

**CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER  
L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,  
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA  
NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO**

Orientamenti finali

*Documento per consultazione 544/2015/R/eel  
del 17 novembre 2015*

**Osservazioni di ASSEOLETTRICA**

*4 dicembre 2015*

**Considerazioni di carattere generale**

Assoelettrica ritiene il contesto regolatorio delineato nel documento di consultazione, nel complesso, non soddisfacente, in quanto alcune proposte avanzate non sembrano supportare adeguatamente la fase di transizione del settore elettrico, in particolare per quanto riguarda il servizio di distribuzione, rischiando di creare un quadro critico e potenzialmente insostenibile per i consistenti investimenti che saranno necessari per innovare profondamente tutto il sistema.

Gli aspetti di maggiore criticità sono i seguenti:

- Allungamento delle vite utili ai fini regolatori: come affermato dalla stessa Autorità, tutti i soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono dichiarati contrari a tale ipotesi. Anche se dal punto di vista della vita intera tale allungamento ha un effetto sostanzialmente neutro, nel breve termine si determinerebbe invece un consistente shock economico, dovuto alla riduzione dei flussi di cassa iniziali rispetto a quelli previsti. Una misura di tale portata, in ogni caso, avrebbe dovuto essere programmata e annunciata con ampio anticipo, cioè almeno in corrispondenza dell'inizio del presente processo consultivo (in UK, OFGEM ha avanzato una proposta simile 4 anni prima dell'applicazione effettiva);
- Stima del coefficiente  $\beta$ : la rischiosità del settore della distribuzione elettrica è in costante aumento, sia a causa di una maggiore

rischiosità strutturale (eventi climatici eccezionali, ecc.) sia a causa dell'evoluzione del ruolo del distributore, che prevede l'inclusione di nuove attività, un aumento dei soggetti di interfaccia e lo sviluppo di attività innovative per far fronte alle nuove esigenze di sistema. Tali attività comportano una maggiore esposizione del distributore al rischio di contenziosi, *class action*, e rischi tecnologici. Il fattore  $\beta$  dovrebbe quindi essere incrementato, piuttosto che ridotto come previsto dall'Autorità;

- Quantificazione del livello dei COE<sub>2014</sub>: non si condivide l'esclusione delle voci di costo relative a oneri per assicurazioni, che sebbene non espressamente previsti da specifici obblighi normativi, sono in realtà costi che le aziende industriali, soprattutto quelle ad alta intensità di capitale, considerano essenziali per tutelare adeguatamente i propri *asset* e per svolgere in sicurezza tutte le attività relative alla gestione caratteristica. Tali costi sono tipici e ricorrenti, e pertanto andrebbero riconosciuti tra i costi operativi per garantire l'aderenza della tariffa ai costi. Inoltre non appare corretta l'idea di inglobare tale voce all'interno del coefficiente  $\beta$ , che invece è destinato a remunerare il rischio strutturale e non diversificabile, quindi ineliminabile. Peraltro la quantificazione proposta dall'AEEGSI riguardo a tale parametro non sembra essere coerente con tale inglobamento;
- Misure di compensazione del lag-regolatorio: tali misure sono state accolte con favore, ma nel presente DCO il meccanismo è stato "depotenziato", poiché l'orientamento dell'Autorità è di riconoscere la sola remunerazione del capitale investito e non anche le quote di ammortamento. Tale proposta non appare in linea con il principio di aderenza della tariffa ai costi, poiché se i costi affrontati nell'anno *t-1* sono riconosciuti, allora devono ovviamente essere riconosciuti in maniera integrale.

L'insieme delle suddette criticità, unito alla riduzione del WACC risultante dalla Delibera 583 del 2 dicembre 2015, rende il presente DCO non soddisfacente, nonostante si apprezzino alcune proposte quali:

- L'allungamento del periodo regolatorio a 8 anni, di cui i primi quattro in continuità metodologica con l'attuale regolazione in modo da avere un congruo tempo per l'implementazione, nella seconda metà del periodo, della nuova metodologia *totex*.
- L'aggregazione, ai fini del riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione, delle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione.

- La regolazione tariffaria del servizio di misura.

### **Risposte agli spunti per la consultazione**

S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio.

S2. Osservazioni in merito alle implicazioni del passaggio a un periodo di otto anni con riferimento alla regolazione della qualità

S1-S2. Si condivide quanto proposto dall'Autorità.

S3. Osservazioni in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione.

