMM_{n,i}^{NI,dis,mis} + QAR_{n,i} + Y_{n,i}$$

laddove:

- $n$  è l'indice che va da 1 a  $n$  per i diversi anni del periodo di regolazione;
- $i$  sono le singole imprese elettriche minori;
- $COR_{n,i}$  è il costo riconosciuto, per ciascuno degli anni  $n$  del periodo di regolazione e per ciascuna impresa  $i$ , per lo svolgimento del servizio elettrico integrato;
- $CO_{n,i}^{Std}$  è il costo operativo medio standard riconosciuto, per ciascuno degli anni  $n$  del periodo di regolazione e per ciascuna impresa  $i$ , a copertura dei costi operativi del servizio elettrico integrato, come meglio illustrato nei successivi paragrafi;



$NumCl_{n,i}$	è il numero dei clienti attivi <sup>12</sup> per ciascun anno $n$ di ciascuna impresa $i$ ;
$COMB_{n,i}$	è il costo riconosciuto con modalità standard, per ciascuno degli anni del periodo di regolazione e per ciascuna impresa $i$ , a copertura dei costi di acquisto del combustibile per la produzione elettrica sulla base di un consumo specifico standard, come meglio illustrato nei successivi paragrafi;
$AMM_{n,i}^{Bilancio}$	è l'ammortamento iscritto nei conti annuali separati di ciascuna impresa $i$ per ciascun anno $n$ , relativo alle immobilizzazioni materiali ed immateriali afferenti il servizio elettrico iscritte nel bilancio di esercizio dell'impresa al 31 dicembre 2014;
$OF_{n,i}^{Bilancio}$	sono gli oneri finanziari, al netto dei proventi, iscritti nel bilancio di esercizio da ciascuna impresa $i$ di ciascun anno $n$ , relativi ai debiti finanziari risultanti nel bilancio di esercizio dell'impresa al 31 dicembre 2014;
$IMP_{n,i}^{Bilancio}$	sono le imposte sul reddito iscritte nel bilancio di esercizio di ciascuna impresa in ciascuno degli anni del periodo di regolazione;
$NI_{n,i}^{dis,mis}$	sono i nuovi investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali, effettuati, da ciascuna impresa, a partire dal 2015 relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica valorizzati secondo i criteri stabiliti dai provvedimenti tariffari dell'Autorità; per il 2015 tali criteri sono quelli previsti dall'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11;
$WACC_{dis,mis}$	è la remunerazione degli investimenti relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica fissato, per ciascuno degli anni $n$ del periodo di regolazione, in coerenza con i corrispondenti provvedimenti tariffari dell'Autorità (per il 2015 tale remunerazione è stabilita dagli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 199/11) salvo quanto specificato al paragrafo 4.6;

---

<sup>12</sup> Ai fini del presente documento si assume che il numero di clienti attivi corrisponda al numero dei punti di prelievo.

$AMM_{n,i}^{NI,dis,mis}$  è l'ammortamento degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali, effettuati da ciascuna impresa, relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, calcolato secondo le vite utili fissate e con i criteri, stabiliti per ciascuno anno  $n$  del periodo di regolazione, dai corrispondenti provvedimenti tariffari dell'Autorità; per gli investimenti il 2015 le vite utili sono stabilite dagli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 199/11;

$QAR_{n,i}$  è la remunerazione e l'ammortamento relativo agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali, effettuati dal 2015, relativi l'attività di produzione dell'energia elettrica, definiti ai sensi dell'articolo 65.14, 65.15 e 65.17 della deliberazione 28 settembre 2010 - ARG/elt 161/10<sup>13</sup>. Per il 2015 il valore del  $QAR_n$  è pari a 11,7%;

$Y_{n,i}$  sono i costi, al netto dei relativi ricavi, per ciascuno degli anni  $n$  del periodo di regolazione e per ciascuna impresa  $i$ , dovuti ad eventi di natura eccezionale o straordinaria, a variazione della normativa di riferimento o del perimetro del servizio svolto.

- 4.6 Ai fini del riconoscimento della remunerazione sui nuovi investimenti, l'Autorità è orientata a valutare l'applicazione di un WACC al netto delle imposte per evitare un doppio riconoscimento di queste ultime tramite la componente

$IMP_{n,i}^{Bilancio}$ .

- 4.7 Per ciascuno degli esercizi a partire dal 2015, la Cassa provvede, nell'anno successivo, ad integrare la differenza tra il costo riconosciuto del servizio svolto da ciascuna impresa nell'anno, calcolato sulla base delle regole del nuovo sistema di integrazione tariffaria sopra descritto, e i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica e degli altri ricavi afferenti il settore elettrico conseguiti nel medesimo anno.

---

<sup>13</sup> Criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui agli articoli 64 e 65 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06.

