

Criteria per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

Documento per la consultazione 481/2019/R/eel del 22 novembre 2019

Osservazioni di Elettricità Futura

6 dicembre 2019

Osservazioni di carattere generale

Il documento di consultazione 481/2019/R/eel rientra nel processo avviato con la delibera 126/2019, finalizzato all'aggiornamento della regolazione tariffaria per il semiperiodo regolatorio 2020-2023. Nell'ambito di tale processo, a settembre era stato pubblicato il documento di consultazione 318/2019/R/eel. Cogliamo positivamente che l'Autorità, su alcuni aspetti, abbia dato seguito alle osservazioni inviate da Elettricità Futura. Segnaliamo però che il DCO 481, seppur molto articolato, non riporti sufficienti indicazioni economico-quantitative con riferimento alle diverse proposte di aggiornamento tariffario.

Chiediamo pertanto che l'Autorità disponga degli incontri per presentare più nel dettaglio le proposte ai soggetti interessati, anche per il tramite di Elettricità Futura. Si auspica che tale approccio sia sempre più applicato dall'Autorità, come già dimostrato per altri temi della regolazione di settore.

Come scritto in risposta alla precedente consultazione (DCO 318/2019) riteniamo che l'aggiornamento infra-periodo serva anche per tenere conto delle mutate condizioni di contesto, al fine di garantire la copertura dei relativi oneri affrontati per mantenere le reti ad un livello di efficienza e qualità ottimali, incrementando la resilienza infrastrutturale. Condividiamo, in generale, che l'Autorità con il DCO 418 abbia posto l'attenzione su alcuni temi evidenziati da Elettricità Futura, quali l'impatto degli eventi meteo eccezionali sui costi operativi e la morosità dei corrispettivi di rete, sebbene riteniamo sia necessario un affinamento/miglioramento di tali proposte, come riportato in risposta agli spunti di consultazione.

Con riferimento alle proposte sulle tariffe di ricarica dei veicoli elettrici apprezziamo che l'orientamento finale dell'Autorità sia una conferma della tariffa BTVE per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico, e con riferimento alle agevolazioni per ricarica privata, che sia necessaria una significativa semplificazione e alleggerimento degli oneri amministrativi in capo ai gestori del servizio di ricarica, ai fornitori di energia, ai gestori di rete e ovviamente ai clienti finali.

Infine, per quanto riguarda la revisione dei corrispettivi per l'immissione/prelievo di energia reattiva applicate agli utenti in AT/AAT (sia gestori di rete di distribuzione sia utenti finali), alla luce delle proposte dell'Autorità siamo costretti a ribadire quanto affermato in risposta al DCO 318/2019, ovvero che l'analisi delle condizioni di rete e dei flussi di energia reattiva che l'Autorità ha richiesto a Terna, seppur aggiornata al 2018, essendo focalizzata sulla sola rete AT non è sufficiente per valutare gli effetti sull'intero sistema elettrico. Alla luce della continua crescita della generazione distribuita e del ruolo sempre più attivo della domanda, è necessaria un'analisi estesa a tutti i livelli di tensione e quindi anche alle reti di distribuzione.

Inoltre, come affermato dalla stessa Autorità, è necessario assicurare l'armonizzazione tra le disposizioni inerenti all'energia reattiva e quelle che saranno definite in esito alla riforma del Dispacciamento elettrico. Riteniamo pertanto necessario che, prima di qualunque revisione di tali corrispettivi, sia effettuata un'analisi costi/benefici complessiva sui flussi di energia reattiva a tutti i livelli di tensione (non solo AT) che consideri anche le eventuali azioni di regolazione della potenza reattiva che potrebbero essere anche più efficienti dal punto di vista economico di sistema rispetto ad un mero incremento dei corrispettivi. Alla luce dei risultati di tale analisi, l'Autorità potrà avere un quadro complessivo che le permetterà di capire meglio se (e come) procedere ad una revisione dei corrispettivi per immissione/prelievo di energia reattiva.

Sottolineiamo che Eletticità Futura, in generale, condivide l'obiettivo di ottimizzare i flussi di energia reattiva, prelevata o immessa in rete, attraverso l'introduzione di nuovi criteri correlati a segnali di prezzo che riflettano maggiormente i costi indotti per il sistema elettrico e, al contempo, consentano il riconoscimento di una corretta valorizzazione del servizio di regolazione di tensione che già oggi viene fornito dagli impianti termoelettrici.

