

**Osservazioni di Utilitalia al Documento per la Consultazione 428/2016/R/eel
CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO PARAMETRICO DEI COSTI PER LE
IMPRESE CHE SERVONO FINO A CENTOMILA PUNTI DI PRELIEVO**

La presente Consultazione giunge a ridosso dell'invio effettuato in data 19 luglio u.s. agli Uffici della Direzione Infrastrutture della proposta elaborata dall'apposito Gruppo di lavoro insediato in Utilitalia. E' evidente dai contenuti del DCO che AEEGSI non ha potuto esaminare e, eventualmente, accogliere gli spunti tecnici che sono stati elaborati dal GdL. Per tale motivo, nella convinzione che detti elementi possano contribuire a formulare al meglio una tariffa parametrica per il comparto di Imprese interessate, nel seguito riproponiamo, dove necessario, gli aspetti che caratterizzano la proposta di Utilitalia a Voi trasmessa.

In Premessa vogliamo sottolineare un aspetto non formale. L'Autorità segnala nel DCO gli obiettivi specifici del procedimento, tra cui anche quello relativo alle esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese.

Tuttavia, dai dettagli del DCO la definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo appare rispondere, secondo le indicazioni dell'Autorità, principalmente all'obiettivo della semplificazione amministrativa, che in ogni caso non disconomiamo in assoluto.

Però, a nostro parere tra gli obiettivi citati meritano rilievo quelli individuati alle lettere a) e b) del punto 7.12 della relazione tecnica alla deliberazione 654/2015, ossia:

- definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- rafforzare l'applicazione del principio di aderenza ai costi delle tariffe.

La tariffa parametrica descritta dall'Autorità con il DCO non sembra delineare un sistema tariffario rispettoso del principio di aderenza ai costi delle tariffe, quantomeno per quanto riguarda le tariffe di riferimento, ma sembra far prevalere l'obiettivo della semplicità amministrativa rispetto a quello dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

E' evidente, invece, come l'avvio di un percorso così rilevante per il settore elettrico e per le Imprese interessate debba essere principalmente basato sulla salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario riferito alla singola Impresa, partendo eventualmente da elementi parametrizzati, ed al contempo evitando di riconoscere attraverso il meccanismo tariffario eventuali inefficienze (sebbene la piccola dimensione di Impresa in assoluto non è sinonimo di inefficienza).



Come detto, pur condividendo l'auspicio di una progressiva semplificazione e razionalizzazione del sistema, vogliamo ribadire che questo pur auspicabile obiettivo non può essere perseguito attraverso misure che di fatto impediscono *tout court* la sopravvivenza dei piccoli Operatori, discriminandoli in modo iniquo.

Fino al VPR l'AEEGSI ha implicitamente riconosciuto, attraverso la definizione della TR, che i costi unitari possano essere diversificati, per ragioni oggettive. **E' necessario che le TR già calcolate nel VPR (accettata da tutti i Distributori) costituiscano un punto di partenza imprescindibile o meglio ancora, che lo sia il volume assoluto dei ricavi che la TR assicurava nel VPR, essendo questo il corrispettivo di costi che la stessa AEEGSI ha finora considerato come costi efficienti.**

Ad ulteriore sostegno della posizione espressa sopra, si fa notare che la del. 654/2015 (art 4.3) dispone espressamente che si debba tener conto dei "coefficienti correttivi, definiti nel terzo periodo regolatorio (2008-2011) e già utilizzati nel corso del VPR, che riflettono gli effetti delle variabili esogene che non sono sotto il controllo dell'Impresa, quali la densità di utenza o le caratteristiche del territorio servito".

La delibera indica, quindi, di considerare tutti i coefficienti correttivi già utilizzati nel VPR (compresi quelli derivanti dalla PSA, sintetizzati nel coefficiente kPSA, utilizzato per il calcolo della TR), mentre il riferimento alla densità e alle caratteristiche del territorio appare essere espresso in termini esemplificativi e non esaustivi.

Come anche segnalato nel DCO, la Federazione ha presente che nell'ambito del ddl Concorrenza in discussione nel Senato della Repubblica alcuni emendamenti prevedrebbero la determinazione dei costi riconosciuti agli Esercenti che servono meno di 25.000 POD secondo logiche parametriche, e che qualora approvati indurrebbero l'Autorità a valutare le esigenze di adeguamento della disciplina tariffaria eventualmente già approvata.