## 5 Combustibile ed efficientamento della produzione elettrica

- 5.1 L'acquisto del combustibile (gasolio) per la produzione di energia elettrica rappresenta la voce più significativa del conto economico delle imprese elettriche minori; peraltro, l'utilizzo di impianti di produzione a motori diesel costituisce una delle caratteristiche che contraddistingue l'attività di produzione elettrica sulle isole non interconnesse. Come desumibile dalla Tabella 4 del paragrafo 6.3, l'andamento medio registrato dalla voce di acquisto del combustibile sia in termini assoluti che unitari, nel periodo 2008-2013, sulla base dei dati desumibili dai conti annuali separati, si presenta piuttosto stabile nel tempo e non risulta variare in maniera particolare in relazione alla dimensione delle imprese.
- 5.2 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno individuare appositi meccanismi, in un'ottica di efficienza nella gestione dell'attività di produzione elettrica, finalizzati alla copertura dei costi di combustibile basati, da un lato, sull'efficientamento della quantità del combustibile impiegato per la produzione e, dall'altro, sulla valorizzazione della quantità ritenuta efficiente, tramite un prezzo standard.
- 5.3 In merito alla necessità di efficientamento della quantità di combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica, al fine di tener conto della specificità dimensionale di ciascuna isola non interconnessa<sup>14</sup>, l'Autorità è orientata a riconoscere una quantità standard di combustibile calcolata sulla base di una funzione di consumo specifico, misurata in Kg di gasolio per kWh prodotto, determinata come di seguito:

$$Cons_{n,i}^{Std} = [5,461 \ln(kW_{n,i}^{Im\pianto}) + 265,79] / 1.000$$

laddove, per ciascuno degli anni  $n$  del periodo di regolazione e per ciascuna impresa  $i$ , il consumo specifico standard degli impianti di ciascuna impresa (misurato in Kg di gasolio per kWh di energia prodotta) viene determinato in funzione della taglia media dei medesimi impianti (misurata in kW e pari alla somma della potenza dei motori primi installata divisa per il numero dei gruppi utilizzati), laddove:

$Cons_{n,i}^{Std}$  è il consumo specifico standard per ciascun anno  $n$ , di ciascuna impresa  $i$ , misurato in Kg di gasolio per kWh di energia prodotta;

---

<sup>14</sup> Occorre tenere presente che più un'isola è piccola, e più è probabile che nella stagione di bassi consumi (per minore presenza di persone sull'isola e conseguentemente di ridotte attività commerciali) sia necessario utilizzare gli impianti in condizioni lontane dal punto di efficienza ottimale, con rendimenti quindi piuttosto bassi.

$kW_{n,i}^{Im\ pianto}$  è la potenza media degli impianti dell'impresa  $i$  nell'anno  $n$ , misurata in kW ed è pari alla somma della potenza dei motori primi installata divisa per il numero dei gruppi utilizzati.

5.4 Di conseguenza, il quantitativo standard di combustibile riconosciuto sarebbe pari a:

$$Kg_{n,i}^{Std} = Cons_{n,i}^{Std} * kWh_{n,i}^{PG}$$

laddove:

$Kg_{n,i}^{Std}$  sono i Kg di combustibile riconosciuti per l'anno  $n$  a ciascuna impresa  $i$ ;

$kWh_{n,i}^{PG}$  sono i kWh di energia elettrica prodotti da ciascuna impresa  $i$  nell'anno  $n$  tramite gli impianti alimentati a gasolio.

5.5 La funzione è stata individuata sulla base delle esperienze e dei dati acquisiti dalla Cassa nel corso delle istruttorie svolte ai fini delle integrazioni tariffarie ai sensi della legge 10/91 e dalla Direzione Osservatorio Vigilanza e Controlli dell'Autorità nel corso delle ispezioni svolte presso le isole. La funzione logaritmica, che meglio si presta a spiegare la varianza delle osservazioni in relazione alla assai diversa dimensione delle isole, è stata calcolata, nello specifico, sulla base dei dati di produzione elettrica e potenza degli impianti presenti sulle isole, comunicati dalle imprese al Ministero dello sviluppo economico, tramite la Cassa<sup>15</sup>, nell'ambito del procedimento di cui all'art. 1 comma 6-octies del decreto-legge 145/13.

5.6 Come evidenziato nella figura sottostante, la funzione di regressione individuata, che riporta sull'asse delle ascisse la potenza media degli impianti in kW e sull'asse delle ordinate il consumo specifico misurato in g/kWh, interpola con un elevato grado di precisione ( $R^2=0,8181$ )<sup>16</sup> i valori di consumo specifico medio registrati dalle imprese elettriche minori nel periodo 2008-2013.

---

<sup>15</sup> Comunicazione della Cassa del 12 agosto 2014 (prot. Autorità 25474 del 18/09/2014).

<sup>16</sup>  $R^2$  è il coefficiente di determinazione che misura la proporzione tra la variabilità dei dati e la correttezza del modello statistico utilizzato.