Di seguito, in risposta agli spunti di consultazione, sono fornite le osservazioni con maggiore livello di dettaglio.

Risposte agli spunti di consultazione

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

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

S1. Riteniamo che tra i costi operativi riconosciuti debbano essere inclusi:

- gli oneri per assicurazioni
- costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese

S2. Si rimanda alle considerazioni di carattere generale

S3. Osservazioni in merito alla modalità di trattamento del leasing operativo.

S3. Apprezziamo che l'Autorità abbia preso atto di quanto segnalato da noi con riferimento agli effetti dell'applicazione dei principi contabili IFRS16. Si condivide la soluzione proposta, segnalando però, poiché le imprese che già adottano i principi contabili internazionali IAS normalmente capitalizzano tra le immobilizzazioni una quota dei canoni di leasing, il costo riconosciuto ai fini delle tariffe 2020-2023 dovrebbe includere non solo il costo operativo per canoni di leasing risultante dai CAS 2018, ma anche la quota dei canoni capitalizzata nel 2018.

S4. Osservazioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico

S4. Prendiamo atto che l'Autorità propone di procedere ad aggiustamenti dei costi operativi riconosciuti, con cadenza annuale, nei confronti di ciascuna impresa in relazione alla quale l'ammontare di tali ricavi netti, rilevato nell'anno 2018, rappresenti non meno dello 0,5% del ricavo ammesso totale a copertura dei costi del servizio di distribuzione. Segnaliamo che quando un meccanismo simile è stato applicato nei confronti di Terna,

è stato fatto per ricavi che rappresentavano circa l'1% dei ricavi ammessi totali, a differenza della soglia dello 0,5% proposta per i DSO.

In ogni caso, alla luce della forte variabilità annua che caratterizza tale tipo di ricavi, chiediamo che la verifica del superamento della soglia sia effettuato ogni anno, con riferimento ai relativi ricavi riconosciuti per il medesimo anno.

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

S5. Non si hanno considerazioni a riguardo.

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

S6. Come detto nelle considerazioni di carattere generale, in generale apprezziamo che l'Autorità abbia posto l'attenzione sul tema degli impatti degli eventi meteo eccezionali e riteniamo condivisibile l'utilizzo della media del triennio 2016-2018 come costo normalizzato, sottolineando però che tale costo, essendo di fatto un costo sorgente degli ultimi anni e difficilmente efficientabile, non debba essere computato ai fini del calcolo delle efficienze conseguite nel NPR1.

Inoltre, riteniamo che la soglia del 15% dei ricavi ammessi per l'accesso a ulteriori meccanismi regolatori ad hoc sia troppo elevata, perché a questi livelli l'equilibrio economico finanziario delle imprese interessate potrebbe già essere compromesso.

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

S7. La proposta appare condivisibile, sebbene a causa dell'assenza di indicazioni quantitative l'analisi non possa essere sufficientemente approfondita.

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

S8. Come riportato nel DCO al par. 12.4, vige una sostanziale invarianza dei costi operativi sostenuti a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME, poiché la maggior parte dei costi operativi legati alla rilevazione e alla gestione dei dati di misura ha natura fissa e non strettamente commisurata al numero di punti di misura gestiti. Pertanto, condividiamo che l'Autorità abbia intenzione di mantenere i criteri di riconoscimento attuali.

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

S9. Apprezziamo che l'Autorità sottolinei che, con l'installazione massiva dei contatori 2G, è prevedibile un incremento dei costi operativi per il servizio di misura, dovuto al significativo aumento dei volumi di dati da trattare, nonché alla maggiore tempestività richiesta per la messa a disposizione dei dati di misura con possibili impatti sui sistemi informatici e per il personale. Auspichiamo pertanto che tali costi operativi sorgenti siano adeguatamente riconosciuti ai DSO e per ulteriori dettagli rimandiamo alle considerazioni dei singoli associati.

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.

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

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

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.

S10-S14. Non si hanno considerazioni a 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.

