

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
552/2017/R/EEL**

**RIFORMA DELLA STRUTTURA TARIFFARIA DEGLI  
ONERI GENERALI DI SISTEMA PER CLIENTI NON DOMESTICI  
NEL MERCATO ELETTRICO – AGGIORNAMENTO 2017**

**Orientamenti finali anche in considerazione della decisione della Commissione  
europea C(2017) 3406**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti  
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità  
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel

**Mercato di incidenza: energia elettrica**

27 luglio 2017

## **Premessa**

*Il presente documento illustra gli orientamenti finali dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità) in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni di legge in tema di nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici.*

*La presente consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità con la deliberazione 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, e fa seguito a una prima consultazione avviata dall'Autorità con il documento di consultazione 255/2016/R/eel. Nella presente consultazione viene fornito un aggiornamento anche a seguito della decisione della Commissione europea C(2017) 3406 di approvazione del piano di adeguamento presentato dal Governo italiano, ai sensi della Disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente (Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01). Come per la precedente consultazione, **la valutazione degli impatti della riforma delle agevolazioni per le imprese energivore esula dagli obiettivi del presente documento per la consultazione**, e più in generale dalle competenze dell'Autorità.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica, **entro il 18 settembre 2017**.*

*Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

***Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico***

***Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

email: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)

sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

<b>1. Contesto di riferimento .....</b>	<b>4</b>
Breve sintesi delle modifiche normative primarie intervenute in relazione alla riforma della struttura tariffaria degli oneri generali per utenze non domestiche .....	4
Breve sintesi degli orientamenti iniziali contenuti nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel .....	5
Breve richiamo alle evoluzioni della disciplina in materia di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica .....	7
Altri fatti e sviluppi sopravvenuti, rilevanti per il procedimento in tema di riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema.....	10
<b>2. Finalità e limiti della presente consultazione .....</b>	<b>12</b>
Finalità e ipotesi principali del documento per la consultazione .....	12
Limiti della presente consultazione .....	13
<b>3. Valutazione degli effetti sulla spesa di diversi “utenti tipo” non domestici .....</b>	<b>16</b>
Dati di partenza per le simulazioni.....	17
Modalità di calcolo della componente $A_{RIM}$ .....	18
Modalità di calcolo della componente $A_{SOS}$ .....	18
Variazione della spesa totale annua: confronto quantitativo tra le ipotesi .....	22
Versione excel delle tabelle presentate nel documento .....	24
<b>4. Valutazione degli effetti sulla distribuzione degli oneri generali tra le diverse categorie di utenza .....</b>	<b>24</b>
L’esigenza di trasparenza emersa nei lavori dell’Osservatorio della Regolazione .	26
<b>Appendici.....</b>	<b>28</b>
A.1 Modalità applicative per la definizione delle aliquote $A_{SOS}$ e $A_{RIM}$ .....	28
A.2 Descrizione delle tipologie di utenze.....	29
A.3 Quadro complessivo degli oneri generali di sistema.....	30
A.4. Struttura delle tariffe di rete.....	31
A.5. Strutture tariffarie per gli oneri generali di sistema post-riforma.....	32
A.6. Analisi di sensitività della Tabella 2.....	36
A.7. Aliquote utilizzate per l’analisi di sensitività .....	39

## 1. Contesto di riferimento

### ***Breve sintesi delle modifiche normative primarie intervenute in relazione alla riforma della struttura tariffaria degli oneri generali per utenze non domestiche***

- 1.1 L'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge 210/15<sup>1</sup>, come successivamente modificato in sede di conversione dalla legge 21/16<sup>1</sup>, prevede che l'Autorità provveda *“ad adeguare, con decorrenza dal 1 gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa, nonché ad applicare, con la medesima decorrenza, agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, la rideterminazione degli oneri di sistema elettrico di cui all'articolo 39, comma 3, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134”*.
- 1.2 L'Autorità, con la deliberazione 138/2016/R/eel<sup>2</sup>, ha disposto l'avvio di un procedimento per la formazione di provvedimenti volti a riformare l'attuale struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico per le utenze non domestiche in altissima, alta, media e bassa tensione, ai sensi del richiamato articolo l'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge 210/15, come convertito, con modificazioni, in legge 21/16.
- 1.3 Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione 255/2016/R/eel<sup>3</sup>.
- 1.4 Nel documento di consultazione 255/2016/R/eel, i cui contenuti sono sintetizzati di seguito, era stata esplicitamente esclusa l'analisi degli impatti della riforma in relazione alle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica (di seguito anche richiamate come “imprese energivore”), rimandando tale analisi alla definizione del quadro applicativo delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia<sup>4</sup>, che al momento della pubblicazione del documento 255/2016/R/eel era ancora al vaglio della Commissione europea per la compatibilità con la Disciplina europea degli aiuti di Stato.

---

<sup>1</sup> Il decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210 convertito, con, modificazioni, in legge 25 febbraio 2016, n. 21.

<sup>2</sup> La deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel.

<sup>3</sup> Il documento per la consultazione dell'Autorità 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel, recante “Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico”.

<sup>4</sup> Agevolazioni previste dall'articolo 39, comma 3, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83.

- 1.5 L'articolo 6, comma 9, del decreto legge 244/16<sup>5</sup> ha ulteriormente modificato il termine di decorrenza delle disposizioni contenute nella sopra richiamata norma primaria, fissandolo al 1 gennaio 2018 invece che al 1 gennaio 2016.
- 1.6 Con la segnalazione 20/2017/I/eel<sup>6</sup>, in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 244/16, l'Autorità ha *“valuta[to] positivamente il differimento al 2018 della data di entrata in vigore della predetta riforma tariffaria, in quanto consente di superare le criticità che sarebbero derivate dalla sua immediata efficacia, evitando così conguagli su una platea numerosa di utenti per l'anno 2016”* e ha altresì evidenziato *“criticità legate all'applicazione delle parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema alla sola energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi”*, segnalando in particolare che l'Autorità ritiene *“necessario prevedere che le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate all'energia elettrica prelevata da ogni rete elettrica con obbligo di connessione dei soggetti aventi titolo (ivi inclusi i Sistemi di Distribuzione Chiusi), non solo dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi”*.

***Breve sintesi degli orientamenti iniziali contenuti nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel***

- 1.7 Con il documento per la consultazione 255/2016/R/eel, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti iniziali per l'attuazione delle disposizioni del decreto-legge 210/15 come modificato con la legge di conversione 21/16, in particolare con riferimento a:
- il perimetro di applicazione della riforma degli oneri generali: è stato proposto che la riforma riguardasse l'insieme delle seguenti componenti A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>5</sub>, A<sub>s</sub>, MCT, UC<sub>4</sub> e UC<sub>7</sub>;<sup>7</sup>
  - la struttura di riferimento per la definizione della nuova struttura tariffaria per le suddette componenti: è stato proposto di considerare la somma delle componenti TRAS, DIS, MIS e delle componenti perequative UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub>.
- 1.8 Il documento per la consultazione 255/2016/R/eel ha quindi proposto diverse ipotesi alternative per la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, in conformità a quanto previsto dalla norma primaria

---

<sup>5</sup> Il decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazione in legge 27 febbraio 2017, n. 19.

<sup>6</sup> La “Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito all'articolo 6, comma 9, del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, recante “Proroga e definizione di termini” (AS 2630), sugli oneri generali di sistema elettrico per i clienti finali non domestici” dell'Autorità del 24 gennaio 2017, 20/2017/I/eel.

<sup>7</sup> Si rinvia al capitolo 1 del documento di consultazione 255/2016/R/eel per una più ampia disamina degli oneri generali di sistema elettrico.

richiamata al precedente punto 1.1; le diverse ipotesi alternative proposte nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel hanno in comune:

- (i) la medesima struttura “trinomia”, caratterizzata da tre aliquote:
  - un'aliquota fissa espressa in cent€/punto di prelievo/anno;
  - un'aliquota unitaria espressa in cent€/kW/anno;
  - un'aliquota unitaria espressa in cent€/kWh;
- (ii) le aliquote di cui al precedente punto (i) sono differenziate in base alle stesse classi di clienti utilizzate ai fini dell'applicazione delle tariffe di rete, e la nozione di potenza a cui si applica l'aliquota unitaria espressa in cent€/kW/anno è il medesimo utilizzato ai fini delle tariffe di rete.

1.9 In particolare, il documento per la consultazione 255/2016/R/eel ha presentato le seguenti proposte alternative:

- a) Ipotesi A: struttura tariffaria trinomia pienamente riflessiva della struttura tariffaria di rete: le aliquote degli oneri generali sono definite applicando alle aliquote delle tariffe di rete un coefficiente moltiplicativo ( $K_{OG}$ ), uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici;
- b) Ipotesi B: struttura tariffaria in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete e in parte “flat” uniforme: le aliquote degli oneri generali sono definite come una combinazione lineare tra l'ipotesi A di cui alla lettera precedente e un onere indifferenziato per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici; il documento per la consultazione presentava tre alternative per l'ipotesi B (B1, B2 e B3) caratterizzate da un peso crescente della parte “flat” uniforme (rispettivamente, 25%, 50% e 75%);
- c) Ipotesi C (chiamata anche ipotesi *split*): struttura tariffaria differenziata tra oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili e altri oneri: per gli oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili si applica l'ipotesi B3 e per gli altri oneri si applica l'ipotesi A.

1.10 In relazione alla ipotesi C, si deve tener presente che nell'ambito del procedimento europeo si era evidenziato che la Commissione non riteneva che tutti gli oneri finanziati con la attuale componente  $A_3$  fossero classificabili come “oneri derivanti dal finanziamento delle fonti rinnovabili”. Pertanto, ai fini della definizione dell'ipotesi C e, in particolare, della distinzione tra oneri generali per il supporto alle fonti di energia rinnovabile e i rimanenti oneri generali, nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel, l'Autorità aveva preso a riferimento, in via prudenziale, solo la quota parte della componente  $A_3$  di cui al comma 50.9 del TIT<sup>8</sup>, regolarmente pubblicata nelle delibere di aggiornamento (cosiddetta “componente  $A_3res$ ”); i limiti di tale riferimento, assunto nelle more

---

<sup>8</sup> Il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il NPR1 2016-2019, approvato con la deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

della definizione del procedimento europeo, erano stati esplicitati nell'Appendice 3 al medesimo documento di consultazione.