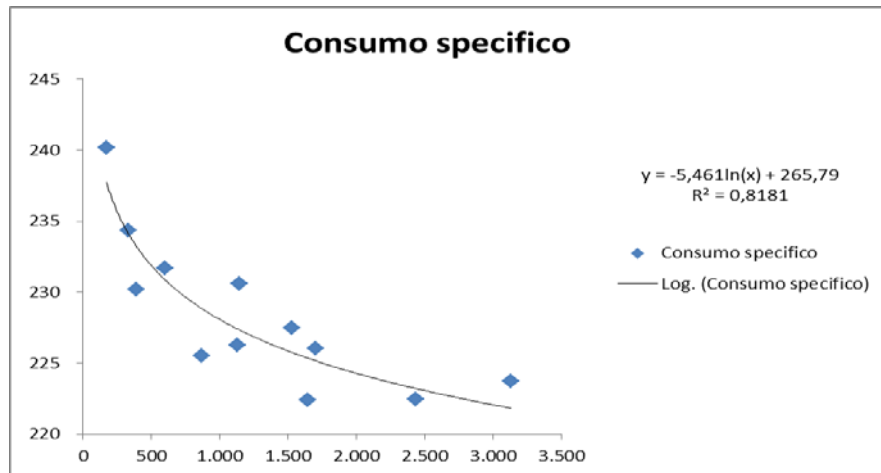


Figura 1

- 5.7 E' evidente, come si evince dal grafico, che il riconoscimento di una quantità standard di combustibile per la produzione, sulla base della suddetta funzione, premierà le imprese più efficienti che stanno al di sotto della curva logaritmica, inducendo le altre ad attivare un percorso di efficientamento nella gestione del consumo di combustibile.
- 5.8 L'Autorità intende valutare l'applicazione di opportuni meccanismi di *profit-sharing* per le imprese che registrano efficienze superiori a quella prevista dalla funzione logaritmica e/o un graduale abbassamento della curva di consumi verso valori più efficienti. Tali meccanismi potrebbero iniziare ad operare dal secondo o dal terzo anno del periodo regolatorio, per consentire un'adeguata transizione dal regime esistente.
- 5.9 Per quanto riguarda la valorizzazione del combustibile, l'Autorità è orientata ad utilizzare un valore standard di riferimento, rappresentato in particolare dal prezzo industriale<sup>17</sup> del gasolio per auto pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico su base mensile sul quale è calcolato l'indice  $G_{iem}$ , introdotto dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 per l'aggiornamento bimestrale della quota parte di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori. Come si evince dalla tabella sottostante, il prezzo industriale medio del gasolio per auto, nel periodo 2008-2013, è risultato costantemente superiore al costo medio di acquisto del combustibile sostenuto dalle imprese elettriche minori desumibile dai conti annuali separati trasmessi all'Autorità per i medesimi anni.

---

<sup>17</sup> Al netto di accise e IVA.

€1000 kg	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Media annua prezzo industriale del gasolio <sup>1</sup>	844,96	578,69	713,29	903,51	974,62	910,28
Costo medio di acquisto di gasolio IEM <sup>2</sup>	811,63	541,65	654,66	831,75	910,63	859,40

1 Dal sito [www.dgerm.sviluppoeconomico.gov.it](http://www.dgerm.sviluppoeconomico.gov.it)

2 Dati calcolati sulla base dei Conti Annuali Separati

Tabella 2

- 5.10 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità è orientata ad individuare una funzione di riconoscimento del costo del combustibile che tenga conto sia della differenza storica tra i prezzi industriali del gasolio auto pubblicati e i costi medi di acquisto sostenuti dalle imprese sia dei costi di trasporto di cui si dirà meglio nel paragrafo 5.12 che dell'eventuale incentivo per la riduzione delle perdite come descritto nel paragrafo 5.15. In termini formali:

$$Comb_{n,i} = \left[ \sum_{m=1}^{12} p(G_{iem}^m) * \left( Kg_{n,i}^{Std} * \frac{Kg_{m,i}}{Kg_{n,i}} \right) \right] * (1 + Trasp) + INC_{n,i}^{Perdite}$$

laddove:

$Comb_{n,i}$  è il costo standard, riconosciuto per ciascuno degli anni del periodo di regolazione a ciascuna impresa  $i$ , a copertura dei costi di acquisto del combustibile per la produzione elettrica sulla base delle quantità efficienti;

$p(G_{iem}^m)$  è il prezzo efficiente funzione del prezzo industriale del gasolio per auto pubblicato nel mese  $m$ ;

$Kg_{n,i}^{Std}$  sono i Kg di combustibile riconosciuti per l'anno  $n$  a ciascuna impresa  $i$  ai sensi del precedente paragrafo 5.4;

$Kg_{m,i}$  sono i Kg di combustibile effettivamente acquistati dall'impresa  $i$  mese  $m$ ;

$Kg_{n,i}$  sono i Kg di combustibile complessivi effettivamente acquistati dall'impresa  $i$  nell'anno  $n$ ;

$Trasp$  è il costo di trasporto stabilito dall'Autorità in maniera percentuale rispetto al costo del combustibile, come illustrato nel paragrafo 5.12;

$INC_{n,i}^{Perdite}$  è l'incentivo per la riduzione delle perdite riconosciuto ai sensi del paragrafo 5.15.

