

## Criteria per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione

Documento per la consultazione 318/2019/R/eel del 23 luglio 2019

Osservazioni di Eletticità Futura

20 settembre 2019

### Osservazioni di carattere generale

Eletticità Futura, in generale, apprezza l'impegno dell'Autorità nell'elaborazione del documento di consultazione 318/2019, che copre molte tematiche relative al servizio di distribuzione e il servizio di ricarica dei veicoli elettrici, per quanto riguarda gli aspetti legati alle tariffe di rete. Più in particolare, con il DCO 318, l'ARERA presenta i propri orientamenti rispetto a:

- a) determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti (ivi inclusi i meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico;
- b) alla definizione di criteri parametrici per la valorizzazione degli asset da attivare in occasione delle aggregazioni tra imprese distributrici;
- c) regolazione dei contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici;
- d) regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione;
- e) revisione dei criteri di allocazione dei costi tra le diverse tipologie di utenza;
- f) ammodernamento delle colonne montanti;
- g) regolazione tariffaria per punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per il NPR2, l'Autorità prevede di procedere in sostanziale continuità con il precedente semi-periodo regolatorio. Tale orientamento, seppur generalmente condivisibile, dovrebbe però tenere conto di un contesto che negli ultimi anni è rapidamente cambiato:

- Gli obiettivi energetici che l'Europa (con il Clean Energy Package) e l'Italia (con il PNIEC) prevedono un forte incremento degli impianti con produzione da fonti energetiche rinnovabili e generazione distribuita connessi alle reti di distribuzione;
- I cambiamenti climatici hanno causato un incremento degli eventi meteo eccezionali che i gestori di rete devono affrontare, con i relativi costi operativi e di investimento necessari per risolvere, gestire tali situazioni, anche in ottica di incremento della resilienza infrastrutturale;
- i fenomeni di morosità dei corrispettivi di rete sono in aumento, anche (ma non solo) a causa della perdurante assenza di un Elenco Venditori abilitati all'attività di vendita di Energia (EVE).

Si ritiene pertanto necessario 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 al fine di mantenere le reti ad un livello di efficienza e qualità ottimali, incrementando la resilienza infrastrutturale.

Con riferimento alle proposte della parte IV sulla ricarica dei veicoli elettrici, apprezziamo che l'Autorità abbia colto in maniera propositiva le considerazioni degli stakeholder, compresa Elettricità Futura, elaborando diverse interessanti ipotesi di lavoro. Siamo convinti infatti che per procedere nel processo di decarbonizzazione dei trasporti, il vettore elettrico possa e debba poter dare il proprio importante contributo, non solo in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche dal punto di vista della qualità dell'aria, dell'inquinamento acustico, ecc.

In generale, riteniamo che a prescindere dalle diverse proposte avanzate dall'Autorità, debba in ogni caso essere confermata la tariffa BTVE, riducendone i corrispettivi, al fine di ridurre le differenze esistenti oggi tra la spesa sostenuta con ricarica privata e quella con ricarica da infrastruttura pubblica. Si concorda con l'Autorità sulla necessità di focus group ed incontri tecnici ad hoc per discutere nel dettaglio tutti gli aspetti relativi alle ipotesi di lavoro presentate nel documento di consultazione.

### **Aspetti particolari**

Con riferimento agli eventi meteo eccezionali, riteniamo che i costi sostenuti dai gestori di rete per affrontare tali situazioni debbano essere riconosciuti all'interno dei costi operativi. Per tenere in considerazione la variabilità annuale di tali eventi (e dei relativi costi) per l'inserimento tra i costi operativi del 2018 si potrebbe utilizzare il valore medio dei costi affrontati per tali motivazioni nel triennio precedente (2016-2017-2018). Laddove durante il quadriennio 2020-2023 avvenissero eventi eccezionali i cui costi siano ampiamente maggiori dei costi medi riconosciuti, allora sarebbe necessario un meccanismo di reintegro ad-hoc per la singola azienda. I costi riconosciuti per eventi meteo eccezionali, infine, andrebbero esclusi dal meccanismo del profit sharing dei recuperi di efficienza conseguiti nel NPR1.