- 1.11 Il documento per la consultazione 255/2016/R/eel ha fornito simulazioni quantitative degli impatti delle ipotesi elencate nel precedente punto 1.9, sia in relazione alla spesa annua di utenti tipo non domestici, sia in relazione agli effetti redistributivi della riforma a livello delle diverse tipologie di utenti non domestici, esplicitando altresì le aliquote degli oneri generali risultanti nelle diverse ipotesi. E' importante sottolineare che la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali applicata ai clienti non domestici, *di per sé*, non comporta effetti sui clienti domestici: la modifica di tale struttura tariffaria infatti avviene a invarianza di gettito raccolto dai clienti non domestici.
- 1.12 Alla consultazione ha partecipato un numero molto elevato di soggetti interessati (50), tra cui diverse associazioni di categoria, grandi utenti energivori, operatori di mercato e piccoli consumatori. Tutte le osservazioni pervenute sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità.
- 1.13 Dall'analisi dei contributi pervenuti in esito al documento per la consultazione 255/2016/R/eel è emersa un'ampia condivisione relativamente alla impostazione generale della riforma (perimetro degli oneri e struttura di riferimento – *cfr* punti 1.7 e 1.8).
- 1.14 In relazione alla particolare soluzione di struttura delle aliquote da adottare, tra quelle proposte dall'Autorità, i soggetti intervenuti hanno espresso differenti preferenze proponendo in alcuni casi ulteriori soluzioni; è emerso un ampio consenso verso le strutture tariffarie B3 e C che attribuiscono un maggior peso alla parte di gettito in funzione dell'energia prelevata (*driver*: kWh), per diverse ragioni tra cui quelle di promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, nonché per evitare aggravii eccessivi su configurazioni particolari (es. usi intermittenti). Solo i grandi e grandissimi consumatori di energia elettrica hanno espresso preferenza per le strutture tariffarie con prevalenza del gettito da parti fisse (*driver*: punto di prelievo e kW), dichiarando comunque un apprezzamento per l'ipotesi C qualora essa fosse accompagnata da adeguate misure di compensazione per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

***Breve richiamo alle evoluzioni della disciplina in materia di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica***

- 1.15 Il vigente sistema di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (di seguito anche "imprese energivore") è stato introdotto in attuazione dell'articolo 39 del decreto legge 83/12<sup>9</sup>, in applicazione dell'articolo 17 della Direttiva 2003/96/CE.<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> Il decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con modificazioni in legge 7 agosto 2012, n. 134.

<sup>10</sup> I requisiti per individuare le imprese energivore sono stati definiti con il decreto 5 aprile 2013 del Ministro dell'Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 39, comma 3, del decreto legge 83/12. Le modalità attuative

- 1.16 L'attuale sistema di agevolazioni a favore delle imprese energivore è finanziato tramite una apposita componente tariffaria, denominata A<sub>E</sub>, applicata dal 1 gennaio 2014 a tutte le utenze domestiche e alle utenze non domestiche nella titolarità di imprese non energivore. L'onere delle misure di agevolazione per le imprese energivore grava pertanto su tutti i segmenti di clientela, inclusa la clientela domestica.
- 1.17 A seguito della notifica alla Commissione europea, da parte del Governo italiano in data 17 aprile 2014, delle misure istitutive delle agevolazioni alla imprese a forte consumo di energia elettrica, si è instaurato un procedimento di verifica della compatibilità di tali misure con la Disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente<sup>11</sup>, entrata in vigore dal 1 luglio 2014. Tale disciplina prevede, tra l'altro, che gli Stati membri presentino un "piano di adeguamento" per la transizione dal sistema nazionale vigente alla data del 1 luglio 2014 a un nuovo sistema che rispetti i requisiti previsti dalla medesima Disciplina.
- 1.18 Il piano di adeguamento presentato dal Governo italiano è stato approvato dalla Commissione europea, senza obiezioni, con la decisione C(2017) 3406.<sup>12</sup>
- 1.19 Per quanto di interesse ai fini del presente procedimento (avviato con la deliberazione 138/2016/R/eel):
- a) il piano di adeguamento presentato dal Governo fa esplicito riferimento alla ipotesi C di struttura tariffaria degli oneri generali per gli utenti non domestici prevista nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel;
  - b) la decisione C(2017) 3406 conferma (come già anticipato in una *comfort letter* inviata l'1 agosto 2016 dagli uffici della DG Concorrenza della Commissione europea) la conformità alla disciplina degli aiuti di Stato della ipotesi C di struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici, presentata nel documento di consultazione 255/2016/R/eel.
- 1.20 Inoltre la decisione della Commissione europea C(2017) 3406 prevede che, a decorrere dal 1 gennaio 2018, le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica siano limitate agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione, con l'esclusione degli oneri relativi alla frazione non bio-degradabile nel caso di utilizzo di rifiuti per la cogenerazione (di seguito: "perimetro degli oneri scontabili").

---

sono state definite dall'Autorità, a seguito degli atti di indirizzo del Ministro dello Sviluppo Economico, con le deliberazioni 437/2013/R/eel e 467/2013/R/eel. Per un resoconto di dettaglio sulla prima applicazione delle misure di agevolazione a favore delle imprese energivore, si rinvia al Rapporto 59/2015/I/eel disponibile sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it/it/docs/15/059-15.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/059-15.htm)).

<sup>11</sup> La Disciplina è contenuta nella Comunicazione della Commissione europea 2014/C 200/01.

<sup>12</sup> Pubblicata sul sito internet della Direzione generale Concorrenza (*DG Competition*) della Commissione europea: [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/255078/255078\\_1905070\\_207\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/255078/255078_1905070_207_2.pdf)



- 1.21 Il perimetro degli oneri scontabili sopra definito risulta significativamente più ampio del perimetro definito dalla “componente *A3res*” preso a riferimento nelle simulazioni del documento per la consultazione 255/2016/R/eel (vedere precedente punto 1.10).
- 1.22 Il livello e la struttura delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dal 2018 saranno definiti a valle delle disposizioni che verranno assunte dal Parlamento e dal Governo in attuazione della decisione della Commissione europea C(2017) 3406, allo stato non ancora adottate.<sup>13</sup> Il punto (50) della medesima decisione indica che l’onere *stimato* delle nuove misure di agevolazione per le imprese energivore può variare tra 1,0 e 1,5 miliardi di euro all’anno, in relazione a diversi aspetti, tra cui il numero di imprese che potranno avvalersi delle agevolazioni e i livelli di contribuzione che dovranno essere fissati nel rispetto dei vincoli minimi europei.
- 1.23 La riforma della struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici e la modifica delle misure di agevolazione alle imprese energivore secondo quanto indicato nella decisione C(2017) 3406, non sono indipendenti, ma tra loro collegate. Infatti:
- a) come già segnalato anche nel documento di consultazione 255/2016/R/eel, tanto più è elevata, nella struttura tariffaria, la quota di gettito derivante dalla componente per kWh prelevato, quanto più aumenta, a parità di aliquote di sconto a favore delle imprese energivore, l’effetto di redistribuzione dell’onere delle agevolazioni a carico degli altri clienti (anche domestici);
  - b) la disciplina europea prevede che le imprese possano essere riconosciute come aventi diritto all’agevolazione sulla base dei dati degli ultimi anni disponibili; ciò comporta la possibilità di semplificare la struttura tariffaria degli oneri generali da applicare ai clienti non domestici, evitando anticipazioni finanziarie;
  - c) infine, come più volte segnalato dall’Autorità, tale “interdipendenza” assume particolare criticità in termini di tempistica di attuazione; onde evitare instabilità sia nel gettito che nelle agevolazioni, appare assolutamente necessario un avvio contestuale della riforma della struttura degli oneri e delle nuove misure di agevolazione per imprese energivore.

---

<sup>13</sup> Presso la Camera dei Deputati è stato recentemente presentato e approvato in prima lettura un emendamento al disegno di legge recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017" (AC. 4505-A), per avviare la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica. Il presente documento per la consultazione non tiene ancora conto delle disposizioni previste nel suddetto disegno di legge, tuttora all’esame del Parlamento per la seconda lettura.

- 1.24 Per quanto concerne la necessità di contestualità nella tempistica, di cui al precedente punto 1.23, lettera c), occorre osservare che tutte le nuove strutture tariffarie presentate nel documento di consultazione 255/2016/R/eel non contemplano più aliquote differenziate per scaglioni di prelievo (come attualmente per i clienti connessi in alta e altissima tensione), pur mantenendo una forma di degressività dell'onere medio per kWh dovuta all'introduzione di una parte fissa e legata alla potenza impegnata (a differenza di prima, tale degressività interesserà tutte le tipologie di utenza non domestica e non solo quelle connesse in alta e altissima tensione). Qualora la riforma della struttura degli oneri dovesse essere avviata prima dell'entrata in vigore delle nuove misure di agevolazione per imprese energivore, ciò comporterebbe aumenti anche significativi per i grandi clienti connessi in alta tensione, con effetti che appaiono critici in termini di competitività dei comparti industriali energivori. L'Autorità monitora l'intero *iter* di riforma e si riserva di effettuare una specifica segnalazione al Parlamento e al Governo qualora tale evenienza si facesse concreta con l'approssimarsi della scadenza del 1 gennaio 2018.

***Altri fatti e sviluppi sopravvenuti, rilevanti per il procedimento in tema di riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema***

- 1.25 A seguito della conversione del decreto-legge 244/15, con modificazioni, con la legge 19/17, con la deliberazione 126/2017/R/eel<sup>14</sup> l'Autorità ha confermato in via definitiva i valori delle componenti tariffarie, come aggiornati nel corso del 2016, a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche per l'anno 2016 e per il primo trimestre del 2017; in tal modo è stato evitato il rischio paventato di conguagli su larga scala.
- 1.26 Con la deliberazione 814/2016/R/com<sup>15</sup>, l'Autorità ha provveduto alla riattivazione<sup>16</sup> della componente tariffaria A<sub>E</sub> per un gettito in linea con quello assicurato con le aliquote in vigore nel IV trimestre 2015, prevedendo che, in coerenza con quanto applicato negli anni 2014 e 2015, la componente tariffaria A<sub>E</sub> sia pagata solo dai punti di prelievo nella titolarità di soggetti non inclusi nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 1.27 Nel corso degli aggiornamenti tariffari a partire dal 1 gennaio 2017, l'Autorità ha provveduto ad un significativo adeguamento in diminuzione della componente tariffaria A<sub>3</sub>, in relazione al ripristinato equilibrio del conto alimentato dalla medesima componente e della significativa riduzione degli oneri attesi per l'anno 2017. Complessivamente, il gettito annuo della componente A<sub>3</sub> è stato ridotto di circa 2 miliardi di euro e allo stato attuale il gettito è calibrato in modo da assicurare una relativa stabilità nel corso del 2018, alla luce delle informazioni attualmente disponibili sul fabbisogno di questa

---

<sup>14</sup> La deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2017, 126/2017/R/eel.

<sup>15</sup> La deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com.