S3. Nessuna osservazione in merito

S4. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

S5. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

S4-S5. Come detto nelle considerazioni generali, non si comprende la motivazione per escludere le voci di costo relative a oneri per assicurazioni, che sebbene non espressamente previsti da specifici obblighi normativi, sono in realtà costi che le aziende industriali, soprattutto quelle ad alta intensità di capitale, considerano essenziali per tutelare adeguatamente i propri *asset* e per svolgere in sicurezza tutte le attività relative alla gestione caratteristica. Tali costi sono tipici e ricorrenti, e pertanto andrebbero riconosciuti tra i costi operativi per garantire l'aderenza della tariffa ai costi. Inoltre non appare corretta l'idea di inglobare tale voce all'interno del coefficiente  $\beta$ , che invece è destinato a remunerare il rischio dovuto ai costi strutturali ineliminabili. Peraltro la quantificazione proposta dall'AEEGSI riguardo a tale parametro non sembra essere coerente con tale inglobamento. Si segnala inoltre che tali oneri per assicurazioni sono, in effetti, indirettamente previsti dalla normativa, poiché conseguenti al principio di *diligenza specifica* che secondo il Codice Civile l'amministratore dell'azienda è tenuto a rispettare.

Riguardo a quanto riportato al par. 7.11 e seguenti, si ritiene preferibile il mantenimento di una ripartizione simmetrica tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività: nonostante l'invarianza del VAN mediante l'allungamento dei tempi di recupero delle quote residue lasciate

in capo all'impresa, si ritiene preferibile la ripartizione simmetrica per salvaguardare i flussi di cassa nella prima parte del NPR1.

Si condivide quanto previsto al par. 8.11, cioè di aggregare, ai fini del riconoscimento dei costi, le attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione.

Riguardo al riconoscimento dei costi relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti (tenendo conto delle disposizioni della legge 28 giugno 2012, n. 92) non si condivide l'orientamento riguardo a un riconoscimento solo parziale. Infatti si ribadisce al fine di garantire una tariffa effettivamente aderente ai costi, i costi ritenuti ammissibili ai fini della determinazione del COE debbano essere considerati per intero e non parzialmente, peraltro sulla base di criteri non precisati e con *cap* fissati arbitrariamente.

Peraltro, l'utilizzo della legge 28 giugno 2012, n.92, assume una natura ricorrente anche in prospettiva per via della progressiva maturazione da parte del personale interessato dei requisiti previsti, ma con profili quantitativi che possono essere caratterizzati da una forte volatilità negli anni. Pertanto si ritiene opportuno considerare un periodo di riferimento pluriennale, anche prospettico verso il futuro, al fine di stimare correttamente tali costi ed evitare di non considerare adeguatamente costi verificatisi in anni diversi dall'unico anno preso a riferimento.

S6. Osservazioni in merito alle ipotesi di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.

Come detto nelle considerazioni generali, tale proposta era stata accolta con favore nella precedente consultazione, ma nel presente DCO il meccanismo è stato "depotenziato", poiché l'orientamento dell'Autorità è di riconoscere la sola remunerazione del capitale investito e non anche le quote di ammortamento. Tale proposta non appare in linea con il principio di aderenza della tariffa ai costi, poiché se i costi affrontati nell'anno  $t-1$  sono riconosciuti, allora devono ovviamente essere riconosciuti in maniera integrale.

La sterilizzazione del *lag*-regolatorio andrebbe invece applicata in coerenza con quanto previsto per gli ammortamenti al par. 22.5 dell'Analisi di Impatto Regolatorio della delibera ARG/elt 199/2011.

S7. Osservazioni sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti.

S8. Osservazioni sull'ipotesi di allungamento delle vite utili.

S7. Si condivide la proposta dell'Autorità.

S8. Come detto nelle considerazioni generali, non si condivide assolutamente questa ipotesi. Anche se dal punto di vista della vita totale tale allungamento ha un effetto neutro, nella prospettiva del breve termine si determinerebbe invece un consistente *shock* economico, dovuto alla riduzione dei flussi di cassa rispetto a quelli previsti. Una misura di tale portata, in ogni caso, avrebbe dovuto essere proposta e programmata con ampio anticipo, cioè almeno in corrispondenza dell'inizio del presente processo consultivo (in UK, OFGEM ha avanzato una proposta simile 4 anni prima dell'applicazione effettiva).