S15. Come detto nelle considerazioni di carattere generale, apprezziamo che l'Autorità abbia dato seguito alla richiesta di elaborare un meccanismo per il reintegro dei corrispettivi di rete non riscossi. Ciononostante, riteniamo che tali crediti vadano riconosciuti integralmente, senza l'applicazione di soglie/franchigie di cui non si comprende il fine: il meccanismo dovrebbe essere analogo a quello previsto dalla delibera 50/2018 nella quale non esistono soglie di accesso ed è garantito che il distributore abbia esperito tutte le azioni di recupero credito, garantendo già in questo modo il corretto incentivo alla massima efficienza possibile. I crediti inesigibili riguardanti i corrispettivi di rete dovrebbero essere riconosciuti integralmente (come peraltro avviene già in altri Paesi europei), senza l'applicazione di soglie/franchigie che non sembrano comportare, per il distributore, un ulteriore segnale all'efficienza. In particolare, non si condivide la soglia minima per l'accesso a tal meccanismo di reintegro che potrebbe avere importanti effetti distorsivi: trattandosi di crediti inesigibili per i quali sono già state esperite tutte le azioni di recupero credito, il riconoscimento dovrebbe essere integrale e indipendente dal loro peso rispetto ai ricavi ammessi annui dell'impresa.

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.

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.

S16-S17. In risposta al DCO 318 avevamo condiviso l'orientamento di prorogare le agevolazioni attualmente vigenti per il cambiamento del livello di potenza da parte di clienti finali domestici, pertanto accogliamo positivamente che l'Autorità abbia confermato tale orientamento, nell'ottica di agevolare il processo di elettrificazione dei consumi finali, che è un fattore chiave per la decarbonizzazione.

Parallelamente, chiediamo che il prima possibile sia implementato il meccanismo perequativo finalizzato a compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa, già previsto nel 2016 dal punto 6 della deliberazione 782/2016/R/EEL.

In particolare, ricordiamo che la delibera 782/2016 ha introdotto anche la riduzione dei corrispettivi in quota potenza: tale costo andrebbe coperto anche per il NPR2, poiché nella base 2018 sono contenuti solo i costi relativi alle agevolazioni dovute all'annullamento del contributo in quota fissa.

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.

S18-S19-S20. Come riportato nelle considerazioni di carattere generale, evidenziamo che l'analisi delle condizioni di rete e dei flussi di energia reattiva che l'Autorità ha richiesto a Terna, seppur aggiornata al 2018, essendo focalizzata sulla sola rete AT non è sufficiente per valutare gli effetti sull'intero sistema elettrico. Alla luce della continua crescita della generazione distribuita e del ruolo sempre più attivo della domanda, è necessaria un'analisi estesa a tutti i livelli di tensione e quindi anche alle reti di distribuzione.

Inoltre, come affermato dalla stessa Autorità, è necessario assicurare l'armonizzazione tra le disposizioni inerenti all'energia reattiva e quelle che saranno definite in esito alla riforma del Dispacciamento elettrico. Riteniamo pertanto necessario che, prima di qualunque revisione di tali corrispettivi, sia effettuata un'analisi costi/benefici complessiva sui flussi di energia reattiva a tutti i livelli di tensione (non solo AT) che consideri anche le eventuali azioni di regolazione della potenza reattiva che potrebbero essere anche più efficienti dal punto di vista economico rispetto ad un mero incremento dei corrispettivi. Alla luce dei risultati di tale analisi, l'Autorità potrà avere un quadro complessivo che le permetterà di capire meglio se (e come) procedere ad una revisione dei corrispettivi per immissione/prelievo di energia reattiva.

Inoltre, si ritiene opportuno porre all'attenzione del Regolatore il fatto che quanto proposto nell'Appendice B al paragrafo B6 relativamente ai nuovi livelli di fattore di potenza imposti per le imprese distributrici ed al livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva immessa posto pari ad 1 comporterebbe un significativo incremento dell'onere a carico del distributore, soprattutto nel caso in cui esercisce in misura rilevante la sua attività di distribuzione elettrica in ambiti urbani. In tali contesti, infatti, l'infrastruttura di rete è prevalentemente realizzata con linee in cavo, caratteristica che comporta un elevato contributo di energia reattiva.

Sottolineiamo che condividiamo l'obiettivo di ottimizzare i flussi di energia reattiva, prelevata o immessa in rete, attraverso l'introduzione di nuovi criteri correlati a segnali di prezzo che riflettano maggiormente i costi indotti per il sistema elettrico e, al contempo, consentano il riconoscimento di una corretta valorizzazione del servizio di regolazione di tensione che già oggi viene fornito dagli impianti termoelettrici.