A tale proposito, la Federazione ritiene che l'Autorità non possa non disciplinare con uno specifico provvedimento la tariffa parametrica (TP) per le Imprese interessate, qualora l'emendamento citato dovesse renderne obbligatoria la adozione.

Anche in altre occasioni la Federazione ha fatto notare come un sistema tariffario basato sulla TP possa costituire una utilità economica e una occasione per semplificare i processi interni di molte Imprese che in questi anni non hanno svolto un virtuoso allineamento alle migliori pratiche sostenute dall'Autorità.

Ciò non vale per le altrettante molte Imprese associate alla Federazione che in questi anni hanno investito sullo sviluppo delle attività tecnico-commerciali e si ritrovano ad essere accomunate a chi tali investimenti non li ha sviluppati. Le nostre Associate si ritrovano a poter "optare" per la tariffa puntuale subordinatamente all'assoluto rispetto degli obiettivi di qualità del servizio applicabili a ciascuna Impresa. Ciò determina a nostro parere una immotivata difformità di trattamento rispetto alle Imprese maggiori, in quanto queste ultime non ricevono una così rilevante penalizzazione tariffaria nel caso in cui non rispettino quanto previsto dal TIQE.

A nostro parere, l'accesso al metodo tariffario puntuale dovrebbe essere correttamente consentito a tutte le Aziende che sono tenute a rendicontare in maniera completa le performance tecniche ed economiche, assoggettandole ai livelli di valutazione prestazionali uniformi già istituiti per le Aziende maggiori.



Il superamento della tariffa puntuale, quindi, deve essere gestito con la massima cautela e attenzione alla evoluzione dell'assetto economico-finanziario delle Imprese coinvolte. In ogni caso, sarà necessario definire con puntualità le modalità di accesso, successiva inclusione e abbandono del sistema tariffario parametrico.

Come noto, la Federazione ha svolto una raccolta dati ai fini di una verifica del possibile approccio alla TP simulando l'applicazione della tariffa secondo lo schema ipotizzato nel DCO dall'Autorità. Le elaborazioni svolte possono essere messe a disposizione dell'Autorità per un esame congiunto ma evidenziano la materiale impossibilità di seguire un percorso esclusivamente parametrico per la determinazione di una tariffa equa per le Imprese interessate.

Questi elementi supportano ulteriormente la nostra tesi della necessità di partire da una situazione che riconosca l'assetto tariffario al 2015 per poi evolversi secondo alcune delle proposte che la stessa Autorità formula nel DCO. Questo approccio nel seguito viene definito come Tariffa Parametrica Riformata (TPR).

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni sullo sviluppo del procedimento.

Si ribadisce come assolutamente imprescindibile considerare l'obiettivo di equilibrio economico-finanziario delle imprese con meno di 100.000 punti di prelievo congiuntamente a quello della semplificazione amministrativa.

La tempistica prevista dall'Autorità per la conclusione del procedimento ai fini della determinazione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le Imprese in parola è stata prorogata al 31 ottobre 2016. **In qualunque caso, appare ragionevole che il provvedimento finale fornisca agli Operatori un congruo tempo (non simbolico) per la presentazione dell'eventuale istanza di ammissione al regime individuale.**

Si ritiene, inoltre, che il provvedimento che disciplina la TP, anche in pendenza dell'emendamento, debba prevedere fin d'ora il criterio con il quale le Imprese già in regime di tariffa individuale dovranno entrare nel regime parametrico, prevedendo che il "punto di partenza" sia determinato in modo puntuale (anche facendo riferimento alle TR già approvate nel VPR), e che il metodo parametrico si applichi alle modalità di aggiornamento.

Al fine di tenere conto del fatto che al di sotto dei 100k POD le Imprese presentano situazioni differenziate anche per effetto di altre misure regolatorie che prevedono soglie diverse, si suggerisce di identificare all'interno del gruppo delle aziende <100k ulteriori sottogruppi prevedendo misure specifiche per ciascuno di essi, in funzione tra l'altro (i) degli obblighi di rendicontazione tecnica e contabile; (ii) degli obiettivi specifici di qualità tecnica e commerciale.



S2. Osservazioni sulle ipotesi relative alle logiche di riconoscimento dei costi operativi per le imprese di medio-piccola dimensione.