Questa proposta soffre quindi di una consistente carenza istruttoria, dovuta a delle tempistiche troppo strette rispetto ai potenziali effetti: lo studio "*The economic lives of energy network assets*" citato dall'AEEGSI è certamente valido, ma risale al 2010 e riguarda la specifica realtà dell'UK. Riteniamo pertanto che non possa essere automaticamente applicato in maniera assoluta al contesto italiano. Per questo motivo si chiede che, nell'eventualità di un allungamento delle vite utili, tale misura sia rinviata al NPR2, in corrispondenza dell'applicazione della metodologia *TOTEX*, ritenuta decisamente più adeguata per gestire queste modifiche.

S9. Osservazioni in merito a criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.
---

Non si hanno osservazioni a riguardo

S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro $\beta$ .
--

Si rileva ancora un'insufficiente trasparenza sulle modalità di stima del parametro  $\beta$ , come era già stato evidenziato in precedenti consultazioni.

Come detto nelle considerazioni generali, la rischiosità del settore della distribuzione elettrica è in costante aumento, sia a causa di una maggiore rischiosità strutturale (eventi climatici eccezionali, ecc.) sia a causa dell'evoluzione del ruolo del distributore, che prevede l'inclusione di nuove attività, un aumento dei soggetti di interfaccia e lo sviluppo di attività innovative per far fronte alle nuove esigenze di sistema. Tali attività comportano una maggiore esposizione del distributore al rischio di contenziosi, *class action*, e rischi tecnologici.

Il fattore  $\beta$  dovrebbe quindi essere incrementato, piuttosto che ridotto come previsto dall'Autorità.

Si chiede inoltre che il parametro  $\beta$  sia differenziato per le attività di trasmissione e di distribuzione, in quanto le due attività hanno un profilo di rischio e un contesto generale e regolatorio nettamente diverso (molto minore nel caso della trasmissione). In particolare, riteniamo che l'attuale delta WACC rispetto al servizio di trasmissione elettrica sia non corretto a rappresentare tali differenze.

In vista della campagna di sostituzione dei misuratori elettronici che caratterizzerà il prossimo periodo regolatorio si chiede all'Autorità di valutare l'opportunità di reintrodurre la differenziazione del parametro  $\beta$  tra distribuzione e misura di energia elettrica così come fatto per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale. L'attività di misura dell'energia elettrica, inoltre, potrebbe andare incontro ad ulteriori specifici aggravii di rischio dovuti a quanto proposto nel DCO 446/15 riguardo all'estensione del trattamento orario dei dati di misura anche al di sotto dei 55 kW di potenza impegnata.

Riguardo al *gearing*, si propone che siano mantenuti i livelli correnti per tutto il prossimo PRWACC di sei anni. Nell'eventualità che si prevedano degli aggiustamenti in occasione degli aggiornamenti infra-periodo, si dovrebbe prima procedere ad una consultazione *ad hoc* con gli operatori.

S11. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

S12. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

S11-S12. Non si hanno osservazioni a riguardo.

S13. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

S14. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

S13-S14. Si chiede che sia garantita la massima trasparenza dei dati, rendendo disponibili, in corrispondenza della pubblicazione delle tariffe di riferimento, i dati per singolo operatore relativi alla RAB (con disaggregazione secondo le voci del par. 17.14), alla quota di ammortamento, ecc.

S15. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.

Non si hanno osservazioni a riguardo.

S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.

Si condividono le proposte dell'Autorità.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al riconoscimento degli investimenti in *smart meter* di seconda generazione.

S17. La definizione di possibili forme di sperimentazione per il riconoscimento degli investimenti in *smart meter 2G* nell'ambito di un approccio di tipo *TOTEX* presenta ancora delle forti criticità, che necessitano di chiarimenti da parte dell'Autorità.

L'applicazione del nuovo paradigma richiede infatti tempi significativi, che non sembrano essere coerenti con la volontà di avviare la sperimentazione già nel 2016. Inoltre, si ribadisce la necessità di introdurre, come già fatto per i gruppi di misura elettromeccanici, dei meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori rispetto al termine della vita utile, in virtù del salto tecnologico e dei consistenti benefici apportati al sistema derivanti dalla veloce disponibilità di un nuovo parco misuratori omogeneo a livello nazionale ed equamente disponibili per tutti i clienti finali.

Si condivide quanto previsto al par. 20.15, ma si chiedono più dettagli per avere maggiore certezza sulle modalità di applicazione.

Non si condivide quanto proposto al successivo par. 20.16, che farebbe emergere un'ingiustificata penalizzazione finanziaria; si preferisce pertanto mantenere l'approccio attuale per salvaguardare i flussi di cassa nei primi anni del NPR1.

