

## **Osservazioni al documento per la consultazione 455/2013/R/EEL**

***“INTERVENTI STRAORDINARI DI ADEGUAMENTO DELLA REGOLAZIONE  
TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE  
DELL’ENERGIA ELETTRICA”***

## Sommario

Premessa .....	3
Tariffe di distribuzione: trattamento dei contributi .....	4
<i>Presupposti dell'intervento e sintesi delle modifiche proposte alla regolazione delle tariffe di distribuzione</i> .....	4
<i>Approfondimenti applicativi relativi al degrado dei contributi e all'allocazione dei costi</i> .....	4
Tariffe di trasmissione: struttura tariffaria binomia .....	5
<i>Orientamenti per la determinazione di una tariffa di trasmissione binomia</i> .....	5
<i>Orientamenti per l'introduzione del meccanismo di copertura dei ricavi di trasmissione</i> .....	6

## Premessa

Il presente documento per la consultazione è inquadrato nell'ambito dei temi di regolazione tariffaria, disciplinati, per IV periodo di regolazione (2012-2015), dalla deliberazione ARG/elt 199/11 (e relativi allegati).

Sono poste in consultazione ipotesi di revisione, in corso di periodo regolatorio, di due aspetti specifici della regolazione tariffaria del settore elettrico:

- il trattamento regolatorio/tariffario dei contributi ricevuti dalle imprese distributrici (da soggetti pubblici e privati);
- l'introduzione di una struttura binomia delle tariffe di trasmissione (quota potenza/quota energia) di cui agli artt. 5 e 16 del TIT e di un meccanismo a copertura dei ricavi del servizio di trasmissione.

Per quanto attiene al secondo tema, ove permanessero i richiamati problemi implementativi della tariffa binomia, si esprime sostanziale condivisione con l'ipotesi prospettata da codesta Autorità di prorogare anche agli anni 2014 e 2015 una struttura tariffaria monomia con riferimento al corrispettivo *CTR*, purché, come meglio dettagliato in risposta agli spunti per la consultazione S8 e S9, sia prevista attuazione di un adeguato meccanismo a garanzia dei ricavi.

## **Tariffe di distribuzione: trattamento dei contributi**

### ***Presupposti dell'intervento e sintesi delle modifiche proposte alla regolazione delle tariffe di distribuzione***

- S1. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di un meccanismo di perequazione dei contributi per l'anno 2013.
- S2. Osservazioni sull'ipotesi di modifica del trattamento dei contributi a forfait a partire dall'anno 2014.
- S3. Al paragrafo 3.10, viene proposto di non portare in detrazione del capitale investito la quota del 20% dei contributi a preventivo a copertura delle spese generali. Come si valuta, sia in termini applicativi che di coerenza con il trattamento contabile di tali poste, la possibilità di portare anche detta quota di ricavo in detrazione del capitale investito? Motivare la risposta.

Nessuna osservazione.

### ***Approfondimenti applicativi relativi al degrado dei contributi e all'allocazione dei costi***

- S4. Osservazioni sulle ipotesi applicative relative alle modalità di degrado dei contributi.
- S5. Osservazioni sull'ipotesi di attribuzione convenzionale dei contributi in conto capitale relativi agli anni 2007-2012 come percepiti ai fini della realizzazione di "linee MT" e "linee BT".
- S6. Osservazioni sulle ipotesi di allocazione dei costi.

Nessuna osservazione.

## Tariffe di trasmissione: struttura tariffaria binomia

### *Orientamenti per la determinazione di una tariffa di trasmissione binomia*

S7. Osservazioni sulle proposte in materia di tariffa di trasmissione binomia.

Si condivide quanto rappresentato nel DCO riguardo alla necessità di rinviare la decisione in merito all'attuazione di una struttura tariffaria binomia per la componente *CTR*.

Come già segnalato agli Uffici di Codesta Autorità (e come anche richiamato nel punto 5.3 del DCO) i diversi confronti avuti con distributori ed associazioni di categoria non hanno consentito di individuare parametri unanimemente condivisi ai fini della identificazione della "potenza disponibile" da considerare per l'implementazione di una struttura tariffaria binomia.

Si condivide in particolare l'opportunità di affrontare ogni ulteriore approfondimento tecnico, metodologico e regolatorio utile all'individuazione di un *driver* significativo ai fini dell'implementazione di un corrispettivo *CTR* binomio nell'ambito del procedimento per la definizione delle regole per il V periodo di regolazione.

Tuttavia, qualora codesta Autorità intendesse prevedere l'attuazione di una tariffa di trasmissione binomia già a partire dal 2015, ci si rende pienamente disponibili a collaborare sia per l'eventuale affinamento della proposta presentata il 1 ottobre 2012 per il calcolo delle potenze disponibili nei punti di interconnessione sia per l'individuazione di modalità alternative utili all'effettiva implementazione della nuova struttura tariffaria.