Per quanto riguarda l'incremento della morosità dei corrispettivi di rete, riteniamo necessario che l'Autorità valuti la possibilità di definire un sistema per il reintegro di tali oneri. Il sistema potrebbe essere basato sul riconoscimento in tariffa di tali costi, ad esempio creando un asset "figurativo" con una determinata vita utile (ad es. tre anni) che rappresenti i corrispettivi di rete da reintegrare al distributore. In questo modo, l'Autorità avrebbe la possibilità di riconoscere ad ogni gestore di rete i relativi oneri, evitando quindi di definire un riconoscimento forfettario o medio di sistema che potrebbe non essere allineato agli oneri effettivi di ogni singola impresa, come invece potrebbe accadere nel caso di riconoscimento all'interno dei costi operativi. Il riconoscimento tramite RAB, inoltre, permetterebbe di rettificare agevolmente il reintegro (tramite rettifica del relativo asset), nel caso in cui l'impresa di distribuzione riuscisse a recuperare parzialmente/totalmente i corrispettivi dovuti dai clienti morosi. Il riconoscimento in tariffa di tali morosità andrebbe effettuato evitando il lag temporale regolatorio, partendo quindi direttamente dall'anno successivo.

Ulteriori aspetti particolari sono inseriti direttamente nelle seguenti risposte agli spunti di consultazione.

### **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 alla modalità di trattamento del leasing operativo.*

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. Per quanto riguarda l'applicazione dei principi contabili internazionali IFRS16 e la relativa gestione del leasing operativo, segnaliamo che la proposta dell'Autorità potrebbe rappresentare una criticità per le imprese che applicano ancora i principi contabili italiani, piuttosto che IFR16. In questi casi, i costi relativi al leasing operativo non potrebbero, teoricamente, essere riconosciuti come capitale investito. Chiediamo pertanto che l'Autorità valuti la possibilità che anche per le imprese che non applicano i principi contabili IFR16 sia possibile inserire il leasing operativo tra i cespiti remunerati a tariffa (RAB), nonostante a livello civilistico sarebbero ancora classificati come costi operativi. Anche per i costi relativi al leasing riconosciuti come capitale investito, il riconoscimento in tariffa delle quote di ammortamento andrebbe effettuato già dal 2020, evitando quindi il lag temporale regolatorio. Tale soluzione temporanea potrebbe essere collocata in un'ottica di superamento della differenziazione tra costi operativi e costi totali, come previsto dall'approccio TOTEX.

S3. *Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti*

S3. Si sottolinea l'efficacia del meccanismo del profit sharing e richiediamo che rimanga immutato al 50% al fine di dare un opportuno incentivo all'efficienza dei costi ai distributori. Oltretutto, in base alla formula attuale per la definizione dei costi operativi riconosciuti si fa presente che il distributore trattiene solo i 4/5 del 50% dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo quindi già ad ora più del 50% delle extra-efficienza è restituito agli utenti finali.

Inoltre, considerando i ridotti margini per recuperi di produttività ulteriori, richiediamo un allungamento ad 8 anni del periodo di restituzione delle extra-efficienza agli utenti finali.

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

S4. L'Autorità propone un meccanismo di profit sharing per il servizio di appoggio fornito dall'infrastruttura elettrica ad altri tipi di infrastrutture di rete, tipicamente per le telecomunicazioni. A riguardo, si sottolinea che in base alla normativa i corrispettivi che il gestore della rete elettrica può richiedere per tale servizio di appoggio devono essere limitati alla copertura dei costi incrementali, cioè i ricavi dei distributori devono essere tali da coprire i costi che non si sarebbero sostenuti in assenza del servizio di appoggio. A ben vedere quindi il distributore non consegue un vero e proprio profitto da tale attività ulteriore (cui è obbligata a dare seguito, in caso di richiesta) pertanto non si configura la necessità di un meccanismo di profit-sharing. Il margine del distributore è infatti solo fittizio, perché ai fini contabili tutto il ricavo dell'attività viene concentrato nel primo anno, ottenendo in tale anno che i costi sono minori dei ricavi, ma parallelamente, negli anni successivi, si avranno invece soltanto i costi incrementali, cioè ricavi negativi. Si chiede pertanto di valutare la possibilità di non applicare il profit sharing a tali ricavi. In subordine, nel caso l'Autorità intenda applicare il meccanismo di claw-back, chiediamo che sia definita una percentuale da retrocedere agli utenti non superiore al 50%.

aggiornando il meccanismo di sharing definito all'inizio del NPR2 con cadenza annuale, poiché tale tipologia di ricavi può manifestare andamenti molto variabili durante il periodo regolatorio.