- 5.11 In relazione al costo di approvvigionamento del combustibile, l'Autorità ritiene, altresì, auspicabile una soluzione rappresentata dall'adozione, ai fini della valorizzazione della quantità efficiente di combustibile, di un prezzo di acquisto unitario, indicato dalle stesse imprese elettriche minori, frutto di una procedura di acquisto centralizzata da parte di queste, possibilmente avvalendosi di una stazione appaltante specializzata e indipendente, commisurato, ad esempio, al fabbisogno di più imprese per un determinato arco temporale. Infatti, l'esistenza di un prezzo formatosi tramite procedure di gara trasparenti e svolte in maniera centralizzata da parte delle imprese potrebbe configurarsi come prezzo efficiente, seppur differente da quello risultante da prezzi ufficiali quali il prezzo industriale del gasolio auto.
- 5.12 Oltre all'individuazione di un prezzo unitario di acquisto di combustibile è necessario, altresì, definire un valore standard per la copertura dei costi di trasporto dello stesso. Tali costi, per i quali non sono disponibili dati contabili dai conti annuali separati trasmessi dalle imprese, sono storicamente molto variabili da impresa a impresa a causa di fattori quali la distanza dalla costa, l'esistenza di depositi presso le isole e l'utilizzo per i diversi mezzi di trasporto, sostanzialmente riconducibili alla bettolina o all'autobotte su nave. Da analisi svolte dall'Autorità è emerso che i costi di trasporto su autobotte variano da un minimo del 5% ad un massimo del 15% del costo complessivo del combustibile, mentre i costi di trasporto tramite bettolina si avvicinano al valore medio del 15% del costo del combustibile acquistato. L'Autorità è, quindi, orientata ad utilizzare una percentuale, decrescente nel corso del periodo di regolazione, inizialmente pari a non più del 10%, con riduzione di un punto percentuale su base annuale, a partire dal 2016. Il costo di trasporto sarà comunque oggetto di ulteriori approfondimenti da parte dell'Autorità al fine di verificare che, nella contabilità delle imprese elettriche minori, non sia già ricompreso nel costo della materia prima, al fine di evitare un doppio riconoscimento dello stesso.
- 5.13 Sempre in tema di efficientamento dei costi di produzione elettrica rileva, infine, il valore delle perdite di rete registrato dalle imprese elettriche minori nel corso degli anni; tale valore in alcuni casi risulta superiore al valore di riferimento fissato dall'Autorità per le utenze BT, pari al 8%<sup>18</sup>. In tal senso, l'Autorità ritiene necessario, nell'ambito della riforma del sistema di integrazione tariffaria, prevedere un meccanismo per incentivare le imprese elettriche minori ad una riduzione progressiva delle perdite di rete, considerando che azioni in tal senso sono legate a decisioni di investimento e rinnovamento della rete e dei relativi

---

<sup>18</sup> Valore al netto delle perdite sulla rete AT e sul trasformatore AT/MT (Tabella 4 dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009 - ARG/elt 107/09, c.m.i.).

impianti che comportano decisioni di medio lungo periodo, nonché al contrasto delle perdite commerciali.

- 5.14 Ai fini di incentivare le imprese ad una riduzione delle perdite di rete, l’Autorità intende prevedere un meccanismo di premi positivi nel caso in cui le imprese riducano per ogni anno del periodo di regolazione, la differenza tra l’energia distribuita e l’energia prodotta rispetto all’anno precedente, prendendo come dato di partenza, per il primo anno del periodo di regolazione, le perdite di rete dichiarate dalle imprese per il 2013 al Ministero dello sviluppo economico, tramite la Cassa<sup>19</sup>, nell’ambito del procedimento di cui all’art. 1 comma 6-octies del decreto-legge 145/13.
- 5.15 La riduzione in termini di energia (kWh) tra un anno e l’altro verrebbe tradotta nella corrispondente (minore) quantità di combustibile acquistato sulla base della funzione logaritmica di consumo efficiente di cui al paragrafo 5.3 e valorizzata utilizzando la funzione  $p(G_{iem})$  medio dell’anno. In termini formali:

$$INC_{n,i}^{Perdite} = \left[ \left( \frac{kWh_{n-1,i}^{Prodotti} - kWh_{n-1,i}^{Distribuiti}}{kWh_{n-1,i}^{Prodotti}} \right) - \left( \frac{kWh_{n,i}^{Prodotti} - kWh_{n,i}^{Distribuiti}}{kWh_{n,i}^{Prodotti}} \right) \right] * kWh_{n,i}^{Prodotti} * Cons_{n,i}^{Standard} * p(G_{iem}^n)$$

laddove:

$INC_{n,i}^{Perdite}$  rappresenta l’incentivo riconosciuto nell’anno  $n$  del periodo regolatorio a ciascuna impresa  $i$ , esclusivamente nel caso di riduzione delle perdite tra un anno e il successivo;

