

CONSULTAZIONE ARERA 481/2019/R/EEL
CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA
REGOLAZIONE TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA
Orientamenti finali

OSSERVAZIONI GENERALI

Nell'esprimere le proprie osservazioni alla consultazione in oggetto e nell'ottica di una proficua e fattiva cooperazione con codesta Autorità, Utilitalia – pur comprendendo la limitata disponibilità temporale per definire la nuova regolazione – rappresenta che la possibilità di accedere ad ulteriori informazioni in merito ai dati economici e fisici posti alla base delle proposte in consultazione, potrebbe consentire la formulazione di osservazioni più puntuali e significative.

L'Associazione ribadisce inoltre, in merito al titolo 19 "Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici", sebbene non sottoposto a consultazione, quanto affermato in risposta alla consultazione 318/2019 circa l'esclusione dai meccanismi incentivanti relativi alla valorizzazione degli *asset* delle aggregazioni tra due DSO con tariffa individuale. Lo scopo principale di tali meccanismi, infatti, consiste nel raggiungimento di dimensioni degli operatori tali da offrire possibilità di economie di scala e l'offerta di un miglior servizio agli utenti; tale obiettivo potrà essere perseguito meno agevolmente ove venisse confermata l'esclusione dall'incentivazione di tutti i DSO con tariffa individuale che intendano aggregarsi tra loro.

Si riportano di seguito le osservazioni ai singoli spunti di consultazione.

OSSERVAZIONI SPECIFICHE

S1. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

R1. In merito agli elementi di continuità rispetto alla regolazione vigente, in linea generale si concorda con gli orientamenti espressi dall'Autorità, finalizzati ad adottare un'adeguata prevedibilità regolatoria.

Con riferimento al paragrafo 4.8, in merito al tema dei costi incrementali e sorgenti, non si concorda invece sull'ipotesi di non prevedere trattamenti specifici. Si sottolinea, infatti, che i meccanismi previsti dalla regolazione tariffaria vigente non risultano in grado di intercettare in

maniera esaustiva tutti i costi sorgenti ed imprevisti concernenti l'intero range di attività delle imprese di distribuzione.

Nello specifico si evidenzia che i distributori di energia elettrica sono incorsi e stanno incorrendo in costi non recuperabili dovuti a malfunzionamenti e criticità del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, i quali hanno determinato impatti economico-finanziari rilevanti nei loro confronti. Si richiede, pertanto, con riferimento a tali costi, l'attivazione di quanto previsto all'art. 11.1 lettera c) del TIT, relativamente al riconoscimento di costi effettivi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione di obblighi relativi al servizio universale.

Anche con riferimento ai costi derivanti da eventi meteorologici eccezionali, si richiedono valutazioni il più possibile orientate al riconoscimento puntuale, nell'ambito dei singoli casi concreti, di costi incrementali imprevisti e non recuperabili che risulterebbero altrimenti non individuabili tramite la regolazione ordinaria.

Con riferimento al tema degli specifici approfondimenti ancora in corso da parte dell'Autorità per verificare eventuali comportamenti opportunistici in relazione al cosiddetto *cost padding*, si evidenzia la necessità di avere visione dell'esito di tali verifiche affinché si possano esprimere valutazioni in materia di costi operativi riconosciuti.

Con riferimento alla ripartizione dei recuperi di produttività conseguiti nel NPR1, si concorda con la volontà di non prevedere delle ripartizioni di tipo asimmetrico tra clienti finali ed operatori e si concorda, quindi, con la necessità di allineare il settore elettrico a quello del gas naturale nella scelta di uno stesso modello di ripartizione simmetrica.

Con riferimento al tema del trattamento contributi, non si esprimono particolari osservazioni.

Riguardo al tema dei meccanismi di inclusione degli effetti delle PSA nelle tariffe di riferimento al fine di garantire coerenza con il dimensionamento dei costi riconosciuti alle imprese, si auspica l'avvio di un apposito tavolo tecnico al fine di poter dare adeguata e preventiva visibilità alle imprese interessate dei possibili impatti sui propri risultati.

Relativamente al tema delle specificità del servizio di misura, si sottolinea che l'impresa di maggiori dimensioni presenta profili di costo non pienamente assimilabili a quelli delle altre imprese, le quali non riescono a beneficiare delle stesse economie di scala.