<sup>16</sup> Nel corso del 2016 la componente A<sub>E</sub> era stata posta pari a zero nelle more della definizione del procedimento europeo.

componente, che solo ora inizia a presentare un *trend* di medio periodo in diminuzione<sup>17</sup>, nonché della situazione di cassa del conto alimentato dalla medesima componente. Si sottolinea che tale situazione è il punto di arrivo di un percorso pluriennale di rientro del *deficit* pregresso del conto A3, disposto dall'attuale Consiliatura dell'Autorità e condotto a termine nonostante il periodo di forte crescita del fabbisogno della componente A3.

- 1.28 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 138/2016/R/eel, a seguito della decisione della Commissione europea C(2017) 3406, con la deliberazione 481/2017/R/eel<sup>18</sup> l'Autorità ha definito le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici applicabile alle utenze non domestiche a partire dal 1 gennaio 2018 (scadenza prevista per legge: si vedano i precedenti punti 1.5 e 1.24). La deliberazione 481/2017/R/eel è stata assunta con il dovuto anticipo rispetto a tale scadenza, allo scopo di permettere agli operatori di distribuzione e di vendita di energia elettrica di disporre di un tempo adeguato per effettuare le modifiche necessarie ai propri sistemi informatici di fatturazione.
- 1.29 Le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici (ma non ancora i livelli economici di tali oneri) sono state definite sulla base dei risultati del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 255/2016/R/eel, e in conformità a quanto previsto dalla decisione della Commissione europea C(2017) 3406. In particolare, la nuova struttura approvata con la deliberazione 481/2017/R/eel prevede:
- a) di considerare le attuali componenti A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>5</sub>, A<sub>s</sub>, MCT, UC<sub>4</sub> e UC<sub>7</sub>;
  - b) che le suddette componenti siano riunite in due soli raggruppamenti: “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione” (A<sub>SOS</sub>) e “rimanenti oneri generali” (A<sub>RIM</sub>);
  - c) che ciascuna dei suddetti due raggruppamenti abbia una struttura trinomica;
  - d) che ai fini dell'applicazione dell'aliquota espressa in cent€/kW/anno, di cui al precedente alinea, la nozione rilevante di potenza sia quella prevista dal TIT al fine dell'applicazione delle tariffe di rete.
- 1.30 La struttura del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione viene differenziata tra clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica e clienti agevolati, e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni. Con le nuove misure di

---

<sup>17</sup> Si veda in particolare il paragrafo 3.3 della Relazione sullo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Anno 2016” di cui alla deliberazione dell'Autorità 464/2017/I/efr.

<sup>18</sup> La deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel.

agevolazione si passa infatti da un sistema di erogazione *ex-post* delle agevolazioni a un sistema in cui alle imprese energivore viene applicato *ex-ante* un livello ridotto di oneri generali per la componente A<sub>SOS</sub>, con il vantaggio di evitare conguagli e anticipazioni.

- 1.31 Pertanto, in merito alla componente tariffaria A<sub>E</sub>, la deliberazione 481/2017/R/eel prevede che venga applicata tramite la differenziazione dei livelli tariffari del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione applicabili ai clienti agevolati da una parte e ai clienti non agevolati (inclusi tra questi i clienti domestici) dall'altra.

## **2. Finalità e limiti della presente consultazione**

### ***Finalità e ipotesi principali del documento per la consultazione***

- 2.1 Il presente documento per la consultazione aggiorna le valutazioni del documento per la consultazione 255/2016/R/eel tenendo conto dei risultati della prima consultazione, dell'evoluzione del quadro normativo (nazionale e comunitario) e regolatorio, nonché dei fatti sopravvenuti alla pubblicazione di del medesimo documento 255/2016/R/eel (maggio 2016), richiamati nei paragrafi precedenti.
- 2.2 Le valutazioni del presente documento per la consultazione sono state predisposte nella previsione di applicare la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali degli utenti non domestici a partire dal 1 gennaio 2018, come previsto dall'attuale normativa primaria.
- 2.3 Data l'ampia convergenza sulle proposte dell'Autorità nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel in merito alla struttura generale della riforma (*cf* punto 1.13), il riferimento delle tariffe di rete per la definizione della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per gli utenti non domestici è pari alla somma delle componenti TRAS, DIS, MIS e delle componenti perequative UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub>.
- 2.4 Sulla base dell'analisi dei risultati della consultazione avviata con il documento 255/2016/R/eel, come già segnalato in precedenza, le alternative che hanno trovato maggior favore e che, come tali, risulterebbero meritevoli di ulteriore approfondimento nel presente documento per la consultazione sono le ipotesi B3 e C.
- 2.5 D'altro canto, a seguito del già ricordato ampliamento del "perimetro degli oneri scontabili", rispetto all'ipotesi utilizzata nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel, la differenza relativa (in termini di impatto finale) tra le due soluzioni risulta ora ancor meno significativa di quanto evidenziato nello stesso documento, sulla base delle ipotesi assunte allora.

- 2.6 In particolare, mentre il perimetro della “componente *A3res*” risultava pari a circa l’86% di tutti gli oneri generali (*cf*r Appendice A.3 del documento per la consultazione 255/2016/R/eel), il “perimetro degli oneri scontabili” risulta pari a 99,47% della attuale componente *A3*, e alle aliquote vigenti nel III trimestre 2017, pari al 91% del totale degli oneri generali.
- 2.7 L’ampliamento di tale perimetro, considerata la particolare struttura della ipotesi C, (*cf*r punto 1.9) implica che una quota maggiore del gettito degli oneri generali viene spostata sulla struttura dell’ipotesi B3.
- 2.8 Va ricordato infine che tutte le ipotesi presentate nel documento di consultazione 255/2016/R/eel sono state ritenute tali da “non comportare, *prima facie*, aiuti di Stato”<sup>19</sup>; inoltre, l’ipotesi C è stata esplicitamente richiamata nel Piano di adeguamento presentato dal Governo Italiano successivamente approvato con la decisione della Commissione Europea C (2017) 3406.
- 2.9 Sulla base di tali considerazioni, l’Autorità ritiene opportuno prendere a riferimento, ai fini della presente consultazione, una sola delle opzioni oggetto della precedente consultazione (così da semplificare anche la leggibilità delle tabelle e delle analisi quantitative effettuate), e in particolare la struttura tariffaria dell’ipotesi C, aggiornandola con il nuovo “perimetro degli oneri scontabili” e rivedendo di conseguenza il peso relativo della parte “*flat*” uniforme per la quota parte relativa ad *A<sub>SOS</sub>*.
- 2.10 Rispetto a tale punto di partenza l’Autorità ritiene opportuno sottoporre nella presente consultazione due ulteriori varianti quantitative della stessa struttura dell’ipotesi C, per tener conto anche delle esigenze di promozione dell’efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili evidenziate nelle risposte alla prima consultazione.
- 2.11 Nella presente consultazione sono fornite pertanto valutazioni quantitative in relazione a diverse ipotesi di definizione delle aliquote degli “*oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione*” (*A<sub>SOS</sub>*), valutando:
- nel capitolo 3, l’impatto sulla spesa totale degli “utenti tipo” (non energivori) già identificati nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel;
  - nel capitolo 4, l’impatto sulla distribuzione complessiva degli oneri generali sulle diverse categorie di utenti.

### ***Limiti della presente consultazione***

- 2.12 E’ necessario qui evidenziare che **il livello complessivo della redistribuzione tra clienti energivori e clienti non energivori, inclusi i clienti domestici, dipenderà dalla struttura finale delle nuove misure di agevolazione alle**

---

<sup>19</sup> Comunicazione degli Uffici della *DG Competition* della Commissione europea alla Rappresentanza permanente d’Italia presso l’Unione europea, 1 agosto 2016.

**imprese energivore** a partire dal 2018, che dovranno essere definite dalle disposizioni normative di cui al precedente punto 1.22.

- 2.13 Tuttavia, **la valutazione degli impatti della riforma delle agevolazioni per le imprese energivore esula dagli obiettivi del presente documento per la consultazione**, e più in generale dalle competenze dell'Autorità.
- 2.14 In continuità con il documento per la consultazione 255/2016/R/eel, in merito all'analisi degli impatti delle diverse soluzioni proposte:
- a) nel capitolo 3 l'impatto degli effetti redistributivi della riforma degli oneri generali sulla spesa dei diversi "utenti tipo" non domestici (non energivori) viene valutato *nell'ipotesi di invarianza rispetto al gettito previsto con la componente  $A_E$*  ad aliquote vigenti nel III trimestre 2017;
  - b) nel capitolo 4, invece, la valutazione degli effetti di redistribuzione tra le diverse categorie di clienti viene invece compiuta *al netto dell'effetto redistributivo delle agevolazioni alle imprese energivore e del pagamento dei relativi oneri* da parte degli utenti non energivori.
- 2.15 In merito a quanto previsto nel precedente punto 2.14, lettera a), si tratta evidentemente di uno scenario meramente teorico rispetto all'effetto combinato e contestuale della riforma della struttura degli oneri per clienti non domestici e dell'introduzione delle nuove misure di agevolazione per imprese energivore.<sup>20</sup> Considerata l'incertezza in merito al livello e alla distribuzione di dette agevolazioni, al solo scopo di fornire una quadro trasparente di valutazione degli effetti, destinati a combinarsi, delle due riforme in corso di definizione (riforma oneri generali e nuove misure di agevolazione delle imprese energivore) nell'Appendice 6 del presente documento per la consultazione viene fornita un'analisi di sensitività rispetto al *range* oneri derivanti dalle nuove misure di agevolazione per imprese energivore, indicato nella decisione della Commissione Europea C (2017) 3406 (*cf* precedente punto 1.22). Nella medesima analisi viene mostrato, per completa trasparenza, anche l'impatto della riforma degli oneri generali di sistema sugli utenti tipo non domestici nell'ipotesi di un annullamento delle agevolazioni per gli energivori ("fabbisogno 0"), in modo da valutarne gli effetti al netto di ogni partita relativa

---

<sup>20</sup> Nella lettera inviata al Presidente dell'Autorità il 20 giugno 2017 (prot. AEEGSI 21419 del 21 giugno 2017) il Ministro dello sviluppo economico ha sottolineato "il carattere innovativo della nuova componente tariffaria, il cui valore cumulerà gli effetti delle agevolazioni per le imprese energivore (cui era stata data evidenza con la AE) con gli effetti derivanti dalla struttura tariffaria degressiva" attualmente applicata ai clienti in alta tensione (vd deliberazione dell'Autorità 481/2017/R/eel).