*S5. Osservazioni relative ai criteri per la promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici*

*S6. Osservazioni riguardo al trattamento proposto nel caso di processi di disaggregazioni di imprese che hanno goduto dell'incentivo*

S5. Apprezziamo che l'Autorità abbia definito delle proposte operative per l'incentivazione delle aggregazioni, sebbene riteniamo che il meccanismo proposto non sia ancora abbastanza attrattivo, anche dal punto di vista della semplicità. In particolare nel caso B (uno o più operatori in regime parametrico si aggregano ad un'impresa in regime puntuale) proponiamo che accanto al sistema proposto sia anche previsto un incentivo esplicito per il soggetto titolare dell'impresa che viene ceduta ed inglobata dall'altra impresa: tale incentivo potrebbe essere erogato direttamente da Csea e potrebbe essere pari ad una quota del 30-50% del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica in vigore dal 2023. Proponiamo inoltre di innalzare da 25.000 a 100.000 la soglia prevista per il caso B, al fine di incentivare una aggregazione più spinta ed efficiente.

*S7 Si concorda con la proposta di prorogare ulteriormente il periodo di agevolazioni, ad esempio di ulteriori quattro anni?*

*S8. Si riterrebbe invece preferibile ridefinire tali agevolazioni in modo tale da renderle strutturali, riformulando il testo del TIC?*

*S9. Quali strumenti informativi si suggeriscono per raggiungere la platea dei clienti domestici potenzialmente interessati?*

S7-S8. In ottica di decarbonizzazione, l'elettrificazione dei consumi finali è un fattore chiave, pertanto al fine di accompagnare tale processo condividiamo la necessità di mantenere le attuali agevolazioni previste nei casi di variazione di potenza, sia tramite proroga della regolazione attuale, sia in maniera strutturale tramite l'aggiornamento del TIC. Parallelamente, come affermato dall'Autorità stessa al punto 9.9, dovranno essere consolidate le forme di perequazione per i mancati ricavi ottenuti da parte delle imprese distributrici.

S9. Al fine di incrementare la consapevolezza del cliente sui potenziali costi/risparmi conseguenti ad una variazione di potenza, potrebbe essere inserito sul sito dell'Autorità o sul Portale Offerte gestito da Acquirente Unico uno strumento che consenta di calcolare agevolmente una stima della variazione di spesa nel caso di variazione di potenza, eventualmente anche in base ai dati di consumo indicati nel Portale Consumi. Si potrebbe poi valutare l'estensione dello strumento anche ai venditori che si mostrassero volontariamente disponibili a pubblicarlo sul proprio sito internet.

*S10. Considerazioni e commenti in merito al percorso delineato dall'Autorità finalizzato alla revisione dei corrispettivi unitari per i prelievi e le immissioni dell'energia reattiva AT*

*S11. Osservazioni relative alle previsioni relative alla revisione della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, nonché dei criteri di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza*

*S12. Osservazioni relative all'ipotesi di prorogare l'attuale regime transitorio, previsto dalla deliberazione ARG/elt 67/10, fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni.*

S10. L'analisi delle condizioni di rete e dei flussi di energia reattiva che l'Autorità ha richiesto a Terna, seppur aggiornata al 2018 rispetto al precedente studio condotto dalla stessa Terna e dal Politecnico di Milano, 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, è necessario assicurare l'armonizzazione tra le disposizioni inerenti l'energia reattiva e quelle che saranno definite in esito alla riforma del Dispacciamento elettrico, attualmente ancora nelle fasi iniziali di consultazione. È auspicabile quindi che la revisione della regolazione concernente l'energia reattiva venga portata a compimento in tempi successivi, sulla base di ulteriori analisi quantitative - e, possibilmente, di attività di sperimentazione mirate - estese anche alla rete MT-BT.

Elettricità Futura 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.

Attualmente la regolazione di tensione è approvigionata da Terna tramite imposizioni applicate tutti gli impianti connessi alla rete rilevante ai sensi del Codice di rete senza alcun tipo di remunerazione riconosciuta agli operatori. Nell'ambito della revisione della regolazione dell'attività di dispacciamento (nuovo TIDE), Elettricità Futura ritiene quindi fondamentale l'introduzione di una remunerazione in grado di coprire i costi sostenuti dai produttori per la fornitura del servizio di regolazione di tensione come di fatto già avviene in altri Stati dell'UE. La remunerazione dei servizi di regolazione di tensione non deve quindi essere limitata ai progetti pilota attivati ai sensi della delibera 300/2017 e aventi come oggetto l'estensione della fornitura di questi servizi ad altre tipologie di impianto oggi non soggette ad obbligo di fornitura.

S11-S12. Non si hanno osservazioni a riguardo.