In particolare, i distributori che sono in procinto di avviare i propri piani di messa in servizio dei misuratori di seconda generazione (2G), sono chiamati a sostenere costi operativi sorgenti e ricorrenti (ad esempio costi aggiuntivi per le licenze informatiche, costi addizionali per le tecnologie cloud ecc.), derivanti da un cambio di paradigma sia nella gestione complessiva dell'attività di raccolta e validazione dei dati di misura, sia nell'organizzazione aziendale a ciò preposta. La natura di tali costi, inoltre, non risulta sempre correlabile al numero di POD serviti. Si auspica, pertanto, che l'analisi di dettaglio sulla struttura dei costi di misura, che ARERA sta tuttora operando, tenga conto di questi elementi specifici e che le decisioni finali in materia non risultino eccessivamente sbilanciate sulle evidenze contabili della maggiore impresa di distribuzione. A supporto di tale richiesta si sottolinea, inoltre, che l'Autorità, oltre a quello di e-distribuzione, ad oggi ha già avuto evidenza dei piani di installazione degli smart metering 2G di ulteriori tre imprese distributrici, condizione che permetterebbe al Regolatore di considerare nella regolazione tariffaria per il periodo 2020-2023 anche il riconoscimento di suddetta

fattispecie di costi. Inoltre, ulteriori imprese di maggiori dimensioni si stanno accingendo ad avviare i piani massivi e quindi si stanno già delineando e affinando anche per esse i profili di costo che si genereranno e che, accertatane l'efficienza, necessiteranno di adeguata copertura tariffaria.

S2. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

R2. Si concorda con la conferma del meccanismo del *price cap* e con le logiche di riassorbimento della quota delle eventuali accertate maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel corso del NPR1, entro un orizzonte pluriennale che non può essere inferiore al termine del NPR2.

S3. Osservazioni in merito al trattamento dei canoni di leasing operativo.

R3. Con riferimento al tema del leasing operativo, si concorda con le proposte della consultazione affinché si garantiscano trattamenti omogenei per tutte le imprese di distribuzione

S4. Osservazioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori.

R4. In merito alla quantificazione delle correzioni da applicare in sede di perequazione come aggiustamenti dei costi operativi riconosciuti, si suggeriscono analisi più generali ed esaustive circa le stime del beneficio trasferito ai clienti finali ed ai servizi delle telecomunicazioni. Si concorda con le ipotesi di prevedere un'analisi dell'andamento storico dei ricavi derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture elettriche, intercettando tuttavia anche particolari casi puntuali che richiedono l'applicazione dello *sharing* in maniera specifica o differenziata. Tenuto conto delle analisi ancora da effettuare e delle future conclusioni in materia, si suggerisce una valutazione dello *sharing* su base quadriennale e non annuale, in maniera tale da disporre di tutti gli elementi necessari per una gestione coerente della relativa disciplina.

S5. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi ad attività legate ai profili euro-unitari.

R5. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi per eventi meteorologici eccezionali.

R6. Si concorda con l'assoluta necessità di un intervento nella quantificazione dei costi operativi riconosciuti che possa assicurare una maggiore e più efficiente capacità di intercettare gli effetti dei sempre più intensi e frequenti fenomeni meteorologici eccezionali.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 2288/AR/e del 09/12/2019

Si riscontra l'esigenza di considerare, come periodo di riferimento, la media dei costi operativi effettivi non del triennio 2016-2018, ma del periodo 2016 -2019, in luogo del valore puntuale relativo al 2018.

Si concorda, inoltre, con la necessità di coordinare i criteri e le soluzioni adottate in tema di costi operativi, con quanto considerato ed adottato nell'ambito della possibile revisione della disciplina prevista dalla delibera 127/2017/R/EEL sugli indennizzi dei clienti finali per le interruzioni di lunga durata.

S7. Osservazioni in merito all'implementazione di meccanismi correttivi del meccanismo della perequazione specifica aziendale

R7. Riguardo al tema dei meccanismi di inclusione degli effetti delle PSA nelle tariffe di riferimento al fine di garantire coerenza con il dimensionamento dei costi riconosciuti alle imprese, si rimanda a quanto espresso nella R1.

S8. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi con riferimento al trattamento e riconoscimento dei costi di misura connessi alle attività trasferite nella responsabilità di Terna dall'1 gennaio 2017

R8. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S9. Osservazioni relative alla perimetrazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura

R9. Come già in parte espresso in R1, si ribadisce la necessità di considerare le specificità delle strutture di costo tipiche delle imprese diverse da quella principale, le quali non possono beneficiare dello stesso livello di economie di scala e necessitano di dover sostenere costi unitari aggiuntivi rispetto a quelli sostenuti dall'operatore di maggiori dimensioni. Si segnala, infatti, che la spesa effettuata, ad esempio per sistemi informativi, non ha una relazione lineare con il numero di POD gestiti. L'adozione di criteri basati sulle medie di settore potrebbe determinare pertanto alcune distorsioni sul riconoscimento dei costi sostenuti, soprattutto con riferimento al piano di installazione 2G.