Il gettito attualmente raccolto su base annua con la componente AE è pari a 626 milioni di euro; tale componente è applicata a tutti i clienti non energivori, inclusi i clienti domestici, e finanzia le attuali misure di agevolazione alle imprese energivore. L'effetto redistributivo derivante dalla struttura tariffaria degressiva per clienti AT/AAT (che sarà eliminata dalla nuova struttura tariffaria) è valutabile nell'ordine di 350 milioni di euro ma, a differenza della componente AE, si tratta di un sussidio tra i soli clienti di alta/altissima tensione, in particolare tra quelli con consumi inferiori a 4 GWh/mese e quelli con consumi superiori a tale soglia.

alle medesime agevolazioni<sup>21</sup>. In particolare, questo approccio consente di valutare l'impatto sugli utenti non energivori delle modifiche nelle modalità di esazione della componente tariffaria  $A_E$  rispetto alla situazione attuale, al netto di eventuali variazioni del fabbisogno di gettito per la copertura dell'agevolazione delle utenze energivore.

- 2.16 In merito a quanto previsto nel precedente punto 2.14, lettera b), poiché in questo caso si tratta di valutare effetti redistributivi complessivi sulle tipologie di utenti non domestici, occorre tenere conto che nelle tipologie di clienti non domestici in media, alta e altissima tensione sono inclusi sia i beneficiari delle agevolazioni sia i soggetti che sono chiamati a sostenerne gli oneri; tuttavia, come sopra evidenziato, l'entità di dette agevolazioni e la loro distribuzione all'interno delle diverse categorie di utenti non domestici sono al momento non definite a livello normativo. In una prospettiva di piena neutralità verso le scelte di politica industriale, di competenza del Governo, l'Autorità ritiene pertanto opportuno, a livello aggregato per tipologia di utenza, fornire allo stato nel presente documento solo una valutazione dell'impatto redistributivo della riforma degli oneri generali, *al netto delle partite relative agli energivori* (agevolazioni per energivori e relativi oneri per non energivori), peraltro in coerenza con l'approccio già adottato nel documento di consultazione 255/2016/R/eel.
- 2.17 In relazione a quanto evidenziato nei punti precedenti, **l'Autorità, per quanto possibile, provvederà ad aggiornare le simulazioni contenute nel presente documento per la consultazione, una volta che saranno adottate le decisioni del Parlamento e del Governo** sulla riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, di cui al precedente punto 1.22.
- 2.18 Si precisa, infine, che il presente documento per la consultazione non si occupa del trattamento dei punti di prelievo in alta e altissima tensione per uso trazione della società RFI – Rete Ferroviaria Italiana ricadenti nel Regime Tariffario Speciale di cui al DPR 730/63<sup>22</sup>, che sarà regolato in un provvedimento specifico<sup>23</sup>. Si ricorda che l'applicazione degli oneri generali di sistema ai punti di prelievo nella titolarità di RFI destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario, è gestita direttamente dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali, come previsto dalla deliberazione ARG/elt

---

<sup>21</sup> In questo caso, ovviamente, il confronto viene operato nell'ipotesi che la componente  $A_E$  sia pari a zero anche nel periodo pre-riforma.

<sup>22</sup> Il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.

<sup>23</sup> A tale proposito si ritiene opportuno menzionare il recente parere n. 386/2017 del Consiglio di stato (Commissione speciale), reso su richiesta dell'Autorità, con cui si conferma che il regime speciale di cui gode Rete Ferroviaria Italiana S.p.a. continua a trovare applicazione anche dopo l'entrata in vigore della novella di cui all'art. 1, comma 3 ter, l. n. 41 del 2010, con la conseguente necessità che l'Autorità, in attuazione del d.l. n. 210 del 2015, riformi le componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema preservando gli effetti economici del regime speciale di RFI.

47/08<sup>24</sup>, con la sola eccezione della componente MCT (per la quale, pertanto, a partire dal 1 gennaio 2018, sarà necessario prevedere una uniformazione di trattamento rispetto agli altri oneri generali).

#### ***Spunti per la consultazione***

- S1. Osservazioni in merito a finalità e limiti della consultazione di cui al presente capitolo 2.
- S2. Osservazioni in relazione alla scelta dell’Autorità di focalizzare le valutazioni del presente documento per la consultazione sull’opzione C.

### **3. Valutazione degli effetti sulla spesa di diversi “utenti tipo” non domestici**

- 3.1 L’ipotesi C del documento per la consultazione prevede che la struttura dei “rimanenti oneri generali” ( $A_{\text{RIM}}$ ) sia totalmente riflessiva della struttura tariffaria di rete. Ne consegue che la definizione quantitativa delle aliquote relative ai suddetti oneri dipende esclusivamente dal rapporto tra i gettiti delle tariffe di rete e i gettiti richiesti per i medesimi oneri generali.
- 3.2 Al contrario, la definizione quantitativa delle aliquote degli “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione” ( $A_{\text{SOS}}$ ) dipende anche dal peso relativo tra la “struttura trinomica” e la “flat uniforme”.
- 3.3 Nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel, l’ipotesi C prevedeva un peso pari a 25% per la struttura trinomica e 75% per la flat uniforme, assumendo prudenzialmente come perimetro di oneri scontabili quello della componente  $A_{3\text{res}}$  (vd precedenti punti 1.10 e 1.21).
- 3.4 Dette percentuali vanno tuttavia riviste, tenuto anche conto della differenza significativa del perimetro oneri scontabili previsto dalla decisione C(2017) 3406 rispetto al perimetro della componente  $A_{3\text{res}}$  preso a riferimento nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel, nonché della recente evoluzione della componente  $A_3$ .
- 3.5 Le soluzioni proposte partono dalla combinazione lineare “di base” per la  $A_{\text{SOS}}$  che è stata esplicitamente richiamata nel Piano di adeguamento approvato dalla decisione C(2017) 3406, ovvero 30% per la tariffa trinomica e 70% per la flat uniforme) e tengono altresì in conto l’esigenza, al fine di rispettare il Piano di adeguamento, di preservare comunque la struttura fondamentale di tale soluzione, che riserva un peso preponderante alla flat uniforme.

---

<sup>24</sup> La deliberazione dell’Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08.



- 3.6 In merito alle differenze di livello tariffario per la  $A_{SOS}$  che sostituiranno la vigente componente  $A_E$ , data la sua natura di “aggravio” sugli utenti non energivori per compensare il mancato gettito delle imprese a forte consumo di energia elettrica degli “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione”, si ritiene allo stato attuale, e salvo diverso indirizzo in merito da parte del Governo, che debbano assumere la medesima struttura tariffaria della  $A_{SOS}$ .

#### ***Dati di partenza per le simulazioni***

- 3.7 Nelle simulazioni presentate in questo documento, la situazione di riferimento rispetto alla quale si confrontano i risultati (“situazione attuale”) è quella del III trimestre 2017<sup>25</sup>.
- 3.8 La struttura tariffaria degli oneri generali post-riforma per i clienti non domestici è quella prevista dalla deliberazione 481/2017/R/eel. Per il calcolo delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  illustrate nel presente documento per la consultazione sono state utilizzate le modalità applicative sintetizzate nell’Appendice A1.
- 3.9 Per il calcolo delle aliquote “post-riforma” sono stati utilizzati:
- il gettito annuo delle componenti  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $A_5$ ,  $A_5$ ,  $UC_4$ ,  $UC_7$  e MCT, nonché, con le avvertenze sopra evidenziate, della componente  $A_E$ , stimato sulla base delle aliquote in vigore nel III trimestre 2017;
  - per le tariffe di rete, le componenti TRAS, DIS e MIS in vigore a partire dal 1 gennaio 2017, e i valori delle componenti  $UC_3$  e  $UC_6$  in vigore nel III trimestre 2017;
  - i volumi di riferimento sono quelli stimati per l’anno 2017;
  - il perimetro degli oneri scontabili previsto dalla decisione C(2017) 3406 è quello stimato per l’anno 2017, che, come ricordato, è pari al 99,47% della attuale componente  $A_3$ . Pertanto il gettito residuo della componente  $A_3$  viene incluso nei “rimanenti oneri generali”, e concorre alla definizione della componente  $A_{RIM}$ .
- 3.10 Rispetto al documento per la consultazione 255/2016/R/eel, sono stati introdotti alcuni affinamenti, e, in particolare:
- sono stati considerati nel calcolo degli impatti gli sconti previsti dall’articolo 23 del decreto legge 91/14 per gli utenti aventi diritto (utenti non energivori in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW o in media tensione);

---

<sup>25</sup> Resta inteso che il valore delle componenti tariffarie in vigore nel III trimestre 2017 potrà subire modifiche prima dell’entrata in vigore della riforma oggetto della presente consultazione, secondo le ordinarie modalità di aggiornamento periodico.

- b) nella situazione post-riforma, gli sconti di cui al precedente punto a), sono stati ricalcolati per tener conto della diversa struttura delle aliquote degli oneri generali per le varie tipologie di utenti;
- c) sono stati scomputati i consumi in alta tensione per usi di trazione ferroviaria che rientrano nel Regime tariffario speciale di cui al DPR 730/1963 e i relativi gettiti previsti;
- d) al fine di compensare il mancato gettito derivante dalle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, l'aggravio di costo sugli utenti non energivori nelle simulazioni "post-riforma" è stato puntualmente calcolato per ciascuna tipologia di utente sulla base di quanto previsto nel precedente punto 3.6.

#### ***Modalità di calcolo della componente $A_{RIM}$***

- 3.11 Come ricordato al precedente punto 3.1, è sufficiente identificare il coefficiente moltiplicativo  $K_{OG}$  che viene applicato alle aliquote per i servizi di rete (come definite nel precedente punto 2.3) per ciascuna tipologia di utente per determinare le corrispondenti aliquote della componente  $A_{RIM}$ .
- 3.12 Il coefficiente  $K_{OG}$  viene calcolato come rapporto tra il gettito totale dei "rimanenti oneri generali" per tutte le tipologie di utenti non domestici e il gettito totale delle tariffe di rete per le stesse tipologie di utenti.
- 3.13 Le aliquote della componente  $A_{RIM}$  risultanti dall'applicazione del suddetto coefficiente per tutte le tipologie di utenti non domestici sono dettagliate nella Tabella A5.1 dell'Appendice A.5.

#### ***Modalità di calcolo della componente $A_{SOS}$***

- 3.14 Come ricordato, le aliquote della componente  $A_{SOS}$  sono il risultato di una combinazione lineare tra una tariffa trinomia e una aliquota *flat* uniforme.
- 3.15 Le aliquote della tariffa trinomia sono calcolate con lo stesso metodo esposto per le aliquote della componente  $A_{RIM}$ .
- 3.16 L'aliquota *flat* uniforme è calcolata invece come rapporto tra il gettito atteso e la somma dei prelievi di tutte le utenze non domestiche, indipendentemente dal livello di tensione.
- 3.17 Sia il parametro  $K_{OG}$ , per la parte trinomia, che la *flat* uniforme dipendono dal peso relativo che viene data a ciascuna delle due componenti della combinazione lineare.
- 3.18 Come sopra evidenziato, come combinazione lineare base si prende a riferimento la combinazione 30% trinomia – 70% aliquota *flat* uniforme (di seguito indicata come "Ip. C 30-70").
- 3.19 Ciò non solo in quanto detta soluzione è esplicitamente citata nel Piano di adeguamento approvato con la decisione C(2017) 3406, ma anche perché, come

già evidenziato, il “perimetro degli oneri scontabili” previsto dalla medesima decisione risulta molto più ampio di quello preso a riferimento a suo tempo nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel.