Appare corretto ed omogeneo con il procedimento previsto – vedi Figura 3 - Schema di determinazione del capitale investito riconosciuto – dove si fa riferimento all’aggregato degli investimenti delle piccole-medie Imprese - procedere alla definizione dei costi operativi di MT e BT sulla base dei costi delle imprese già ammesse alla PSA (validati e riconosciuti dall’Autorità) e dei costi operativi di AT sotto forma di impatto di variabile esogena o sulla base dei costi di riferimento che risultano da Imprese che gestiscono tali asset. La definizione dei corrispettivi si ritiene possa essere sviluppata sulla base del parametro della densità dell’utenza.

Un eventuale riconoscimento dei costi operativi a partire dalle Imprese distributrici che servono oltre 100.000 POD appare non pienamente coerente con le finalità di cui al punto 4.1 del DCO ed in particolare con quello di cui alla lettera c) e comunque non allineata anche con la soluzione adottata al punto 9.4 del presente DCO.

Si condivide l’orientamento per cui i costi operativi non possono essere differenziati in funzione della mera dimensione; è giusto non riconoscere eventuali inefficienze dovute alla sola scala, anche in considerazione del fatto che le Aziende possono ovviare ad alcune inefficienze di scala ricorrendo all’esternalizzazione di funzioni o alla condivisione di centri di costo, senza rinunciare alla propria autonomia. Tuttavia non tutti i costi possono essere esternalizzati o condivisi e non tutte le Aziende sono in condizione di potersi aggregare, non essendo materialmente possibile reperire sul territorio un Operatore con il quale abbia senso integrarsi.

Proprio per quanto sostenuto sopra, si ritiene che i costi operativi debbano essere differenziati in ragione delle specifiche circostanze che, nelle diverse situazioni, determinano condizioni operative particolari. A questo proposito si ritiene quanto mai opportuno il riferimento alla PSA, in quanto proprio le Aziende che operano in queste condizioni hanno in passato richiesto l’accesso a questa procedura, a prescindere dalla dimensione.

Inoltre, se i costi operativi non risentissero delle condizioni operative specifiche, ciò dovrebbe essere vero per tutti i Distributori e non solo per i piccoli Operatori mentre ciò non appare nella realtà posto che, eccezion fatta per ENEL, i maggiori Gestori si vedono riconosciuto in modo puntuale un costo operativo specifico, figlio tra l’altro del regime di PSA che per tali Aziende continua a restare valido.

In definitiva, quindi, appare necessario che la definizione di costi operativi relativi ai comparti di MT e BT sia operata a partire dai costi riconosciuti alle imprese già ammesse alla PSA opportunamente rimodulati per tenere conto almeno della densità di utenza. L’analisi da noi effettuata sembra concludere che risulta di particolare importanza la densità rispetto alle linee MT, le quali sono identificate con maggiore precisione.

Le Imprese già ammesse alla PSA o che dovessero essere ammesse a tale regime successivamente all’entrata in vigore della futura regolazione tariffaria dovranno comunque mantenere un livello di riconoscimento dei costi operativi per l’anno base di avvio del modello TPR pari a quello dell’ultimo anno del periodo di regolazione precedente, utilizzando un criterio parametrico per l’aggiornamento periodico di tale importo.



Il riconoscimento dei costi operativi sostenuti per la manutenzione e gestione di asset di AT possono essere invece determinati sulla base del costo sostenuto dalle imprese di distribuzione che gestiscono tali tipologie di infrastrutture, anche con più di 100.000 pop, e parametrizzati anche come variabile esogena.

S3. Osservazioni relative alle ipotesi relative alle variabili esogene da considerare ai fini della differenziazione dei riconoscimenti tariffari. In particolare, tenendo conto dell'esigenza di limitare il numero di variabili, si ritiene debbano essere considerate variabili ulteriori o diverse da quelle ipotizzate?

Tenuto conto delle motivazioni sopra riportate con riferimento al più generale criterio di determinazione dei costi operativi, si ritiene che le variabili esogene da considerare siano quelle relative alla gestione di asset di AT o di specializzazione specifica (smart grids, resilienza delle reti, ecc.) oltre a quelle già considerate in PSA alle imprese ammesse.

S4. Osservazioni relative alle ipotesi per il riconoscimento dei costi di capitale relativi alle infrastrutture di rete.