Si ritengono necessari degli adeguati approfondimenti sugli aspetti sopra evidenziati, prevedendo anche delle possibili modalità di congruaggio, una volta accertata l'evidenza di costi specifici ravvisabili in capo alle imprese diverse da quella principale. Anche le tematiche tecniche più strettamente connesse alla tecnologia 2G e relative agli impatti sui sistemi informatici o sulla gestione del personale, dovranno essere opportunamente approfondite.

S10. Osservazioni sugli orientamenti relativi alle disposizioni in materia di trattamento dei contributi, agli altri temi del Titolo 8 del TIQ.TRA e su ulteriori aspetti per cui sia utile considerare un'eventuale incentivazione, anche alla luce delle disposizioni del pacchetto *Clean Energy for All Europeans*.

R10. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S11. Ulteriori osservazioni in merito alle modalità di trattamento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione e dispacciamento.

R11. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S12. Osservazioni riguardo agli orientamenti per il meccanismo sperimentale 2020-2023 di promozione dell'efficienza dei costi di investimento.

R12. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S13. Osservazioni in merito agli orientamenti finali in materia di promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale, incluso l'avvio del primo dei due meccanismi incentivanti (premierità una tantum) a partire dall'1 gennaio 2020.

S14. Osservazioni in merito alla modifica delle metriche del meccanismo di premierità una tantum e all'applicabilità di tale meccanismo alle merchant line a fine esenzione.

R13.-R14. Non si hanno osservazioni al riguardo.

S15. Osservazioni in merito ai criteri di recupero dei crediti inesigibili legati al mancato incasso da parte delle imprese distributrici dei corrispettivi di rete.

R15. Si concorda pienamente con la necessità di interventi regolatori mirati a mitigare il rischio credito ravvisabile in capo alle imprese di distribuzione con riferimento alla riscossione degli oneri di rete. Si condivide la modalità di recupero tramite istanza individuale alla CSEA, con cadenza annuale. Tuttavia, si ritiene che l'attestata corretta esecuzione del servizio e dei tentativi di recupero del credito, in aderenza a quanto stabilito dalla regolazione vigente, dovrebbe essere considerato elemento sufficiente per ottenere l'integrale ristoro degli oneri di rete divenuti inesigibili. Pertanto non si condividono le misure proposte dall'Autorità in primis con riferimento alle valutazioni poste alla base della quantificazione della soglia, pari allo 0,5% - 1% dei ricavi ammessi annui, superata la quale l'impresa potrebbe presentare istanza di recupero. Tale soglia, infatti, rappresenterebbe un mero costo di elevata entità non recuperabile dal distributore, non correlato ad un segnale economico direttamente incentivante. Inoltre, non si condivide il cumulo della predetta misura con l'inserimento della franchigia del 10% dell'ammontare dei crediti oggetto dell'istanza, ancorché più efficace dal punto di vista dell'incentivazione al contenimento del fenomeno in questione. Pertanto, fermo restando la richiesta di integrale ristoro degli oneri di rete divenuti inesigibili, tra le due misure sottoposte a consultazione si propone – in subordine – che venga mantenuta unicamente la seconda.

S16. Osservazioni agli orientamenti in merito ai criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di smart metering di seconda generazione.

R16. Si ritiene necessario che gli obblighi relativi alle imprese di distribuzione con meno di 100.000 POD siano definiti con congruo anticipo e quanto prima, affinché le stesse possano

disporre di tutti gli elementi regolatori necessari al corretto avvio dei rispettivi piani. La scrivente associazione resta disponibile per confronti in materia.

S17. Eventuali proposte inerenti alle modalità operative con cui procedere alla raccolta dei dati storici necessari al calcolo degli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa.

R17. Si ritiene necessario che vengano definite quanto prima le modalità operative attraverso cui attuare il meccanismo perequativo previsto dal punto 6 della delibera 782/2016/R/EEL.

S18. Osservazioni in merito all'orientamento dall'Autorità finalizzato alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento all'aggiornamento dei corrispettivi per gli utenti in alta e altissima tensione.

S19. Osservazioni in merito alla cadenza proposta di aggiornamento dei costi che il gestore del sistema di trasmissione sostiene per la gestione dell'energia reattiva e dei volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante, e all'individuazione di un anno test per fare l'aggiornamento.

S20. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice B.

R18-R19-R20. Si segnala innanzi tutto la necessità che ARERA espliciti in modo inequivocabile che cosa si intende per energia reattiva immessa in rete. Se il concetto appare chiaro per i punti di prelievo, infatti, non risulta altrettanto univoco per i punti di prelievo/immissione e per i punti di interconnessione tra reti.