$kWh^{Prodotti}$  sono i kWh di energia elettrica prodotti, tramite qualsiasi impianto (inclusi quelli eventualmente alimentati da fonte rinnovabile presenti sull’isola), rispettivamente nell’anno  $n$  e nell’anno  $n-1$ , da ciascuna impresa  $i$ ;

$kWh^{Distribuiti}$  sono i kWh di energia elettrica distribuiti rispettivamente nell’anno  $n$  e nell’anno  $n-1$ , da ciascuna impresa  $i$ ;

$Cons_{n,i}^{Standard}$  è il consumo specifico standard di ciascuna impresa  $i$  calcolato ai sensi del precedente paragrafo 5.3;

$p(G_{iem}^n)$  è il prezzo efficiente funzione del prezzo industriale del gasolio per auto medio dell’anno  $n$ .

Per il primo anno del periodo regolatorio, ai fini dell’applicazione della formula, i dati di energia relativi all’anno  $n-1$  sono quelli dell’anno 2013.

<sup>19</sup> Comunicazione della Cassa del 12 agosto 2014 (prot. Autorità 25474 del 18/09/2014).



L'Autorità intende valutare l'applicazione di un criterio di *profit-sharing* sulla riduzione delle perdite raggiunte dalle imprese o, in alternativa, una revisione del meccanismo che preveda anche penalità a fronte di un *profit-sharing* più favorevole per le imprese, lasciando la scelta alle imprese sul meccanismo da adottare. Anche tale meccanismo potrebbe iniziare ad operare dal secondo o dal terzo anno del periodo regolatorio, per consentire un'adeguata transizione dal regime esistente.

- 5.16 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ritiene che gli strumenti proposti per l'efficientamento della produzione elettrica sopra descritti possano ulteriormente motivare le imprese elettriche minori a comportamenti virtuosi nella gestione della loro attività, nonché nelle future scelte di investimento anche alla luce degli obblighi che deriveranno dall'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 1 comma 6-octies del decreto-legge 145/13.
- 5.17 Alla fine del periodo regolatorio, l'Autorità valuterà le maggiori efficienze conseguite dalle imprese nella gestione dell'attività di produzione e potrà prevedere eventuali meccanismi di *profit-sharing* delle suddette efficienze da applicare nel successivo periodo di regolazione (secondo i modelli già ampiamente adottati nella regolazione ordinaria delle attività di distribuzione e misura).

S2 Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo del combustibile.
--

## **6 Il costo operativo standard**

- 6.1 Secondo il nuovo sistema di integrazione tariffaria delineato, l'Autorità intende definire un costo operativo standard per punto di prelievo a copertura dei costi operativi, al netto del combustibile, sostenuti in ciascun anno dall'impresa elettrica minore per lo svolgimento delle diverse attività del servizio elettrico, vale a dire produzione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica.
- 6.2 Ai fini della definizione del costo operativo standard, l'Autorità ha definito tre differenti cluster all'interno dell'insieme delle imprese elettriche minori sulla base del numero dei clienti serviti; questo, in considerazione del fatto che tale parametro riflette in maniera sufficientemente adeguata la specificità dimensionale di ciascuna isola. Nella tabella seguente vengono raffrontati i dati caratteristici delle singole isole minori con l'individuazione dei cluster considerati.

Capri	Cluster <sup>1</sup>	N° clienti <sup>2</sup>	Superficie	Distanza dalla costa Km	Densità di rete (clienti per Km di rete) <sup>2</sup>	Energia distribuita <sup>2</sup> MWh/anno
Levanzo	1	294,8	5,8	15,0	49,1	565,8
Linosa	1	441,3	5,3	160,0	33,9	2.646,0
Tremiti	1	532,2	2,5	16,0	19,7	3.651,7
Marettimo	1	729,8	12,4	37,0	38,4	1.751,5
Ustica	1	1.287,7	8,2	67,0	47,7	4.687,5
Giglio	2	2.911,8	21,5	15,0	107,8	9.235,7
Ponza	2	3.340,2	7,6	23,0	101,2	10.857,2
Favignana	2	3.579,7	20,0	7,0	39,3	12.628,0
Lampedusa	2	3.983,8	20,0	205,0	38,7	28.200,1
Pantelleria	3	6.938,8	84,8	120,0	32,6	37.094,8
Lipari	3	7.225,2	37,6	78,0	103,2	30.295,2
Capri	3	9.456,8	10,4	7,7	57,7	60.585,0

<sup>1</sup> Il cluster 1 comprende le IEM che hanno fino a 1.500 clienti serviti; il cluster 2 comprende IEM che hanno da 1.500 a 5.000 clienti serviti; il cluster 3 le IEM con oltre 5.000 clienti serviti.