Per quanto concerne i costi di capitale appare necessario salvaguardare gli investimenti storici effettuati nei precedenti periodi regolatori puntualmente rendicontati dalle Aziende e soggetti a verifica da parte di AEEGSI.

In base al principio di certezza regolatoria, sarebbe assai grave stravolgere tale principio con valenza retroattiva potendo giungere ad un esito che porterebbe a ridurre il costo riconosciuto alle Aziende che hanno investito di più.

Anche per tale motivo, si ritiene che la corretta ricostruzione del capitale investito non renda necessario l'impiego di variabili esogene da valorizzare parametricamente se i dati di riferimento utili alla ricostruzione della RAB per l'anno base della TPR per il costo riconosciuti di capitale in MT e BT sono sufficientemente robusti e affidabili, quali quelli desumibili dalle istruttorie PSA.

L'impatto economico delle variabili esogene afferenti il costo del capitale può essere risolto con la migliore valorizzazione del capitale investito e da questo punto di vista la RAB è valorizzata già robustamente per le Imprese in regime di PSA ed è parametrica, almeno fino a tutto il 2007, per il resto delle Imprese.

Inoltre, la determinazione di una RAB parametrica determinata sulla base di alcune perizie condotte da esperti selezionati su Imprese di distribuzione rappresentative di cluster individuati dall'Autorità, si ritiene possa essere la migliore soluzione per la ricostruzione del capitale investito e per la semplificazione amministrativa delle istruttorie che dovranno comunque essere condotte ai sensi della deliberazione 168/11 (vedasi punti da 6.5 a 6.7 dell'Allegato A e l'Allegato B).

In ogni caso, sottolineiamo che la logica parametrica relativa al riconoscimento dei costi afferenti alle infrastrutture di rete non può basarsi sul numero degli utenti, ma sulla consistenza fisica degli



impianti. E' infatti di assoluta evidenza che il valore degli investimenti dipende dalla consistenza degli asset (lunghezza e dislocazione delle reti, numero di punti di trasformazione etc), mentre sia fondamentalmente indifferente il numero di utenti servito.

Quindi, il costo medio efficiente è da individuarsi per km di rete MT e BT che successivamente venga trasposto per punto di prelievo.

Riteniamo, quindi, che un percorso logico consista nell'individuare costi di investimento parametrici per unità fisica (in rapporto almeno alla lunghezza delle reti BT, MT, cabine secondarie, trasformatori), tenendo conto di ulteriori variabili che possono incidere sul costo di rimpiazzo e manutenzione straordinaria (linee interrato, luoghi impervi, etc).

Per altro, la consistenza fisica delle reti dipende dalla conformazione del territorio e dalle modalità insediative, e solo in minima parte da scelte del Gestore; tali scelte, oltre tutto, sono state già in gran parte effettuate in passato (es. riguardo al possibile interrimento di linee aeree, punti di trasformazione MT/BT). I dati fisici relativi alla consistenza delle reti sono noti all'AEEGSI almeno per le Aziende che sono state assoggettate agli obblighi di comunicazione in tal senso.

Come detto e per evitare il rischio "*garbage in – garbage out*", è necessario che le informazioni sottostanti la costruzione della TPR afferenti il costo di capitale relativo alle infrastrutture di rete siano consistenti.

A tal fine **l'aggregazione dei dati per le Imprese ammesse al regime di PSA può considerarsi un punto di partenza ineccepibile e assolutamente certificato**; lo stesso non può dirsi per le imprese per le quali il capitale investito riconosciuto fino al 31.12.2007 è stato determinato implicitamente a partire dai dati aggregati di settore. Conseguentemente **si può valutare la convergenza degli obiettivi di cui alla deliberazione ARG/elt 168/11 con quelli della TPR**.

Nello specifico, le complessive istruttorie da svolgere ai sensi del richiamato provvedimento potrebbero essere ricondotte alla ricostruzione del capitale investito, anche tramite perizie *ad hoc*, per quelle classi omogenee di Impresa per le quali la RAB implicitamente ricostruita possa richiedere approfondimenti.

I costi sostenuti per dette perizie, da condurre peraltro su un numero limitato di Imprese, troverebbero giustificazione nella revisione e semplificazione della deliberazione 168/11 in materia di PSA per le imprese con meno di 5.000 POD.

Gli investimenti in asset di AT, smart grids e resilienza, ed altre tipologie specifiche di interventi potranno continuare a ricevere riconoscimento specifico.