In merito poi alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva sulle reti in alta e altissima tensione, si ritiene opportuno evidenziare che i gestori di rete connessi alla RTN non hanno attualmente alcun mezzo per agire sulla riduzione delle energie reattive a livello di CP e in generale di rete, sia lato prelievo che immissione. Si segnala, infatti, che la novità proposta in consultazione, di sottoporre a penale a partire dal 2021 l'energia reattiva immessa nella rete rilevante dalle imprese distributrici e/o in altre reti di distribuzione, produrrebbe dei costi molto rilevanti per i distributori, dovuti principalmente al comportamento di altri (clienti finali produttori) e di difficile mitigazione da parte dei distributori. In particolare, non è chiara la ratio sottesa a tale iniziativa regolatoria, che d'altro canto meriterebbe una fase interlocutoria con le imprese di distribuzione stesse, affinché si possano enucleare in maniera più dettagliata le implicazioni per il sistema. In primo luogo sarebbe opportuno effettuare delle analisi per comprendere le motivazioni alla base dell'aumento dei costi di Terna. In seguito sarebbe auspicabile la realizzazione di analisi costi-benefici per capire come poter gestire al meglio il ribaltamento dei costi da Terna ai distributori e per arrivare alla definizione di un costo efficiente a livello di sistema. Infatti il distributore potrebbe essere spinto ad effettuare taluni investimenti esclusivamente per limitare le immissioni di energia reattiva ed evitare in questo modo il ribaltamento di un costo non giustificato, senza alcuna analisi preventiva in termini di costi/benefici per gli utenti finali.

Inoltre, dato che i corrispettivi unitari per le immissioni di energia reattiva sarebbero molto diversi tra quelli pagati dai clienti finali produttori (ad oggi 0,96 c€/kVA_{rh} per la BT e 0,328 c€/kVA_{rh} per la MT), rispetto a quelli pagati dal distributore a Terna (1,333 c€/kVA_{rh}), a parità di kVA_{rh}, la penale addebitata dal distributore al cliente finale produttore sarebbe di importo

inferiore a quella addebitata da Terna al distributore, penali entrambe correlate al comportamento del produttore.

Riguardo alle ipotetiche modalità di riscossione delle penali in immissione si chiede che ARERA chiarisca meglio come procedere. Appare infatti incoerente effettuare tale riscossione attraverso i venditori, in quanto non dispongono delle misure in immissione e sarebbero richiesti nuovi flussi e adeguamenti informatici consistenti. Molto complessa, inoltre, risulterebbe la fatturazione direttamente al produttore/*prosumer*, in quanto richiederebbe un nuovo meccanismo di billing e canale di fatturazione verso tali soggetti, peraltro con il rilevante rischio di insoluti (analogo a quelli che si riscontrano per la fatturazione del servizio di misura dell'energia prodotta).

Inoltre, preme sottolineare che la configurazione delle misure di interconnessione con la RTN, risulta non omogenea per i vari distributori. Nei casi di presenza delle misure sulle singole linee di connessione alla RTN (spesso sugli "entra-esce") diventerebbe estremamente penalizzante l'applicazione del calcolo delle energie reattive se eseguito singolarmente sul singolo misuratore di linea senza considerare, invece, la somma algebrica sull'entra-esce (medesimo problema sollevato anche nel caso del calcolo delle potenze per la determinazione del CTR).

Si ritiene opportuno, pertanto, che ARERA definisca i criteri di calcolo per la determinazione delle energia reattiva oggetto di penali, in considerazione dei vari assetti delle misure sulle interconnessioni con RTN, eventualmente coinvolgendo TERNA nel merito delle questioni, e, comunque, evitando di penalizzare chi ha configurazioni in "entra-esce".

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, risulta non accettabile la data del 01/01/2021 quale decorrenza dell'applicazione delle nuove regole e di aggiornamento dei livelli di costi e di corrispettivo. Si richiede pertanto di rinviare possibili decisioni finali in materia, a valle di successivi momenti di confronto circa i possibili impatti operativi ed economici in capo ai distributori.

S21. Osservazioni riguardo alle proposte avanzate in merito alla proroga dell'attuale struttura tariffaria BTVE e al contemporaneo avvio di tavoli di lavoro dedicati alla valutazione di un possibile aggiornamento della regolazione che ne disciplini l'applicazione.

S22. Osservazioni in merito alla proposta relativa all'introduzione di una maggiore potenza disponibile in fascia F3 secondo le modalità descritte. Quali aspetti relativi al flusso delle informazioni si ritiene di proporre per semplificare al massimo gli aspetti amministrativi?

S23. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice C

R21-R22-R23. Si concorda con l'istituzione di tavoli di lavoro dedicati al possibile aggiornamento della regolazione in materia di ricariche elettriche, tenendo in considerazione le principali valutazioni emerse in consultazione. Si condividono inoltre le proposte formulate al paragrafo 24.13. Si concorda con l'eventualità di prevedere una maggiore potenza disponibile in F3, come primo intervento finalizzato a stimolare la disponibilità delle ricariche elettriche.