Si desidera infine esprimere una considerazione rispetto agli orientamenti presentati nel punto 6.3 del DCO, ove si prospetta la possibilità che, a partire dal 2014, sia introdotta una struttura tariffaria binomia limitatamente alla componente tariffaria TRAS applicata ai clienti finali connessi in AT/AAT.

Secondo quanto indicato nel sopra citato punto, solamente a tali clienti verrebbero applicati due distinti corrispettivi, espressi l'uno in potenza ( $TRAS_P$ ) l'altro in energia ( $TRAS_E$ ). Con riferimento alla determinazione del corrispettivo  $TRAS_P$ , nel DCO è precisato che occorre individuare la "quota parte del gettito della tariffa di trasmissione riconducibile ai clienti finali

in AT/AAT attribuita alla potenza impegnata ( $RT_P$ )” sulla base “dell’incidenza dei costi di capitale (remunerazione del capitale e ammortamenti) sul ricavo di riferimento del servizio di trasmissione”; analogamente, per la determinazione del corrispettivo  $TRAS_E$  è necessario individuare la quota di gettito  $RT_E$ , definita “sulla base dell’incidenza dei costi operativi sul ricavo di riferimento del servizio”<sup>1</sup>. Quanto indicato nel documento non sembra tuttavia chiarire se ai fini della determinazione delle quote di gettito  $RT_P$  e  $RT_E$  (oltre che della potenza impegnata  $PI$ , anch’essa funzionale all’individuazione della componente tariffaria  $TRAS_P$ ) sia previsto un coinvolgimento, diretto o indiretto, di Terna. Si desidera al riguardo rappresentare che, sulla base dei dati e delle informazioni attualmente disponibili, per la Società non risulterebbe affatto semplice individuare tali grandezze in tempi utili ai fini della prospettata implementazione di una struttura binomia per il corrispettivo TRAS.

### ***Orientamenti per l’introduzione del meccanismo di copertura dei ricavi di trasmissione***

- S8. Osservazioni sulla proposta di introduzione del meccanismo di copertura dei ricavi del servizio di trasmissione.
- S9. Osservazioni sulla possibilità, in alternativa al meccanismo proposto, di applicare un meccanismo di copertura dei ricavi che consenta di recuperare lo scostamento tra ricavi effettivi e la quota di ricavi riconosciuti riconducibili ai costi di capitale (remunerazione del capitale investito e ammortamenti) e all’80% dei costi operativi, a valere sul livello tariffario degli anni successivi, in analogia a quanto già proposto al paragrafo 5.26 del documento per la consultazione DCO 34/11.

A fronte della conferma di un corrispettivo  $CTR$  monomio anche per il biennio regolatorio residuo (2014-2015), la contestuale conferma di un meccanismo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione appare una misura necessaria, anche al fine di non mettere a rischio (come correttamente evidenziato nel DCO dalla stessa

---

<sup>1</sup> Maggiori dettagli in merito alla determinazione delle componenti  $TRAS_P$  e  $TRAS_E$  sono riportate nel punto 6.3, lett. b), punti i – iv.

Autorità) il piano di investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale. Il calo progressivo dell'energia soggetta al corrispettivo CTR è del resto confermato dai dati più recenti nella disponibilità di Terna: la stima per l'anno 2013 è pari a 245.774,38 GWh (valore di preconsuntivo) contro un valore di consuntivo relativo all'anno 2012, aggiornato a seguito di rettifiche dei dati di misura, pari a 267.182,4 GWh.

Si ritiene tuttavia che l'estensione *sic et simpliciter* del meccanismo di cui all'art. 4 della deliberazione ARG/elt 188/08 ai due anni residui del periodo regolatorio in corso sia una misura insufficiente a garantire una stabilizzazione del gettito tariffario di trasmissione congruente con quanto prospettato nell'ambito del procedimento che ha condotto alla deliberazione ARG/elt 199/11.

Occorre infatti riconoscere, come in più occasioni rappresentato da Terna<sup>2</sup>, che, pur in presenza del citato meccanismo di garanzia dei ricavi, negli anni passati valori di energia effettiva inferiori alle energie di riferimento utilizzate per il calcolo della tariffa di trasmissione hanno esposto il settore della trasmissione a significativi impatti negativi, sia sotto il profilo economico (dall'anno 2009 il gettito di trasmissione, pur integrato dal meccanismo di garanzia, è costantemente stato pari al 99,5% dei costi riconosciuti del settore) sia sotto il profilo finanziario (l'incasso dell'integrazione dei ricavi è avvenuto con un ritardo medio di circa 19 mesi rispetto al mese di competenza).