*S13. Osservazioni in merito allo schema di provvedimento riportato nell'appendice B, sia di carattere puntuale che generale*

*S14. Quale durata della regolazione sperimentale si ritiene preferibile, due o tre anni? Motivare le risposte.*

S13. Pur condividendo l'intento dell'Autorità nell'individuare modalità di incentivazione dei condomini per l'esecuzione dei lavori relativi all'ammodernamento delle colonne montanti, segnaliamo che non appare fattibile l'esecuzione di un censimento di tutte le colonne montanti a livello nazionale, peraltro con un tempo ristretto di 2 anni. Inoltre, evidenziamo che un corrispettivo unitario di 20 euro per colonna censita sia nettamente insufficiente per le attività che richiedono un sopralluogo fisico (spostamenti, ispezione colonna da piano terra fino a ultimo piano, da parte di tecnici esperti, ecc.). Con particolare riferimento allo schema di articolato

riportato nell'appendice B, l'articolo 134septies3 prevede che i costi di ammodernamento anticipati al condominio sarebbero riconosciuti al distributore solo in caso di completamento al 100% del censimento. Si ritiene tale previsione troppo rigida, alla luce del fatto che tale censimento, soprattutto per determinate imprese di grandi dimensioni, potrebbe impiegare molto tempo: chiediamo pertanto che ai fini del riconoscimento sia necessaria una percentuale di completamento del censimento al di sopra del 40%.

S14. Con riferimento alla durata della sperimentazione, alla luce del gran numero di colonne montanti che dovranno eventualmente essere censite, riteniamo preferibile una durata di tre anni.

S15. *Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?*

S16. *Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?*

S17. *Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?*

S15-S16-S17. Come indicato dall'analisi dell'Autorità, il tasso di utilizzo dell'infrastruttura di ricarica pubblica esistente è ancora oggi a livelli bassi, sia a causa della modesta diffusione di veicoli elettrici, sia a causa del maggiore costo rispetto alla ricarica privata da fornitura domestica (box/garage collegato elettricamente all'unità immobiliare). Per questo motivo, riteniamo prematura la preoccupazione riguardante la proliferazione di punti di ricarica dedicati che generino criticità dovute a picchi di potenza, anche perché alcune proposte mirate a ridurre tale rischio (tariffe time-of-use, ecc.) potrebbero essere implementate in una fase successiva.

D'altra parte, evidenziamo che per consentire un'effettiva decarbonizzazione dei trasporti (con i relativi benefici in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>, qualità dell'aria, inquinamento acustico, ecc.) è necessario rimuovere uno degli ostacoli principali alla diffusione dei veicoli elettrici, ovvero (i) la facilità di trovare dei punti di ricarica disponibili e (ii) poter fare rifornimento in tempi rapidi. Ciò è particolarmente utile per coloro i quali non hanno a disposizione un box/garage privato.

Proprio per questo riteniamo essenziale che, a prescindere dalle diverse e interessanti ipotesi di lavoro proposte dall'Autorità, sia innanzitutto necessario procedere, già dal 2020, a:

- prorogare la tariffa BTVE, provvedendo ad una riduzione delle componenti tariffarie, indipendentemente dalla fascia oraria in cui si effettua la ricarica;
- 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
- applicare, indipendentemente dalla pertinenza con l'abitazione principale, una tariffa uguale a quella prevista per il cliente domestico residente a tutti i box o garage i cui proprietari posseggano, a vario titolo, un'auto elettrica.

Apprezziamo l'impegno dell'Autorità nell'avanzare le diverse ipotesi di lavoro per ricarica pubblica e privata, sia quelle più innovative che quelle di più rapida e semplice implementazione. Riteniamo che, ad ogni modo, si debba tenere in considerazione la necessità di elaborare tariffe semplici, per agevolare la comprensione sia da parte dei soggetti eventualmente interessati a fornire i servizi di ricarica, sia da parte del cliente finale utilizzatore del veicolo elettrico, ad esempio rimuovendo la distinzione tra box pertinenti e non pertinenti al fine dell'applicazione della tariffa domestica per residenti (opzione praticabile sin da subito). Le ipotesi di lavoro presentate, come sottolineato dall'Autorità, presentano molti aspetti da comprendere, definire e chiarire meglio, come ad esempio il tema delle procedure e i diversi ruoli per la comunicazione, il controllo e la verifica dei requisiti necessari per l'applicazione delle proposte stesse, che dovrebbero in ogni caso essere disegnati in modo tale da minimizzare gli oneri e le complessità amministrative in capo a consumatori e venditori al fine di evitare possibili barriere allo sviluppo del settore.

In generale, pertanto, accogliamo con favore l'intenzione dell'Autorità di coinvolgere gli stakeholder con focus group e incontri tecnici, ritenuti essenziali per discutere tutti gli aspetti relativi alle ipotesi presentate, ed eventualmente proporre ulteriori.