S5. Osservazioni relative all'identificazione delle variabili esogene. In particolare, tenendo conto dell'esigenza di limitare il numero di variabili, si ritiene debbano essere considerate variabili ulteriori o diverse da quelle ipotizzate?

S.6 Osservazioni relative alle ipotesi di formazione dei *cluster* in cui raggruppare le imprese distributrici.

Come già detto, le variabili esogene afferenti il costo del capitale sarebbero implicitamente riconosciute nella proposta di ricostruzione della RAB da noi illustrata sulla base dei dati delle



imprese in PSA o delle perizie effettuate per imprese rappresentative di ogni classe omogenea di impresa.

S7. Osservazioni sulle ipotesi relativi al riconoscimento dei costi relativi alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e dell'energia elettrica per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo.

Si condividono obiettivi e modalità.

In ogni caso, sebbene molte Aziende abbiano già efficientato questi costi ricorrendo a forme di esternalizzazione e condivisione, si ritiene che i costi operativi, più in generale, possano essere efficientati promuovendo forme di aggregazione ulteriori rispetto a quelle di riduzione del numero di Concessioni. Le economie di scala derivanti dall'aggregazione delle funzioni commerciali delle Imprese potrebbero essere promosse riconoscendo a tempo corrispettivi superiori a quelli medi di settore per l'intero NPR.

L'aggregazione delle Imprese non è certamente l'unico modo di conseguire le economie di scala.

Si condivide, comunque, che i costi COT siano riconosciuti in base a un unico parametro nazionale, calcolato come livello medio di settore.

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alle modalità di aggiornamento dei livelli iniziali dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo.

S9. Osservazioni sulle ipotesi relative alle modalità di aggiornamento dei livelli iniziali dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo.

Si ritiene che le modalità di aggiornamento proposte possano essere coerenti per i cespiti di MT e BT soggetti a totale riconoscimento parametrico.

In linea di principio, sebbene riteniamo condivisibile la proposta valutiamo con interesse anche la possibilità di considerare ammissibile un livello di investimenti per ciascuna Azienda pari all'ammortamento già riconosciuto alla medesima Azienda. Nella logica della semplificazione, questo meccanismo non comporterebbe alcun onere al Regolatore, e quindi potrebbe essere applicato con estrema facilità.

In ogni caso, riteniamo che la logica parametrica non si possa adattare a quegli investimenti aventi natura speciale ed "una tantum" (es. smart grid, resilienza, nuovi insediamenti e sviluppi di rete).

Gli investimenti in cespiti di AT dovranno seguire le modalità di aggiornamento previste per il regime puntuale.

S10. Osservazioni relative alle ipotesi per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.



In merito è necessario che vi sia coordinamento con quanto proposto nel DCO 457/2016/R/eel e deve essere tenuto conto dei maggiori costi che l'Autorità ha riconosciuto alle Imprese ai sensi del comma 40.4 dell'Allegato A alla delibera n. 348/07.

Ulteriori Considerazioni

Utilitalia vuole segnalare all'Autorità un ulteriore aspetto non trattato nel DCO.

Si tratta della soglia dimensionale già individuata dalla delibera 654/2015 per la determinazione del perimetro delle Imprese potenzialmente soggette all'applicazione della TP.

A tale proposito sottoponiamo all'Autorità l'opportunità di valutare una nuova soglia rappresentata da 50.000 punti di prelievo, che non creerebbe particolare turbativa alla logica di semplificazione amministrativa perseguita dall'Autorità – interessando direttamente al momento solo due Imprese ma che potrebbe essere foriera di sviluppi del settore.

La soglia di 50.000 punti di prelievo si potrebbe giustificare per due ordini di motivi:

- tale livello è già utilizzato dall'Autorità per definire obblighi nell'ambito della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (art.77 del TIQE) e nella regolazione della tutela SIMILE (per altro Utilitalia ha sottoposto all'Autorità il quesito su come tali investimenti potrebbero trovare corretta remunerazione nel caso in cui non vi fosse uno specifico riconoscimento dei costi sostenuti per far fronte al Piano per la Resilienza della rete elettrica);
- la soglia di 50.000 punti consentirebbe con difficoltà minori eventuali processi di aggregazione tra Imprese – dove possibili e razionali – contribuendo ad una ulteriore semplificazione amministrativa della gestione del comparto da parte di AEEGSI.