

Osservazioni Enel al documento di consultazione 540/2023/R/eel

“Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi per l’attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs 210/21 e nel d.lgs 199/21 in tema di mobilità elettrica. Proposte di revisione della regolazione”

Osservazioni generali

Come già espresso nella prima risposta al documento di consultazione in oggetto (inviata lo scorso 18 dicembre 2023), accogliamo con favore l'introduzione di misure regolatorie che possano sostenere la diffusione della mobilità elettrica e, più in generale, l'elettrificazione dei consumi. È importante che le nuove strutture tariffarie da applicare negli anni successivi al 2024 siano costruite in modo tale da contemperare due diverse esigenze:

- assicurare un beneficio concreto sia in termini di effettivo sviluppo della mobilità elettrica sia in termini di uso efficiente delle reti, tenendo in considerazione il ruolo essenziale di queste ultime nella transizione energetica;
- perseguire un principio di semplicità degli aspetti implementativi, al fine di minimizzare costi e oneri gestionali per tutti gli operatori coinvolti (oltre a quelli della mobilità anche venditori e distributori).

Valutiamo positivamente la decisione dell'Autorità di istituire tavoli di lavoro a cui affidare l'analisi approfondita delle misure proposte nel DCO, che necessitano a nostro avviso di ulteriori fasi di consultazione. È infatti importante evidenziare che le proposte avanzate (che devono essere ulteriormente dettagliate) comportano interventi sui sistemi informativi e sui processi gestionali degli operatori coinvolti (CPO, MSP, distributori e venditori) e devono essere valutate con attenzione sia in termini di effettivi benefici che di oneri e tempistiche di implementazione.

Riportiamo di seguito le osservazioni di dettaglio agli specifici spunti di consultazione.

1. Si condivide la definizione di obiettivi e vincoli dell'intervento regolatorio? Si ritiene debbano essere considerati ulteriori obiettivi o vincoli o che si debbano formulare diversamente quelli proposti?

Come già rappresentato, condividiamo pienamente l'obiettivo di assicurare uno sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche favorendo al contempo la diffusione della mobilità elettrica e, più in generale, il processo di elettrificazione dei consumi. Per quanto riguarda nello specifico le infrastrutture di ricarica, già oggi queste sono in grado di offrire un importante supporto alla rete tramite la tecnologia smart charging e la possibilità di fornire servizi di flessibilità. L'evoluzione tecnologica verso la ricarica V2G potenzierà ulteriormente i suddetti benefici, a vantaggio di tutto il sistema elettrico. A tale proposito, cogliamo l'occasione per sottolineare che servizi di tipo “vehicle to grid” possono essere erogati anche da stazioni di ricarica a potenze elevate, come ad esempio quelle che alimentano flotte aziendali o depositi di e-bus/e-truck.

2. Si condivide la proposta di individuazione dei fattori che possono contribuire a determinare un “uso razionale ed efficiente delle reti elettriche”? Si ritiene ne debbano essere considerati altri o debbano essere formulati diversamente quelli proposti?

3. Oltre a quelli qui presentati, si ritiene di ipotizzare ulteriori interventi regolatori che potrebbero contribuire a favorire un uso razionale ed efficiente delle reti elettriche?

Si condivide la proposta di individuare fattori per l'uso razionale ed efficiente delle reti elettriche, che potrebbero essere utili come parametri di monitoraggio e comparazione tra diverse soluzioni per identificare e rendere disponibili agli operatori dei *benchmark*; tuttavia tali indicatori non dovrebbero essere utilizzati come *driver* di riferimento per indirizzare le scelte progettuali e commerciali già definite dagli operatori (sia distributori che operatori della mobilità), che sono già implicitamente incentivati a perseguire la soluzione più efficiente.

Segnaliamo infine la necessità di individuare modalità di interazione standardizzate tra CPO e distributori, al fine di rendere più funzionale il processo di formulazione e gestione delle richieste di connessione. Ciò anche alla luce delle crescenti richieste di allacciamento alla rete di infrastrutture di ricarica (anche per effetto dell'implementazione del PNRR) che hanno comportato complessità nell'individuazione delle aree per l'installazione delle colonnine e una sovrapposizione delle domande di connessione.

4. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alle problematiche che affliggono l'agevolazione descritta nel D.Lgs.199/21? Quali considerazioni si ritiene di poter sviluppare in merito all'approccio alternativo proposto?

Come già evidenziato da ARERA in consultazione, il trasferimento del beneficio tariffario dal CPO agli utilizzatori finali (e cioè agli automobilisti elettrici) rappresenta un elemento di forte complessità nell'attuazione della norma (art. 45 del D.Lgs 199/21) considerato che solitamente il CPO non ha rapporti commerciali diretti con l'automobilista (che si interfaccia direttamente con il suo MSP).

Eventuali misure alternative quali quelle ipotizzate nel documento di consultazione (sconti ad automobilisti elettrici o meccanismi di agevolazioni dirette ai CPO) dovrebbero in ogni caso essere complementari alla tariffa BTVE o alle nuove strutture tariffarie che si applicheranno alla ricarica pubblica.

6. Si condivide la proposta RPubb-1 per l'introduzione, dal 2025 o dal 2026, di una "nuova" BTVE multioraria e subordinata a requisiti tecnici di controllabilità da remoto o di efficienza nell'utilizzo finale della potenza di connessione? Se no, per quali motivi?

7. Quale tra le tre articolazioni in fasce orarie dei corrispettivi monomi BTVE si ritiene preferibile, in termini sia dell'efficacia del segnale economico sia della gestione operativa?

8. Nella definizione di una tariffa di tipo Time-of-Use, quali ulteriori elementi si ritiene vadano considerati per meglio trasferire all'utente un segnale di efficienza nell'utilizzo della rete?