S18. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile.

S19. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane.

S18. Si condivide quanto previsto per il livello base (OSS-1) della funzionalità di osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT. Riguardo al livello avanzato OSS-2, si sottolinea che, ad oggi, non è disponibile alcuno studio che dia garanzia sull'affidabilità



delle stime. Non si concorda, pertanto, con l'obiettivo quantitativo del  $\pm 10\%$  proposto dall'Autorità, che potrà essere definito solo a valle di un congruo periodo di sperimentazione.

Si condivide quanto previsto per la funzionalità Regolazione di tensione su reti MT (REGV-1).

S19. Pur condividendo le proposte dell'Autorità, si segnala l'esigenza di interventi più incisivi per favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste; peraltro la previsione di allungamento delle vite utili di tali *asset* è in contrasto con la necessità di procedere ad un più rapido rinnovo di tali tipologie di cespiti.

S20. Osservazioni sulle ipotesi relative a meccanismi di incentivo agli investimenti per il servizio di trasmissione.

Non si hanno osservazioni riguardo ai meccanismi previsti per il servizio di trasmissione.

Per quanto riguarda invece gli investimenti nelle reti di distribuzione volti al potenziamento della resilienza, si ribadisce la necessità di una coerenza del quadro regolatorio, in termini di condizioni di carattere finanziario, per garantire la fattibilità di tali investimenti.

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.

Con riferimento alla proposta dell'Autorità di confermare l'introduzione di una tariffa binomia da applicare alle imprese distributrici nei punti di interconnessione con la RTN (inclusi i punti di prelievo direttamente connessi alla RTN) si osserva che, ancorché gli scostamenti tra ammontare di TRAS e di CTR vengano compensati in sede di perequazione, sarebbe necessario, al fine di sterilizzare ogni effetto sul flusso di cassa del distributore, prevedere in sede di perequazione la copertura anche degli oneri finanziari sostenuti dal distributore, derivanti dalla probabile necessità di anticipare il pagamento di maggiori somme rispetto a quanto effettivamente dovuto.

S22. Osservazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

Non si hanno particolari osservazioni in proposito. Si apprezza l'orientamento dell'AEEGSI ad approfondire, tramite un confronto con gli operatori, le problematiche relative alle opzioni rischio volume, rimandandone l'eventuale introduzione.



S23. Osservazioni sulle ipotesi per la regolazione del servizio di misura.

Non si condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori per i punti di misura di prelievo in Alta Tensione in capo al gestore del sistema di trasmissione nazionale.

Altresì, con riferimento alla responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione tra la RTN e la rete di distribuzione auspichiamo che questa rimanga in capo alle imprese di distribuzione.

Rispetto alla nuova proposta di estendere il trattamento orario anche a dati di misura dell'energia prodotta nei casi in cui sono presenti impianti di produzione di energia elettrica, vorremmo segnalare che ad oggi non esiste un flusso che identifichi i punti presso cui è installato un impianto di produzione. Di conseguenza tale previsione sarebbe di difficile attuazione in quanto il venditore sarebbe nell'impossibilità di controllare il dato ricevuto.

S24. Osservazioni in merito all'ipotesi alternativa rispetto a quella prospettata nel paragrafo 37.8, di differire la data di entrata in vigore dei nuovi corrispettivi calcolati in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 180/2013/R/EEL in attesa di una più generale revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza la cui analisi sarà condotta nel corso dell'anno 2016.

S25. Osservazioni sulle ipotesi relative alle tempistiche delle rettifiche di dati.

S24. Riteniamo fondamentale che l'Autorità renda noto quanto prima quale regolazione (nuova o vigente) sarà in vigore dal 1° gennaio 2016 e che sia confermata prima possibile la modalità di applicazione dei corrispettivi ai prelievi di energia reattiva rilevati in corrispondenza di ogni singola fascia.

Occorrerebbe infine che fosse chiarito se i clienti domestici con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW saranno esclusi dalla regolazione dell'energia reattiva dal 1° gennaio 2016.

S25. Non si condivide la gestione delle rettifiche di tipo asimmetrico, evidenziando soprattutto che tale ipotesi prevede, nel caso di cui alla lettera b) par. 38.2, una doppia penalizzazione: la prima dovuta

all'indennità amministrativa dell'1% della variazione del livello dei ricavi ammessi, e la seconda dovuta allo spostamento dell'accettazione della rettifica all'anno successivo a quello in cui la richiesta di rettifica viene inviata.