<sup>2</sup> Valori medi del periodo 2008-2013

Tabella 3

6.3 Nella tabella seguente sono presentati i valori medi<sup>20</sup> per cliente dei costi delle diverse attività svolte, relativi a ciascun cluster di imprese, desunti dai conti annuali separati trasmessi dalle imprese per il periodo 2008-2013. Si fa riferimento, in particolare, alle seguenti tipologie di costi:

- costi per materie prime, escluso il combustibile (gasolio) per la produzione;
- costi per servizi;
- costi di godimento dei beni di terzi;
- costi di personale;
- oneri diversi di gestione;
- costi indiretti attribuiti dai servizi comuni e dalle funzioni operative condivise<sup>21</sup> alle attività del settore elettrico.

La tabella riporta, altresì, alcuni indicatori monetari e tecnici, questi ultimi desunti dai dati forniti dalle imprese elettriche minori ai fini del procedimento di cui all'art. 1 comma 6-octies del decreto-legge 145/13.

<sup>20</sup> Valori nominali.

<sup>21</sup> Di cui all'Allegato A alla deliberazione 18 gennaio 2007 n. 11/07.

	Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3	
	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>
Costo medio di produzione per energia prodotta (senza combustibile)	247,1	64,1%	141,7	32,6%	99,2	39,4%
Costo medio di produzione per cliente	861,8	44,5%	642,3	13,5%	626,2	56,8%
Costo medio combustibile per Kg di gasolio	0,74	5,3%	0,81	14,0%	0,76	8,0%
Costo medio di distribuzione per energia distribuita (in MWh)	127,4	60,6%	51,7	41,4%	37,6	5,2%
Costo medio di distribuzione per cliente	461,5	56,7%	197,8	22,8%	201,0	25,8%
Costo medio della misura per cliente	121,8	101,6%	33,1	44,3%	21,1	70,9%
Costo medio di vendita per cliente	157,7	65,3%	102,8	39,6%	57,4	7,2%
Produzione elettrica lorda (MWh/anno)	2.527	51,1%	18.447	66,1%	48.895	35,9%
Perdite di rete in %	11,2%	17,7%	15,6%	34,1%	9,8%	49,2%
Densità clienti per Km <sup>2</sup>	112,6	62,2%	238,3	57,4%	394,4	113,9%
Densità di rete (n° clienti per Km di rete)	37,8	31,6%	71,8	52,8%	64,5	55,5%

<sup>1</sup> La media si riferisce al periodo 2008-2013 per le imprese del cluster

<sup>2</sup> Pari al rapporto tra deviazione standard e media

Tabella 4

- 6.4 Dalla Tabella 4 si evince che i costi medi per cliente e per energia prodotta, delle singole attività, diminuiscono all'aumentare della dimensione media delle imprese di ciascun cluster: tale tendenza è tipica dei servizi infrastrutturali, caratterizzati da significative economie di scala ed è un fenomeno riscontrabile anche nelle imprese che operano a livello nazionale. Si evidenzia, altresì, una sostanziale invarianza, rispetto alla dimensione delle imprese, del costo medio del combustibile. Tuttavia, si osserva che i valori medi di ciascun cluster presentano, in molti casi, un elevato coefficiente di variazione come conseguenza del fatto che i valori delle singole imprese sono piuttosto dispersi intorno alla media (anche per effetto delle notevoli differenze dimensionali presenti anche nell'ambito di uno stesso cluster).
- 6.5 Di seguito, invece, viene presentata un'analisi effettuata, per il periodo 2008-2013, su un campione di imprese di dimensioni simili alle imprese elettriche minori, operanti in territorio nazionale in maniera integrata nelle diverse attività del settore elettrico. Dalla tabella si evince che i costi medi delle attività di distribuzione e misura, per ciascun cluster, sono in linea con quelli delle imprese elettriche minori riportati nella Tabella 4<sup>22</sup>. Al contrario il costo medio dell'attività di vendita, al netto della materia prima e del trasporto, risulta più basso per le imprese nazionali rispetto alle imprese elettriche minori. Anche in quest'analisi, tuttavia, si evidenzia un elevato coefficiente di variazione rispetto ai valori medi di ogni cluster.

<sup>22</sup> Il confronto è fatto a valori nominali.

	Imprese fino a 1.500 clienti serviti			Imprese fino a 5.000 clienti serviti			Imprese fino a 10.000 clienti serviti		
	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>	n° imprese del campione	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>	n° imprese del campione	Media <sup>1</sup>	coeff. di variazione <sup>2</sup>	n° imprese del campione
Costo medio di distrib. per energia distribuita (in MWh)	148,8	115,6%	9	41,8	47,1%	7	38,5	31,1%	6
Costo medio di distribuzione per cliente	515,3	73,6%	9	202,1	62,9%	7	204,8	37,4%	6
Costo medio di misura per cliente	57,0	146,2%	9	23,9	63,7%	7	29,9	12,6%	6
Densità di rete (n° clienti per Km di rete)	15,4	99,6%	9	43,0	62,9%	7	25,0	33,8%	6
Costo medio di vendita per cliente	42,0	67%	2	54,8	77,2%	8	42,2	74,2%	7

<sup>1</sup> La media si riferisce al periodo 2008-2013 per le imprese del cluster