- 3.20 Ne consegue che, a parità di parametri, la struttura tariffaria della componente  $A_{SOS}$  risulta molto più spostata sulla parte applicata al kWh prelevato rispetto a quella proposta nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel.
- 3.21 Pertanto si ritiene opportuno partire da una soluzione che attribuisce alla parte trinomina un peso maggiore (30%) rispetto a quello previsto nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel (25%).
- 3.22 Le aliquote della componente  $A_{SOS}$  per tutte le tipologie di utenti non domestici non energivori della combinazione lineare base “Ip. C 30-70” sono dettagliate nella Tabella A5.3 dell’Appendice A.5, nell’ipotesi di invarianza del gettito per le misure di agevolazione alle imprese energivore (*cf*r precedente punto 2.15).
- 3.23 Rispetto alla combinazione lineare base, nel presente documento di consultazione vengono considerate due varianti che, rispettivamente, aumentano o diminuiscono il peso relativo della parte trinomina (e viceversa, a complemento a 100, per il peso relativo della parte *flat* uniforme).
- 3.24 Le variazioni prese in considerazione sono pari al 5%, e pertanto le soluzioni alternative alla combinazione lineare base sono le seguenti:
- a) 35% parte trinomina e 65% aliquota *flat* uniforme (di seguito indicata come “Ip. C 35-65”);
  - b) 25% parte trinomina e 75% aliquota *flat* uniforme (di seguito indicata come “Ip. C 25-75”).
- 3.25 Le aliquote della componente  $A_{SOS}$  per clienti non domestici non energivori delle due soluzioni alternative alla combinazione lineare base “Ip. C 35-65” e “Ip. C 25-75”, per tutte le tipologie di utenti non domestici, sono dettagliate, rispettivamente, nelle Tabelle A5.2 e A5.4 dell’Appendice A.5, sempre nell’ipotesi di invarianza del gettito per le misure di agevolazione alle imprese energivore (*cf*r precedente punto 2.15).
- 3.26 In Tabella 1 sono esposti i valori di spesa annua per i soli oneri generali, considerando sia la componente  $A_{RIM}$  che la componente  $A_{SOS}$  per gli utenti tipo non domestici (non energivori) nelle diverse alternative sopra ricordate (esposte in ordine di peso crescente della aliquota *flat* uniforme). I valori esposti in Tabella 1 della componente  $A_{RIM}$  non variano nelle diverse ipotesi illustrate nel presente documento per la consultazione, ma sono puntualmente considerati nel calcolo degli impatti.
- 3.27 Nelle Tabelle 1 e 2 seguenti, non sono inclusi utenti tipo di Illuminazione pubblica (come peraltro nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel) in quanto residualmente interessati alla riforma delle aliquote degli oneri generali. Per la loro particolare conformazione “a rete” a detti utenti infatti sono

attualmente applicate aliquote delle tariffe di rete e degli oneri generali tramite una sola componente, proporzionale al prelievo di energia, e tale struttura non può che essere confermata nel periodo post-riforma.

**Tabella 1:** confronto spesa annua (netto imposte) per gli oneri generali per gli utenti tipo non domestici non energivori pre e post-riforma<sup>26</sup>

Tensione	Potenza	Energia	Attuale	Postriforma Ip. C 35-65			Postriforma Ip. C 30-70			Postriforma Ip. C 25-75		
			Spesa annua oneri generali (*)	Spesa annua A <sub>RIM</sub>	Spesa annua A <sub>SOS</sub>	Spesa annua A <sub>RIM</sub> + A <sub>SOS</sub>	Spesa annua A <sub>RIM</sub>	Spesa annua A <sub>SOS</sub>	Spesa annua A <sub>RIM</sub> + A <sub>SOS</sub>	Spesa annua A <sub>RIM</sub>	Spesa annua A <sub>SOS</sub>	Spesa annua A <sub>RIM</sub> + A <sub>SOS</sub>
	[kW]	[kWh/anno]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]	[euro]
Bassa tensione	1,5	450	23	17	82	99	17	73	91	17	65	83
Bassa tensione	3	2.400	294	31	202	233	31	192	222	31	181	212
Bassa tensione	6	6.000	532	63	450	513	63	432	495	63	414	477
Bassa tensione	10	12.000	929	105	822	927	105	798	903	105	773	878
Bassa tensione	15	18.000	1.325	154	1.221	1.376	154	1.187	1.341	154	1.152	1.306
Bassa tensione	25	60.000	3.808	307	3.005	3.312	307	3.004	3.311	307	3.002	3.309
Media tensione	50	120.000	6.238	786	6.600	7.386	786	6.511	7.297	786	6.422	7.208
Media tensione	150	450.000	23.101	2.034	21.627	23.661	2.034	21.750	23.784	2.034	21.873	23.907
Media tensione	750	3.000.000	153.412	10.147	132.554	142.701	10.147	135.078	145.226	10.147	137.597	147.744
Alta tensione	10.000	40.000.000	2.221.021	59.843	1.640.036	1.699.880	59.843	1.716.321	1.776.165	59.843	1.792.579	1.852.422
Altissima tensione	30.000,00	120.000.000	4.762.701	164.131	4.861.356	5.025.488	164.131	5.098.553	5.262.685	164.131	5.335.787	5.499.918
Altissima tensione	80.000,00	400.000.000	6.156.141	446.291	15.822.276	16.268.568	446.291	16.667.553	17.113.845	446.291	17.512.927	17.959.218

(\*) componenti A2,A3,A4,A5,As, UC4, UC7, MCT e AE alle aliquote vigenti al III trimestre 2017

<sup>26</sup> Nelle aliquote della componente A<sub>SOS</sub> è incluso il differenziale a carico dei clienti non energivori per un volume di agevolazioni alle imprese energivore di 626 milioni di euro/anno (gettito annuale della componente A<sub>E</sub> alle aliquote dl III trimestre 2017).

### ***Variazione della spesa totale annua: confronto quantitativo tra le ipotesi***

- 3.28 La Tabella 2 indica l'aumento/diminuzione percentuale della spesa annua complessiva (lordo imposte) per l'energia elettrica di clienti non energivori a livelli di potenza e di energia prelevata medi rappresentativi di ciascuna tipologia.
- 3.29 Le variazioni sono calcolate rispetto alla situazione al III trimestre 2017, ed è incluso l'impatto delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica sugli utenti non energivori, nella misura attuale per complessivi 626 milioni di euro (*cf*r precedente punto 2.15).

**Tabella 2** –Confronto tra le diverse ipotesi per alcuni clienti non domestici non energivori rappresentativi delle *sub*-tipologie di clienti: variazioni del costo totale annuo, lordo imposte, dell'energia elettrica (terzo trimestre 2017)<sup>27</sup>.

Tensione	Potenza [kW]	Energia [kWh/anno]	Ip. C 35-65 Variaz.%	Ip. C 30-70 Variaz.%	Ip. C 25-75 Variaz.%
Bassa tensione	1,5	450	30,93%	27,62%	24,30%
Bassa tensione	3	2.400	-8,17%	-9,53%	-10,89%
Bassa tensione	6	6.000	-1,33%	-2,56%	-3,78%
Bassa tensione	10	12.000	-0,07%	-1,02%	-1,97%
Bassa tensione	15	18.000	1,36%	0,42%	-0,52%
Bassa tensione	25	60.000	-4,70%	-4,71%	-4,72%
Media tensione	50	120.000	6,28%	5,79%	5,30%
Media tensione	150	450.000	0,87%	1,06%	1,25%
Media tensione	750	3.000.000	-2,60%	-1,99%	-1,38%
Alta tensione	10.000	40.000.000	-10,94%	-9,34%	-7,74%
Altissima tensione	30.000	120.000.000	2,15%	4,10%	6,04%
Altissima tensione	80.000	400.000.000	33,29%	36,07%	38,86%

- 3.30 Si ritiene opportuno rilevare, in merito alle evidenze che emergono delle Tabelle 1 e 2:
- a) in relazione all'utente tipo connesso in alta tensione indicato nelle Tabelle 1 e 2 (10 MW, 40 GWh/anno e che, dunque, che per livello di consumo, risulta non beneficiare oggi degli effetti della struttura scaglioni di consumo degli oneri, ma piuttosto ne sostiene in parte l'onere), la riduzione di spesa deriva dalla eliminazione della differenziazione di aliquote per scaglioni di

<sup>27</sup> Utenti con consumo e potenza media delle diverse tipologie di utenti previste dal TIT (*cf*r appendice A2). Si ipotizza che non siano utenti energivori. Il costo complessivo stimato include il costo dell'energia (pari al costo dell'energia elettrica previsto nelle condizioni di maggior tutela per gli utenti in bassa tensione e stimato in via parametrica sul PUN, e includendo, sempre in forma parametrica, i costi di dispacciamento e di commercializzazione per gli altri utenti), le aliquote delle componenti A, UC e MCT (ivi compresa la componente Ae) in vigore nel III trimestre 2017, i costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (tariffe obbligatorie) e le imposte (accise e IVA).

prelievo attualmente prevista per i clienti in alta e altissima tensione; in tale categoria possono rientrare clienti in alta tensione, ma non energivori (es. grandi aeroporti o alcuni acquedotti);

- b) gli utenti tipo in altissima tensione presentati nelle Tabelle 1 e 2 invece, registrerebbero aumenti significativi. Detto impatto è per lo più riconducibile al forte peso della componente “flat” uniforme di tutte le ipotesi presentate, che va a sostituire l’attuale applicazione delle componenti A per scaglioni di prelievo<sup>28</sup>; contrariamente all’utente tipo di cui alla precedente lettera a), infatti, i livelli di prelievo dei due utenti tipo in altissima tensione consentono di godere, nel 2017, di una riduzione significativa degli oneri generali. Va rilevato tuttavia che i due utenti tipo in altissima tensione sono inseriti solo per evidenziare gli impatti redistributivi della riforma senza tenere conto delle agevolazioni per imprese energivore. Dai dati disponibili, tutti gli utenti in altissima tensione dovrebbero essere inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica, e pertanto, da una parte non sono chiamati al pagamento della A<sub>E</sub> (che invece nei calcoli delle Tabelle 1 e 2 è stata inclusa), dall’altro hanno diritto alle agevolazioni previste per le suddette imprese. Gli impatti presentati nelle Tabelle 1 e 2 evidenziano la necessità, già ricordata, di una stretta simultaneità tra l’avvio della riforma degli oneri generali per gli utenti non domestici e delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica.
- c) in relazione ad alcune osservazioni pervenute in esito alla prima consultazione, potrebbe essere aggiunto anche un nuovo utente tipo per potenze impegnate pari a 0,5 kW, che non era stato considerato nel documento per la consultazione 255/2016/R/eel. Infatti, dal 1 gennaio 2017 sono disponibili, per tutti i clienti connessi in bassa tensione, nuove taglie di potenza a partire da 0,5 kW con passo 0,5 kW fino a 6 kW e con passo 1 kW da 6 kW fino a 10 kW. Grazie alla possibilità di passare da 1,5 kW a 0,5 kW, per tali utenti (ad esempio, un tipico punto di prelievo per i *cabinet* di telecomunicazione in fibra ottica, ipotizzando 5.000 ore equivalenti di utilizzo), gli effetti della riforma degli oneri generali sono praticamente annullati.