Si ritiene inoltre che i costi sostenuti dall'operatore per fornire il servizio di regolazione secondaria di tensione non debbano rimanere a carico dell'operatore senza alcun riconoscimento: una remunerazione adeguata di questi servizi appare quindi necessaria, tenuto conto del loro carattere fondamentale per la gestione del sistema elettrico.

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.

S21-S22-S23. Apprezziamo che l'Autorità intenda confermare la tariffa BTVE per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico, e con riferimento alle agevolazioni per ricarica privata, che sia necessaria una significativa semplificazione e alleggerimento degli oneri amministrativi in capo ai gestori del servizio di ricarica, ai fornitori di energia, ai gestori di rete e ovviamente ai clienti finali. Cogliamo inoltre positivamente l'intenzione riportata al punto C6 dell'appendice: auspichiamo infatti che l'Autorità proceda ad una riduzione delle componenti della tariffa BTVE, anche al fine di innalzare il volume di energia prelevata per il quale si registra equivalenza di spesa tra tariffa BTA e tariffa BTVE.

Con riferimento alla ricarica da punti accessibili al pubblico, ribadiamo la richiesta di applicare la tariffa di ricarica monomia anche alla Media tensione (MTVE), perché in questo modo sarà agevolata l'installazione e la gestione dei punti di ricarica in MT, che consentono di erogare potenze tali da garantire una consistente riduzione dei tempi di ricarica.

Come affermato in caso di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico anche per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati, si ritiene fondamentale introdurre meccanismi che agevolino lo sviluppo del mercato della mobilità elettrica. A tal proposito si apprezza la decisione dell'Autorità di confermare l'ipotesi di lavoro n. 6 "modulazione della potenza disponibile in fascia F3" formulata all'interno del primo DCO in cui viene offerta, a parità di spesa e nel caso sia dimostrabile l'utilizzo ai fini di ricarica dei veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva (F3).

Per poter accedere al vantaggio della maggiorazione della potenza disponibile durante le ore notturne, i proprietari dei veicoli elettrici possono dimostrare la titolarità di un veicolo elettrico o tramite installazione certificata della wall box o dandone evidenza al venditore.

Per quanto riguarda la ricarica privata dei veicoli elettrici, si apprezza la proposta di condizionare il riconoscimento delle agevolazioni per situazioni di ricarica in ambito privato per box/garage non collegati elettricamente all'abitazione principale all'installazione certificata di infrastrutture di ricarica (wall box o colonnine). Al fine di non creare disparità rispetto ai proprietari di veicoli elettrici che hanno box collegati elettricamente all'abitazione principali e che godono della tariffa domestica residente, si propone di estendere

questa tariffa anche ai punti di prelievo installati presso box non collegati elettricamente all'abitazione principale, previa installazione certificata di infrastrutture di ricarica. La rimozione della distinzione tra box collegati e non collegati elettricamente all'abitazione principale al fine dell'applicazione della tariffa domestica per residenti darebbe sicuramente luogo ad un sistema più facilmente comprensibile per i clienti finali e meno gravoso per il venditore.

Inoltre, riteniamo che prevedere un obbligo di installazione di una colonnina di ricarica dotata di dispositivi per il controllo remoto possa essere al momento prematuro (visti i modesti volumi prelevati attualmente a tal fine) e costituire una barriera alla diffusione dei punti di ricarica privati. Per non imporre ulteriori obblighi sui consumatori finali che limiterebbero l'installazione di *wall box* e *colonnine* o comunque condizionerebbero – in maniera prematura - i consumatori nell'acquisto solo di alcuni modelli si propone invece che, , per accedere all'agevolazione le *wall box* debbano essere *predisposte* per l'abilitazione del controllo remoto senza averne l'obbligo di installazione fin da subito. Tale soluzione potrebbe poi anche successivamente essere modificata, quando i volumi diventeranno tali da richiederne effettivamente l'obbligo.

Ribadiamo la nostra piena disponibilità a partecipare ai tavoli ad hoc che l'Autorità intenderà convocare sul tema della tariffa di ricarica da punti accessibili al pubblico e privati.