Come rappresentato nella Relazione A.I.R. relativa alle deliberazioni ARG/elt 199/11 e 157/2012/R/EEL<sup>3</sup>, l'introduzione di una struttura tariffaria binomia avrebbe comportato, corrispondentemente alle intenzioni di codesta Autorità, una stabilizzazione del gettito tariffario di trasmissione. Tale effetto non sarebbe tuttavia garantito se si continuasse a prevedere, nell'ambito del meccanismo di mitigazione di cui alla deliberazione ARG/elt 188/08, una franchigia pari allo 0,5%. Si ritiene dunque necessario che tale franchigia venga ridotta in misura sufficiente a determinare un effetto di stabilizzazione del gettito equivalente a quello che sarebbe stato prodotto dall'introduzione della tariffa binomia,

---

<sup>2</sup> Si faccia riferimento in particolare alla più recente lettera del 3 Ottobre 2013 (Prot. TE/P20130004905).

<sup>3</sup> “[...] l'Autorità ha previsto l'introduzione di una tariffa binomia con una componente tariffaria in quota potenza, indipendente dai volumi di energia trasportati sulla RTN, ritenendo che tale struttura tariffaria sia adeguata a stabilizzare i ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione [...]”

ovvero che, sulla base di analisi effettuate internamente, sia posta pari ad un valore non superiore a 0,228%.

Si riporta di seguito una sintesi dell'analisi che ha permesso l'individuazione della sopra citata soglia.

Considerando che:

- con l'adozione della struttura binomia l'esposizione all'effetto volume sarebbe stata limitata alla sola componente espressa in energia, costituita dal 20% circa dei costi operativi<sup>4</sup> ;
- il peso dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi rispetto al totale dei costi riconosciuti di trasmissione nel 2012 era pari a circa il 19,2%<sup>5</sup> ;
- lo scarto medio percentuale fra consuntivo e previsione, relativamente all'energia soggetta al corrispettivo di trasmissione, negli anni fra il 2009 (introduzione del meccanismo di garanzia dei ricavi) ed il 2012 (ultimo anno concluso), è stato pari a 5,96%:

		Anno di competenza				
		2009	2010	2011	2012	MEDIA
Energia di riferimento AEEG per CTR Distributori	GWh	302.935	302.935	302.935	293.423	<b>300.557</b>
Energia effettiva CTR distributori	GWh	287.416	291.964	285.295	266.253	<b>282.732</b>
Delta energia (Energia Effettiva - Energia di Riferimento)	GWh	-15.519	-10.972	-17.640	-27.170	<b>-17.825</b>
<b>(Energia Effettiva - Energia di Riferimento) / Energia di Riferimento</b>	%	<b>-5,1%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-9,3%</b>	<b>-5,96%</b>

Assumendo tale valore come errore medio atteso, al quale – nell'ipotesi di applicazione della struttura binomia – sarebbe stato esposto il solo 20% dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, si può ricavare un “rischio atteso” equivalente riferibile alla totalità dei costi riconosciuti di trasmissione (alea equivalente), cui andrebbe commisurata la franchigia

<sup>4</sup> Punto 15.12 della Relazione A.I.R. relativa alla deliberazioni ARG/elt 199/11 e 157/2012/R/EEL.

<sup>5</sup> Pag. 62 A.I.R.: “i costi operativi riconosciuti sono pari a 297 milioni di euro”, “Per il servizio di trasmissione, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore, per l'anno 2012, ammontano a circa 1.547 milioni di euro”



del meccanismo facoltativo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto al servizio di trasmissione. In breve:

$$\text{errore medio} \times 20\% \times \text{OPEX riconosciute} = \text{Alea equivalente} \times \text{totale costi riconosciuti}$$

da cui è possibile ottenere:

$$\begin{aligned} \text{Alea equivalente} &= \text{errore medio} \times 20\% \times (\text{OPEX riconosciute} / \text{totale costi riconosciuti}) \\ &= 5,96\% \times 20\% \times 19,2\% = \underline{0,228\%} \end{aligned}$$

Per quanto esposto, al fine di stabilizzare i ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione in modo equivalente a quanto prospettato nella revisione tariffaria del vigente periodo regolatorio, si ritiene che l'applicazione di un corrispettivo CTR monomio agli anni 2014 e 2015 debba essere accompagnata dall'estensione del meccanismo di garanzia dei ricavi vigente, prevedendo una revisione del valore di franchigia che, approssimando al secondo decimale, non può essere superiore allo 0,23%.

Occorre infine precisare, per completezza d'analisi, che la riduzione della franchigia al valore sopra indicato non risolverebbe il persistere di un effetto finanziario negativo derivante dal ritardo di incasso dell'integrazione del gettito generata dal meccanismo di garanzia. Come in passato già rappresentato da Terna<sup>6</sup>, si propone al riguardo sia di mitigare tale effetto prevedendo un'anticipazione della liquidazione dell'ammontare dovuto (o quantomeno di una quota significativa dello stesso) rispetto alle tempistiche ad oggi riscontrate, sia di porre particolare attenzione alla correttezza della previsione dell'energia utilizzata quale riferimento per la tariffa di trasmissione, tenendo in debita considerazione l'ormai consolidato trend di diminuzione.

---

<sup>6</sup> Ci si riferisce, in particolare, alla lettera del 7 Giugno 2013 (Prot. TE/P20130003179)