3.31 Come anticipato al precedente punto 2.15, nell’Appendice A.6 del presente documento per la consultazione viene fornita un’analisi di sensitività degli impatti sulla spesa totale evidenziati nella Tabella 2 rispetto al *range* di oneri derivanti dalle nuove misure di agevolazione per imprese energivore, indicato nella decisione della Commissione Europea C (2017) 3406. Nell’Appendice A.7 sono fornite le aliquote per punto di prelievo, per kW e

---

<sup>28</sup> In particolare, per gli utenti in media tensione è previsto l’annullamento delle aliquote A per prelievi superiori a 8 GWh/mese, mentre per gli utenti in alta e altissima tensione è previsto l’applicazione di aliquote dimezzate per prelievi tra i 4 e i 12 GWh/mese e l’annullamento delle aliquote per prelievi superiori a 12 GWh/mese

per kWh risultanti nelle tre ipotesi presentate di struttura tariffaria (Ip. C 35-65, Ip. C 30-70 e Ip. C 25-75) con i due estremi del *range* suddetto.

#### ***Versione excel delle tabelle presentate nel documento***

- 3.32 Per una più agevole consultazione, le tabelle del presente documento per la consultazione (e delle Appendici) sono allegate anche in formato *excel*.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S3. Osservazioni in relazione alle valutazioni degli effetti sulla spesa di diversi “utenti tipo” non domestici condotte nel presente capitolo 3.

### **4. Valutazione degli effetti sulla distribuzione degli oneri generali tra le diverse categorie di utenza**

- 4.1 A livello aggregato, le soluzioni proposte nel presente documento per la consultazione comportano una diversa redistribuzione degli oneri generali tra le tipologie di utenza non domestiche rispetto alla situazione del III trimestre 2017, come illustrato nella Tabella 3.
- 4.2 Come precisato nel precedente punto 2.14, lettera b), la Tabella 3 *non* considera l'impatto delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, né in relazione ai beneficiari, né in relazione agli utenti che devono sostenere l'aggravio di costo relativo.
- 4.3 La tabella 3 permette di apprezzare la frazione di gettito degli oneri generali applicati ai clienti non domestici rinveniente dalla quota variabile (*driver*: kWh). Si segnala in particolare il fatto che la forcella di variabilità di tale parametro tra le diverse varianti dell'Ipotesi C presentate in questo documento di consultazione è contenuta tra il 73% e il 79% circa, ed è quindi molto più ristretta della forcella presentata nella prima consultazione (in cui lo stesso parametro poteva variare, a seconda delle ipotesi, tra 35% e 84% circa).
- 4.4 In particolare, il range della frazione di gettito degli oneri generali applicati ai clienti non domestici rinveniente dalla quota variabile (*driver*: kWh) tra le diverse varianti dell'Ipotesi C presentate in questo documento di consultazione è contenuto tra i valori delle precedenti ipotesi indicate come maggiormente apprezzate dai soggetti intervenuti nella prima consultazione, ovvero l'ipotesi B3 (83,73% di gettito in base a *driver* kWh) e l'ipotesi C (73,74% di gettito in base a *driver* kWh).



**Tabella 3** –Confronto tra la distribuzione degli oneri generale tra le diverse tipologie di utenti non domestici rispetto alla situazione attuale (III trimestre 2017).

	Attuale	Ip. C 35-65	Ip. C 30-70	Ip. C 25-75
Clients per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,27%	3,17%	3,17%	3,17%
Clients non domestici di bassa tensione (escl. illuminazione pubblica) (*)	44,78%	43,09%	42,06%	41,03%
Clients di media tensione (*)(**) (escl. illuminazione pubblica)	43,15%	41,40%	41,95%	42,50%
Clients di alta e altissima tensione (**) (escluso trazione ferroviaria agevolata)	8,81%	12,34%	12,82%	13,30%
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>
<i>Peso della componente con driver energia sul totale complessivo degli oneri (tutte le tipologie non domestiche)</i>	92,80%	73,33%	76,31%	79,30%
<i>(*) il contributo della tipologia è calcolato considerando gli sconti previsti dall'articolo 23 del decreto legge 91/14</i>				
<i>(**) il contributo della tipologia è calcolato senza considerare né le agevolazioni energivori né l'onere a carico dei non energivori</i>				

- 4.5 Rispetto ai contenuti della Tabella 3, si evidenzia che in tutte le soluzioni proposte il contributo della tipologia di utenti in alta e altissima tensione risulta aumentare in maniera significativa rispetto alla situazione attuale.
- 4.6 Come già ricordato, nel 2017 vige ancora la struttura a scaglioni delle componenti A per gli utenti in media, alta e altissima tensione, ma mentre i primi godono dei benefici di tale struttura solo in modo residuale (in virtù di consumi quasi sempre inferiori a 8 GWh/mese), nell'ambito dei secondi gli utenti con consumi elevati godono di una riduzione significativa degli oneri generali, in virtù dell'applicazione di aliquote dimezzate o annullate sopra una certa soglia di prelievo.

- 4.7 Per detti utenti l'applicazione di una aliquota *flat* uniforme su tutti i consumi comporta pertanto un aumento significativo della spesa per oneri generali, che si evidenzia anche a livello complessivo di tipologie di utenza. Va rilevato tuttavia che detti utenti solitamente risultano essere imprese a forte consumo di energia elettrica, e che pertanto l'aggravio di spesa in termini di oneri generali potrà essere mitigato, in tutto o in parte, nell'ambito della riforma delle agevolazioni per le suddette imprese di cui al precedente punto 1.22.

***Spunti per la consultazione***

- S4. Osservazioni in relazione agli effetti sulla distribuzione degli oneri generali tra le diverse categorie di utenza descritti nel presente capitolo 4.

***L'esigenza di trasparenza emersa nei lavori dell'Osservatorio della Regolazione***

- 4.8 Nel corso del 2016, il Gruppo di lavoro "Energia elettrica" dell'Osservatorio per la regolazione<sup>29</sup> ha dedicato specifica attenzione al tema degli oneri generali di sistemi e della loro allocazione alle diverse categorie di utenti, domestici e non domestici.

- 4.9 Come evidenziato nella Relazione finale presentata dal suddetto Gruppo di lavoro in occasione delle riunioni plenarie (Forum) dell'Osservatorio:

*La pubblicazione del Documento per la Consultazione 255/2016/R/eel (...) ha soddisfatto in larga misura la richiesta di aggiornamento dati in esso contenuta, rappresentando per questa via, un importante risultato in termini di trasparenza ed accountability dell'operato dell'Autorità. Questa circostanza ha stimolato il gruppo a proseguire in tale direzione, condividendo il documento in allegato alla presente relazione, in cui il Gruppo di Lavoro Energia Elettrica propone al Forum dell'Osservatorio di rendere sistematico per finalità di trasparenza, nella relazione annuale AEEGSI: l'aggiornamento dei dati di gettito degli oneri; la partecipazione per tensione di alimentazione contenuta nel DCO 255/2016 allargandola alle basse tensioni domestiche residenziali e non residenziali ; la contribuzione di SEU e RIU.*

- 4.10 A seguito di tale esigenza di ulteriore trasparenza, nel volume II della Relazione Annuale 2017 dell'Autorità è stata pubblicata una tabella che contiene gli elementi richiesti, unitamente ai principali *driver* di volume delle diverse categorie di utenza: punti di prelievo, kW di potenza impegnata, kWh di energia prelevata.

<sup>29</sup> Costituito ai sensi della deliberazione dell'Autorità 5 marzo 2015,83/2015/A con la finalità di costituire una funzione di ascolto degli *stakeholder* dell'Autorità e un momento di rendicontazione (*accountability*) dell'istituzione; per una descrizione della struttura e del funzionamento dell'Osservatorio, si veda la sezione ad esso dedicata sul sito internet dell'Autorità:

[www.autorita.energia.it/it/osservatorio/home\\_osservatorio.htm](http://www.autorita.energia.it/it/osservatorio/home_osservatorio.htm)

- 4.11 Per comodità detta tabella (relativa all'anno 2016) viene riportata nella Tabella A3.2 dell'Appendice A.3. Si evidenzia che la riforma delle aliquote degli oneri generali per gli utenti non domestici non ha impatti sugli utenti domestici e quindi non modifica la contribuzione di questi ultimi al gettito complessivo dei medesimi oneri generali.
- 4.12 L'Autorità si impegna a pubblicare regolarmente l'aggiornamento dei dati quantitativi sugli oneri generali di sistema.

## Appendici

### A.1 Modalità applicative per la definizione delle aliquote $A_{SOS}$ e $A_{RIM}$

La struttura generale dei raggruppamenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  approvata con la deliberazione 481/2017/R/eel prevede che la  $A_{SOS}$  venga differenziata tra clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica e clienti agevolati, e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni, mentre la  $A_{RIM}$  resti invariata rispetto alle diverse classi di agevolazione.

Ai fini di applicare quanto sopra, per calcolare le aliquote delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  del presente documento di consultazione è stato necessario adottare alcune ipotesi semplificative rispetto a particolari modalità applicative di alcune componenti  $A$  attualmente vigenti.

In particolare, in relazione alla attuale componente  $A_4$ , il decreto legge 91/14 prevede che il risparmio di spesa derivante dall'applicazione dell'articolo 29 del medesimo decreto legge (riduzione del perimetro del Regime tariffario speciale per RFI) vada a esclusivo beneficio di punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 KW e in media tensione che non siano nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.

Tenuto conto del fatto che l'attuale componente  $A_4$  è inclusa tra gli oneri generali diversi da quelli per il sostegno alle rinnovabili, quanto sopra comporterebbe l'introduzione di valori differenziati per la componente  $A_{RIM}$ , per gli utenti non domestici, in relazione all'applicazione o meno degli sconti previsti dal decreto legge 91/14 sulla  $A_4$ , tra utenti energivori e non.