<sup>2</sup> Pari al rapporto tra deviazione standard e media

Tabella 5

- 6.6 Dal confronto delle due precedenti tabelle, si può ipotizzare una prima soluzione regolatoria che riconosca, nel nuovo sistema di integrazione tariffaria, come costi operativi standard, almeno per la distribuzione e per la misura, i costi medi sostenuti dalle imprese elettriche minori nelle rispettive attività, differenziati per i diversi cluster, alla luce del fatto che questi costi risultano sostanzialmente allineati ai valori medi registrati dalle imprese operanti sul territorio nazionale, i cui costi sono oggetto di copertura tramite le tariffe fissate dall’Autorità per i rispettivi servizi.
- 6.7 Tuttavia, l’alta variabilità dei dati intorno alla media all’interno di ciascun cluster, evidenzia come l’utilizzo di valori medi presi come costi standard rischia di penalizzare eccessivamente alcune imprese a fronte di altre che conseguirebbero rendite eccessive. In tal senso, l’Autorità è orientata ad adottare un meccanismo alternativo basato sui risultati di un’analisi di frontiera efficiente individuata con la metodologia DEA<sup>23</sup>.
- 6.8 L’analisi DEA effettua una valutazione dell’efficienza relativa di ciascuna impresa rispetto alle altre imprese elettriche minori. L’analisi, in particolare, è stata condotta considerando due output: il numero medio di clienti serviti e la quantità media di energia distribuita nel periodo 2008-2013 da ciascuna impresa elettrica minore e un unico input, dato dal costo operativo (medio annuo) sostenuto nel medesimo periodo (al netto dei costi di combustibile). L’analisi ha individuato una frontiera efficiente che è data dalla combinazione lineare delle imprese del campione che producono con maggiore efficienza, vale a dire, che producono a parità di output (clienti serviti e energia distribuita) con il minimo input (costi operativi totali). Per ogni impresa, quindi, è stata valutata l’efficienza relativa rispetto all’impresa situata sulla frontiera efficiente, la cui efficienza relativa, per definizione, è pari al 100%. Nella Tabella 6 viene riportata l’efficienza media di ogni cluster calcolata come media aritmetica dei valori di efficienza relativa di ogni impresa del cluster; la tabella evidenzia ancora una volta un aumento dell’efficienza all’aumentare della dimensione delle imprese.

<sup>23</sup> *Data envelopment analysis.*

	<b>Efficienza media calcolata con il metodo DEA</b>
Cluster 1	51,5%
Cluster 2	69,3%
Cluster 3	81,5%

*Tabella 6*

- 6.9 Sulla base dell'analisi DEA e della frontiera efficiente individuata sarebbe, teoricamente, possibile individuare un percorso che porti tutte le imprese elettriche minori, in un determinato numero di anni, a raggiungere il livello di efficienza massimo rappresentato dall'efficienza della frontiera (100%). Tuttavia, dal momento che, con riferimento ad ognuno dei cluster del campione, vi sono diverse imprese che hanno un'efficienza molto inferiore a quella ottimale e in alcuni anche molto inferiore alla media del cluster stesso, l'Autorità intende, in alternativa, prevedere, nell'ottica di salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese e di gradualità della riforma del sistema di integrazione tariffaria, un percorso che permetta alle imprese che hanno un'efficienza sotto la media del cluster di raggiungere, alla fine del periodo di regolazione, almeno il valore medio riportato in Tabella 6. Per le altre imprese di ciascun cluster, invece, che hanno un'efficienza relativa in linea o sopra la media, l'Autorità è orientata a riconoscere il costo operativo medio per cliente attualmente sostenuto da ciascuna impresa.
- 6.10 In pratica, il percorso di efficientamento, previsto per il periodo di regolazione 2015-2019, sarebbe differenziato per le singole imprese elettriche minori; infatti, le imprese che hanno un'efficienza di partenza inferiore a quella target, si vedrebbero riconosciuto, anno per anno, un costo standard che, partendo dal proprio costo operativo medio per cliente, desunto dai conti annuali separati riferiti al 2013, opportunamente inflazionato, degraderebbe verso il costo operativo target efficiente tramite uno specifico fattore di produttività. Le altre imprese, invece, che hanno un'efficienza di partenza in linea o superiore alla media vedrebbero riconosciuto, anno per anno, un costo operativo medio standard per cliente che, desunto dai conti annuali separati riferiti al 2013, sarebbe opportunamente inflazionato ma che non verrebbe degradato nel tempo.
- 6.11 In questo modo, le imprese di ogni cluster che hanno un'efficienza relativa inferiore alla media del cluster dovrebbero, nel corso del periodo di regolazione, attivare un percorso di efficienza tale da raggiungere il costo target assegnato, che porti l'impresa a raggiungere l'efficienza media del cluster. Invece, le altre imprese che hanno un'efficienza relativa pari o superiore all'efficienza del cluster, vedrebbero riconosciuto per tutto il periodo di regolazione il proprio costo operativo medio per cliente di partenza, rispetto al quale non conseguirebbero rendite ingiustificate e potrebbero inoltre ulteriormente avvantaggiarsi di eventuali incrementi di efficienza.