Si è ritenuto opportuno non introdurre modifiche nella struttura tariffaria prevista dalla deliberazione 481/2017/R/eel, e di includere nella componente  $A_{SOS}$  (per la quale si prevede già la differenziazione tra utenti energivori o meno) anche gli sconti sulla componente  $A_4$ . Pertanto le aliquote della componente  $A_{SOS}$  presentate nel presente documento per la consultazione (che sono relative ad utenti non energivori) includono anche gli effetti degli sconti sulla componente  $A_4$ .

## A.2 Descrizione delle tipologie di utenze

*Tabella A2.1: confronto delle tipologie di utenze attualmente utilizzate per le tariffe di rete e delle tipologie di utenze non domestiche attualmente utilizzate per gli oneri generali*

Descrizione tipologia di utente	Tipologia utente rete	Tipologia di utente oneri generali (attuali)
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	BTIP	Illuminazione Pubblica BT
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	BTA1	Altri usi in BT con potenza inferiore o uguale a 1,5 kW
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	BTA2	Altri usi BT con potenza oltre 1,5 fino a 16,5 kW
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	BTA3	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	BTA4	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW - per potenze impegnate superiori a 10 kW	BTA5	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	BTA6	Altri usi BT con potenza superiore a 16,5 kW
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	MTIP	Illuminazione Pubblica MT
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	MTA1	Altri usi in MT
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	MTA2	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	MTA3	
Utenze in alta tensione	ALTA	Utenze in AT e AAT
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	AAT1	
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	AAT2	

### A.3 Quadro complessivo degli oneri generali di sistema

Tabella A3.1. Andamento degli oneri per le diverse componenti (Milioni di euro) dal 2011 al 2016

Anno	A2	A3	A4	A5	As	AE (1)	MCT	UC4	UC7 (2)	TOT
2011	255	6.542	345	61	54	-	35	70	110	7.472
2012	151	10.281	295	41	18	-	33	69	236	11.124
2013	167	12.643	448	43	17	-	62	66	191	13.638
2014	323	12.903	435	51	17	799	47	64	114	14.754
2015 (3)	622	13.804	248	52	17	689	48	66	250	15.795
2016 (3)	563	14.259	243	55	34	0	47	65	594	15.860
2017 (3)(4)	187	12.133	109	69	85	626	47	65	621	13.942

(1) componente introdotta dal 1 gennaio 2014, a copertura delle agevolazioni per gli energivori. Nel 2016 detta componente è stata annullata (è stata riattivata a partire da gennaio 2017)

(2) dal IV trimestre 2011 la componente UC7 ingloba i corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 2, del dlgs 28/11 "per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica"

(3) il gettito tiene conto degli sconti previsti per alcune categorie di utenti dal dl 91/14

(4) previsione ipotizzando che le aliquote del III trimestre 2017 siano confermate anche per il IV trimestre

Tabella A3.2: Contribuzione delle diverse tipologie di clienti domestici e non domestici (Milioni di euro) agli oneri generali (componenti A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>5</sub>, A<sub>s</sub>, A<sub>E</sub>, UC<sub>4</sub>, UC<sub>7</sub> e MCT) nell'anno 2016<sup>30</sup>

	Tipologie	Energia prelevata		Potenza		Punti di prelievo		Oneri generali	
		(TWh)	(%)	GW	(%)	n.	(%)	M€	%
Clienti domestici	residenti e con potenza impegnata <=3 kW	44,739	17,19%	65,156	36,02%	21.972.125	59,89%	2.188,4	13,80%
	non residenti o con potenza impegnata >3 kW	13,266	5,10%	28,284	15,64%	7.584.137	20,67%	1.096,7	6,92%
	<b>Totale domestici</b>	<b>58,005</b>	<b>22,29%</b>	<b>93,441</b>	<b>51,66%</b>	<b>29.556.261</b>	<b>80,56%</b>	<b>3.285,1</b>	<b>20,71%</b>
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5,971	2,29%	nd	nd	nd	nd	411,9	2,60%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz.pubblica)	67,279	25,85%	51,406	28,42%	7.028.619	19,16%	5.579,0	35,18%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	92,692	35,62%	24,924	13,78%	100.918	0,28%	5.400,5	34,05%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.) *	36,293	13,95%	11,115	6,14%	1.093	0,00%	1.183,7	7,46%
	<b>Totale non domestici</b>	<b>202,236</b>	<b>77,71%</b>	<b>87,445</b>	<b>48,34%</b>	<b>7.130.630</b>	<b>19,44%</b>	<b>12.575,1</b>	<b>79,29%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>260,241</b>	<b>100,00%</b>	<b>180,886</b>	<b>100,00%</b>	<b>36.686.891</b>	<b>100,00%</b>	<b>15.860,2</b>	<b>100,00%</b>	

<sup>30</sup> Come evidenziato nella Tabella A3.1, nel 2016 la componente A<sub>E</sub> è stata posta pari a zero per tutto l'anno 2016. In generale, nell'anno 2016 l'Autorità aveva rimosso ogni differenziazione di trattamento tra imprese a forte consumo di energia elettrica e gli altri utenti, sia in relazione al pagamento della A<sub>E</sub> (posta pari a zero per il 2016), che in relazione agli sconti previsti dal decreto legge 91/14.

#### A.4. Struttura delle tariffe di rete

Struttura complessiva della tariffa di rete per gli utenti non domestici per il 2017 (somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS in vigore nel 2017 e delle componenti UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub> in vigore a partire dal 1 luglio 2017).

Tabella A4.1- aliquote tariffe di rete (TRAS, DIS, MIS, UC<sub>3</sub> e UC<sub>6</sub>)

Tariffe di rete			
Tipologia utente	eurocent/ punto di prelievo	eurocent/ kW/anno	eurocent/ kWh
BTIP	0,00	0,00	2,183
BTVE	0,00	0,00	6,680
BTA1	2.534,34	3.007,35	0,904
BTA2	2.534,34	2.848,23	0,904
BTA3	2.534,34	3.166,47	0,904
BTA4	2.581,69	3.166,47	0,904
BTA5	2.581,69	3.166,47	0,904
BTA6	2.534,34	3.007,35	0,902
MTIP	0,00	0,00	1,446
MTA1	75.453,61	3.387,61	0,776
MTA2	70.961,80	3.041,93	0,770
MTA3	69.594,74	2.668,61	0,763
ALTA	2.071.106,67	1.924,15	0,110
AAT1	2.071.106,67	1.924,15	0,0890
AAT2	2.071.106,67	1.924,15	0,0890

Tabella A4.2: contribuzione delle diverse tipologie di utenti al gettito delle tariffe di rete

Tipologia utente	% di contribuzione
BTIP	2,92%
BTA1	2,37%
BTA2	5,42%
BTA3	8,77%
BTA4	7,78%
BTA5	7,97%
BTA6	23,78%
MTIP	0,12%
MTA1	1,06%
MTA2	10,63%
MTA3	23,40%
ALTA, AAT1 e AAT2	5,79%

## A.5. Strutture tariffarie per gli oneri generali di sistema post-riforma

Tabella A5.1 – aliquote  $A_{RIM}$

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Rimanenti oneri generali ( $A_{RIM}$ )		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			0,5079
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			1,5544
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	589,56	699,72	0,2104
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	589,56	662,76	0,2104
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	589,56	736,80	0,2104
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	600,72	736,80	0,2104
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	600,72	736,80	0,2104
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	589,56	699,72	0,2099
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			0,3364
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	17.557,20	788,28	0,1805
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	16.511,88	707,76	0,1793
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	16.193,88	621,00	0,1776
lettera g)	Utenze in alta tensione	481.920,72	447,84	0,0256
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	481.920,72	447,84	0,0208
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	481.920,72	447,84	0,0208



Tabella A5.2 aliquote ASOS nella Ip. C 35-65

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (ASOS) Ip. C 35-65		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,4592
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			9,4275
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	2.236,32	2.653,80	4,3306
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	2.236,32	2.513,40	4,3306
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	2.236,32	2.794,20	4,3306
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	2.278,20	2.794,20	4,3306
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	2.278,20	2.794,20	4,3306
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	2.010,72	2.386,08	3,9811
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			4,8088
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	59.867,16	2.688,00	3,8812
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	56.303,16	2.413,68	3,8764
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	55.218,36	2.117,40	3,8707
lettera g)	Utenze in alta tensione	1.827.634,68	1.698,00	3,6299
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.827.634,68	1.698,00	3,6114
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.827.634,68	1.698,00	3,6114

Tabella A5.3 aliquote ASOS nella Ip. C 30-70

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (ASOS) Ip. C 30-70		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,4558
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			8,8572
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	1.916,88	2.274,60	4,4884
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	1.916,88	2.154,36	4,4884
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	1.916,88	2.395,08	4,4884
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	1.952,76	2.395,08	4,4884
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	1.952,76	2.395,08	4,4884
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	1.716,60	2.036,88	4,1292
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			4,8983
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	51.106,68	2.294,52	4,0438
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	48.064,08	2.060,28	4,0398
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	47.138,28	1.807,56	4,0350
lettera g)	Utenze in alta tensione	1.566.543,96	1.455,36	3,8878
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.566.543,96	1.455,36	3,8719
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.566.543,96	1.455,36	3,8719

Tabella A5.4 aliquote ASOS nella Ip. C 25-75

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (ASOS) Ip. C 25-75		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,4523
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			8,2869
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW			
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	1.597,44	1.895,64	4,6461
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	1.597,44	1.795,32	4,6461
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	1.597,44	1.995,84	4,6461
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	1.627,20	1.995,84	4,6461
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	1.627,20	1.995,84	4,6461
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	1.422,12	1.687,56	4,2773
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			4,9877
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	42.337,92	1.900,92	4,2066
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	39.817,32	1.706,88	4,2032
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	39.050,28	1.497,36	4,1992
lettera g)	Utenze in alta tensione	1.305.453,36	1.212,84	4,1456
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.305.453,36	1.212,84	4,1324
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.305.453,36	1.212,84	4,1324

## A.6. Analisi di sensitività della Tabella 2

Tabella A6.1: analisi di sensitività dell'ipotesi Ip. C. 35-65

Tensione	Potenza	Energia	Ip. 35-65			
			fabbisogno energivori 0 (*)	fabbisogno energivori 626 mln di € (**)	fabbisogno energivori 1000 mln di € (***)	fabbisogno energivori 1500 mln di € (***)
	[kW]	[kWh/anno]	Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%
Bassa tensione	1,5	450	29,84%	30,93%	31,97%	33,36%
Bassa tensione	3	2.400	-8,59%	-8,17%	-7,29%	-6,12%
Bassa tensione	6	6.000	-1,58%	-1,33%	-0,30%	1,06%
Bassa tensione	10	12.000	-0,17%	-0,07%	1,00%	2,42%
Bassa tensione	15	18.000	1,30%	1,36%	2,46%	3,92%
Bassa tensione	25	60.000	-4,51%	-4,70%	-3,64%	-2,24%
Media tensione	50	120.000	6,13%	6,28%	7,60%	9,37%
Media tensione	150	450.000	0,88%	0,87%	2,12%	3,78%
Media tensione	750	3.000.000	-2,50%	-2,60%	-1,39%	0,22%
Alta tensione	10.000	40.000.000	-10,70%	-10,94%	-9,73%	-8,12%
Altissima tensione (°)	30.000	120.000.000	1,93%	2,15%	3,55%	5,42%
Altissima tensione (°)	80.000	400.000.000	31,48%	33,29%	35,13%	37,58%

(\*) la variazione di spesa è indicata nell'ipotesi che la componente AE sia pari a zero anche nel periodo pre-riforma

(\*\*) la colonna in grigio corrisponde a quella rappresentata nella Tabella 2

(\*\*\*) un aumento del fabbisogno degli energivori ha effetti anche sulla spesa degli utenti domestici, come evidenziato nel punto 1.16, la cui valutazione non è oggetto del presente documento

(°) come già evidenziato nel punto 3.30 del documento, si ipotizza che i due utenti in altissima tensione presentati nelle tabelle siano non energivori (al pari di tutti gli altri utenti delle medesime tabelle), e pertanto non destinatari di agevolazioni e pagatori degli oneri relativi alle medesime, anche se, dai dati attualmente disponibili, non dovrebbero esistere utenti in altissima tensione non energivori.

Tabella A6.2: analisi di sensitività dell'ipotesi Ip. C. 30-70

Tensione	Potenza	Energia	Ip. 30-70			
			fabbisogno energivori 0 (*)	fabbisogno energivori 626 mln di € (**)	fabbisogno energivori 1000 mln di € (***)	fabbisogno energivori 1500 mln di € (***)
			Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%
	[kW]	[kWh/anno]				
Bassa tensione	1,5	450	26,67%	27,62%	28,56%	29,82%
Bassa tensione	3	2.400	-9,90%	-9,53%	-8,69%	-7,56%
Bassa tensione	6	6.000	-2,77%	-2,56%	-1,56%	-0,23%
Bassa tensione	10	12.000	-1,10%	-1,02%	0,03%	1,42%
Bassa tensione	15	18.000	0,38%	0,42%	1,50%	2,93%
Bassa tensione	25	60.000	-4,54%	-4,71%	-3,65%	-2,23%
Media tensione	50	120.000	5,65%	5,79%	7,11%	8,86%
Media tensione	150	450.000	1,05%	1,06%	2,32%	4,01%
Media tensione	750	3.000.000	-1,93%	-1,99%	-0,75%	0,90%
Alta tensione	10.000	40.000.000	-9,16%	-9,34%	-8,07%	-6,37%
Altissima tensione (°)	30.000	120.000.000	3,79%	4,10%	5,57%	7,54%
Altissima tensione (°)	80.000	400.000.000	34,11%	36,07%	38,02%	40,61%

(\*) la variazione di spesa è indicata nell'ipotesi che la componente AE sia pari a zero anche nel periodo pre-riforma

(\*\*) la colonna in grigio corrisponde a quella rappresentata nella Tabella 2

(\*\*\*) un aumento del fabbisogno degli energivori ha effetti anche sulla spesa degli utenti domestici, come evidenziato nel

(°) come già evidenziato nel punto 3.30 del documento, si ipotizza che i due utenti in altissima tensione presentati nelle tabelle siano non energivori (al pari di tutti gli altri utenti delle medesime tabelle), e pertanto non destinatari di agevolazioni e pagatori degli oneri relativi alle medesime, anche se, dai dati attualmente disponibili, non dovrebbero esistere utenti in altissima tensione non energivori.

Tabella A6.3: analisi di sensitività dell'ipotesi Ip. C. 25-75

Tensione	Potenza	Energia	Ip. 25-75			
			fabbisogno energivori 0 (*)	fabbisogno energivori 626 mln di € (**)	fabbisogno energivori 1000 mln di € (***)	fabbisogno energivori 1500 mln di € (***)
			Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%	Variaz.%
	[kW]	[kWh/anno]				
Bassa tensione	1,5	450	23,51%	24,30%	25,15%	26,27%
Bassa tensione	3	2.400	-11,21%	-10,89%	-10,08%	-9,01%
Bassa tensione	6	6.000	-3,96%	-3,78%	-2,82%	-1,53%
Bassa tensione	10	12.000	-2,03%	-1,97%	-0,95%	0,42%
Bassa tensione	15	18.000	-0,54%	-0,52%	0,54%	1,94%
Bassa tensione	25	60.000	-4,57%	-4,72%	-3,65%	-2,23%
Media tensione	50	120.000	5,16%	5,30%	6,61%	8,36%
Media tensione	150	450.000	1,21%	1,25%	2,53%	4,24%
Media tensione	750	3.000.000	-1,36%	-1,38%	-0,11%	1,59%
Alta tensione	10.000	40.000.000	-7,62%	-7,74%	-6,40%	-4,63%
Altissima tensione (°)	30.000	120.000.000	5,65%	6,04%	7,59%	9,65%
Altissima tensione (°)	80.000	400.000.000	36,75%	38,86%	40,91%	43,64%

(\*) la variazione di spesa è indicata nell'ipotesi che la componente AE sia pari a zero anche nel periodo pre-riforma

(\*\*) la colonna in grigio corrisponde a quella rappresentata nella Tabella 2

(\*\*\*) un aumento del fabbisogno degli energivori ha effetti anche sulla spesa degli utenti domestici, come evidenziato nel punto 1.16, la cui valutazione non è oggetto del presente documento

(°) come già evidenziato nel punto 3.30 del documento, si ipotizza che i due utenti in altissima tensione presentati nelle tabelle siano non energivori (al pari di tutti gli altri utenti delle medesime tabelle), e pertanto non destinatari di agevolazioni e pagatori degli oneri relativi alle medesime, anche se, dai dati attualmente disponibili, non dovrebbero esistere utenti in altissima tensione non energivori.

## A.7. Aliquote utilizzate per l'analisi di sensitività

Tabella 7.1 aliquote ASOS nella Ip. C 35-65

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (ASOS) Ip. C 35-65 con fabbisogno energivori 1000 mln di €			Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (ASOS) Ip. C 35-65 con fabbisogno energivori 1500 mln di €		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,6444			5,8913
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			9,7329			10,1400
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW						
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	2.304,12	2.734,08	4,4816	2.394,36	2.841,24	4,6830
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	2.304,12	2.589,48	4,4816	2.394,36	2.690,88	4,6830
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	2.304,12	2.878,80	4,4816	2.394,36	2.991,60	4,6830
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	2.347,20	2.878,80	4,4816	2.439,12	2.991,60	4,6830
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	2.347,20	2.878,80	4,4816	2.439,12	2.991,60	4,6830
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	2.078,52	2.466,36	4,1321	2.168,76	2.573,52	4,3333
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			4,9743			5,1950
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	61.883,28	2.778,48	4,0288	64.571,04	2.899,20	4,2256
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	58.199,16	2.494,92	4,0239	60.726,96	2.603,28	4,2204
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	57.078,00	2.188,68	4,0180	59.557,08	2.283,72	4,2143
lettera g)	Utenze in alta tensione	1.882.974,24	1.749,36	3,7597	1.956.749,88	1.818,00	3,9328
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.882.974,24	1.749,36	3,7406	1.956.749,88	1.818,00	3,9130
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.882.974,24	1.749,36	3,7406	1.956.749,88	1.818,00	3,9130

Tabella 7.2 aliquote A<sub>SOS</sub> nella Ip. C 30-70

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT	Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (A <sub>SOS</sub> ) Ip. C 30-70 con fabbisogno energivori 1000 mln di €			Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (A <sub>SOS</sub> ) Ip. C 30-70 con fabbisogno energivori 1500 mln di €		
	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,6424			5,8912
lettera c) Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			9,1468			9,5330
lettera d) Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW						
- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	1.974,96	2.343,48	4,6457	2.052,36	2.435,40	4,8555
- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	1.974,96	2.219,52	4,6457	2.052,36	2.306,52	4,8555
- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	1.974,96	2.467,56	4,6457	2.052,36	2.564,28	4,8555
- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	2.011,92	2.467,56	4,6457	2.090,76	2.564,28	4,8555
- per potenze impegnate superiori a 10 kW	2.011,92	2.467,56	4,6457	2.090,76	2.564,28	4,8555
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	1.774,68	2.105,76	4,2865	1.852,08	2.197,68	4,4962
lettera e) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			5,0680			5,2943
lettera f) Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	52.834,80	2.372,16	4,1982	55.138,56	2.475,60	4,4041
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	49.689,36	2.130,00	4,1940	51.855,96	2.222,88	4,3997
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	48.732,12	1.868,64	4,1891	50.857,08	1.950,12	4,3946
lettera g) Utenze in alta tensione	1.613.977,92	1.499,40	4,0269	1.677.214,20	1.558,20	4,2125
lettera h) Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.613.977,92	1.499,40	4,0106	1.677.214,20	1.558,20	4,1954
lettera i) Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.613.977,92	1.499,40	4,0106	1.677.214,20	1.558,20	4,1954



Tabella 7.3 aliquote A<sub>SOS</sub> nella Ip. C 25-75

Tipologie di contratto non domestici di cui al comma 2.2 del TTT		Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (A <sub>SOS</sub> ) Ip. C 25-75 con fabbisogno energivori 1000 mln di €			Relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione (A <sub>SOS</sub> ) Ip. C 25-75 con fabbisogno energivori 1500 mln di €		
		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo/anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			5,6403			5,8910
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici			8,5608			8,9259
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW						
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	1.645,80	1.953,00	4,8097	1.710,24	2.029,56	5,0279
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	1.645,80	1.849,68	4,8097	1.710,24	1.922,16	5,0279
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	1.645,80	2.056,32	4,8097	1.710,24	2.136,84	5,0279
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	1.676,52	2.056,32	4,8097	1.742,16	2.136,84	5,0279
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	1.676,52	2.056,32	4,8097	1.742,16	2.136,84	5,0279
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	1.470,48	1.744,92	4,4409	1.534,92	1.821,48	4,6591
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			5,1617			5,3937
lettera f)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	43.777,92	1.965,60	4,3678	45.697,80	2.051,76	4,5827
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	41.171,64	1.764,96	4,3643	42.977,28	1.842,36	4,5791
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	40.378,56	1.548,36	4,3602	42.149,28	1.616,16	4,5748
lettera g)	Utenze in alta tensione	1.344.981,60	1.249,56	4,2941	1.397.678,52	1.298,52	4,4921
lettera h)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	1.344.981,60	1.249,56	4,2805	1.397.678,52	1.298,52	4,4779
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	1.344.981,60	1.249,56	4,2805	1.397.678,52	1.298,52	4,4779