- 6.12 In tal senso, la Tabella 7 seguente riporta i valori target, in forma anonima<sup>24</sup>, che le singole imprese elettriche minori sarebbero tenute a raggiungere alla fine del periodo di regolazione. I dati della tabella sono valori calcolati a moneta 2013.

<i>Impresa</i>	<b>Costo operativo medio per cliente target (valori in euro)</b>
<b>A</b>	801
<b>B</b>	1.163
<b>C</b>	1.353
<b>D</b>	1.449
<b>E</b>	1.495
<b>F</b>	874
<b>G</b>	937
<b>H</b>	1.005
<b>I</b>	1.005
<b>L</b>	696
<b>M</b>	728
<b>N</b>	855

*Tabella 7*

- 6.13 I valori riportati in tabella sono frutto di prime valutazioni dell’Autorità al fine di poter fornire informazioni utili all’applicazione del nuovo sistema di integrazione tariffaria; i dati puntuali saranno forniti a ciascuna delle imprese previa richiesta da parte di queste. I valori definitivi, tuttavia, saranno fissati in coerenza con gli esiti delle istruttorie svolte dalla Cassa fino all’esercizio 2014 ai sensi dell’art 7 della legge 10/91, dai quali potrebbero emergere costi non ammissibili.
- 6.14 In conclusione, per ogni impresa elettrica minore, a partire dal 2015, il costo operativo standard medio di partenza, individuato dall’Autorità, sarebbe pari alla somma dei costi relativi alle seguenti voci del conto economico, riportate nei conti annuali separati trasmessi all’Autorità per l’esercizio 2013, delle singole attività del settore elettrico (distribuzione, misura, produzione e vendita):
- costi per materie prime, escluso il combustibile per la produzione;
  - costi per servizi;
  - costi di godimento dei beni di terzi;
  - costi di personale;
  - oneri diversi di gestione;
  - costi indiretti attribuiti dalle funzioni operative condivise e dai servizi comuni alle attività del settore elettrico;

<sup>24</sup> Si precisa che l’ordine delle imprese di Tabella 7 non corrisponde a quello di Tabella 3.

rapportati al numero dei clienti serviti del 2013. Per ciascun anno successivo al 2015 del periodo di regolazione, il costo medio di partenza verrebbe aggiornato con l'inflazione ed efficientato con un fattore di produttività, specifico di ogni impresa, che porti, nel 2019, al riconoscimento del valore target di Tabella 7. Come detto, le imprese che hanno un costo di partenza medio inferiore o uguale al costo target sconteranno un fattore di produttività pari a zero.

6.15 In termini formali, per le imprese che hanno un'efficienza relativa di partenza inferiore a quella media del cluster, si avrebbe:

$$Co_{n,i}^{Std} = Co_i^{2013} * (1 + RPI^{2014}) * (1 - X_i)^n * \prod_{j=1}^n (1 + RPI^j)$$

per le imprese che, invece, hanno un'efficienza relativa di partenza in linea o superiore alla media, si avrebbe:

$$Co_{n,i}^{Std} = Co_i^{2013} * (1 + RPI^{2014}) * \prod_{j=1}^n (1 + RPI^j)$$

laddove:

$Co_{n,i}^{Std}$  è il costo operativo standard medio per cliente, fissato per ciascun anno  $n$  (che assume valori da 1 a 5) per ciascuna impresa elettrica minore  $i$ ;

$Co_i^{2013}$  è il costo operativo medio per cliente del 2013, pari alla somma dei costi relativi alle seguenti voci del conto economico, riportate nei conti annuali separati trasmessi all'Autorità per l'esercizio 2013, delle singole attività del settore elettrico (distribuzione, misura, produzione e vendita):

- costi per materie prime, escluso il combustibile per la produzione;
- costi per servizi;
- costi di godimento dei beni di terzi;
- costi di personale;
- oneri diversi di gestione;
- costi indiretti attribuiti dai servizi comuni e dalle funzioni operative condivise alle attività del settore elettrico;

rapportata al numero dei clienti serviti del 2013;

$RPI^{2014}$  è il tasso di inflazione rilevato dall'ISTAT per il 2014, quale incremento medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati;

$RPI^n$  è il tasso di inflazione rilevato dall'ISTAT per ciascuno degli anni del periodo di regolazione, quale incremento medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati;

$X_i$  è il fattore di produttività, specifico di ogni impresa, che permette il raggiungimento, nell'arco del periodo di regolazione, del costo operativo target medio per cliente di cui alla Tabella 7.

6.16 In termini formali il valore di  $X_i$  viene fissato all'inizio del periodo di regolazione, per ogni impresa, ed è pari a:

$$X_i = 1 - \sqrt[5]{\frac{Co_i^{Target}}{Co_i^{2013}}}$$

laddove:

$Co_i^{Target}$  è il costo operativo target medio per cliente fissato per ogni impresa  $i$  in Tabella 7.

S3 Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo operativo standard.
--