In linea di principio, riteniamo che in un'ottica di semplificazione e per quanto attiene alla ricarica pubblica dovrebbe essere confermata l'attuale struttura tariffaria BTVE (monomia) anche successivamente al 2024. Potrebbe risultare infatti complesso definire strutture tariffarie con segnali di prezzo tarati in modo tale da spingere effettivamente il cliente a modificare i propri comportamenti di consumo. Peraltro, i benefici attesi di tali misure potrebbero non essere sufficienti a compensare le complessità operative derivanti dalla loro applicazione.

Con specifico riferimento alle tre opzioni poste in consultazione, riteniamo preferibile – al fine di ridurre i costi di implementazione e gli oneri gestionali in capo agli operatori coinvolti – l'adozione della struttura BTVE bioraria (*ipotesi i*), articolata secondo le stesse fasce orarie definite dall'Autorità¹. In particolare, nell'attuale fascia F3 sarebbero adottati i medesimi corrispettivi già definiti per l'illuminazione pubblica (tariffa BTIP) mentre nelle restanti fasce orarie (F1 e F2) l'incremento tariffario non dovrebbe superare il 20% degli attuali valori della tariffa BTVE.

In subordine, si potrebbe optare per l'applicazione della BTVE trioraria nazionale (*ipotesi ii*), ferma restando anche in questo caso un'articolazione delle fasce che segua quella attualmente definita da ARERA, senza differenti aggregazioni. Dovrebbe essere inoltre applicato il corrispettivo di alto carico in fascia F1 (massimo +30% della BTVE), la BTVE attuale in fascia F2 e la BTIP in fascia F3.

Per quanto riguarda le tempistiche di implementazione delle suddette soluzioni tariffarie (tariffa bioraria e tariffa trioraria nazionale articolate secondo le attuali fasce orarie), considerati gli interventi sui sistemi informativi e di fatturazione nonché sui processi operativi di tutti gli operatori coinvolti (venditori, distributori, CPO e MSP), riteniamo che siano necessari almeno 9 mesi dalla

¹ **F1:** da lunedì a venerdì, dalle 8.00 alle 19.00 (escluse le festività nazionali); **F2:** da lunedì a venerdì, dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00 (escluse le festività nazionali) e sabato, dalle 7.00 alle 23.00 (escluse le festività nazionali); **F3:** da lunedì a sabato, dalle 00.00 alle 7.00 e dalle 23.00 alle 24.00; domenica e festivi, tutte le ore della giornata.

pubblicazione della delibera con la quale saranno aggiornate le strutture tariffarie applicabili a tali punti di ricarica.

Con riferimento alla soluzione tripartita locale (*ipotesi iii*), riteniamo che tale struttura tariffaria presenti rilevanti criticità implementative, sia dal punto di vista degli operatori della mobilità sia da quello dei distributori e dei venditori di energia. Peraltro, l'introduzione di tale tariffa darebbe luogo ad una differenziazione del costo della ricarica applicato agli utenti a seconda dell'ambito territoriale di riferimento e delle diverse fasce orarie definite da ciascun distributore.

Segnaliamo infine la necessità che venga mantenuta la facoltà per gli operatori della mobilità di scegliere tra la nuova struttura tariffaria BTVE che sarà definita nei prossimi mesi e la tariffa ordinaria BTAU.

Per quanto riguarda l'introduzione di coefficienti di merito per l'accesso alle nuove strutture tariffarie si veda quanto riportato allo spunto di consultazione 10.

9. Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito alle condizioni tariffarie applicabili alle stazioni di ricarica collegate a POD connessi in MT?

La diffusione di infrastrutture di ricarica connesse in media tensione è un elemento fondamentale per lo sviluppo della mobilità elettrica, consentendo ai clienti di ricaricare il proprio veicolo velocemente, in particolare nelle autostrade e strade extraurbane. Lo stesso Regolamento AFIR ha riconosciuto il ruolo centrale di questa tipologia di infrastrutture, definendo obblighi di installazione specifici presso i principali corridoi europei, sia per veicoli leggeri che per quelli pesanti. Come già rappresentato in più occasioni, gli operatori della mobilità risultano penalizzati dal fatto che tali colonnine registrano prelievi ancora contenuti e che, al contempo, la struttura della tariffa di distribuzione italiana è caratterizzata da un'importante quota potenza. Una soluzione che attenuerebbe questo effetto sarebbe l'applicazione di una tariffa monomia dedicata, per un periodo di tempo limitato e con riferimento specifico a quelle stazioni di ricarica in aree a traffico ridotto e meno sviluppate in termini di diffusione della mobilità elettrica.

10. Si condivide la proposta di introdurre coefficienti che permettano di valutare l'impatto sulla rete di una stazione di ricarica in luoghi accessibili al pubblico in funzione del rapporto tra la potenza erogabile ai veicoli e la potenza richiesta alla rete? Si ritiene che queste formulazioni possano essere migliorate o che se ne possano proporre di alternative?

Non condividiamo la proposta di introdurre requisiti ulteriori (rispetto a quelli già attualmente previsti) per accedere alla tariffa BTVE (o alle nuove strutture tariffarie). Facciamo comunque presente che già oggi l'installazione delle infrastrutture di ricarica avviene secondo un principio di efficienza, dapprima economica e di conseguenza anche tecnica, che permette di ottimizzare e di ridurre l'impatto sulla rete della potenza prelevata ai fini della ricarica.

Riteniamo che il ricorso a modalità di gestione e ottimizzazione della potenza delle prese di ricarica rappresenti uno strumento utile per consentire una corretta integrazione delle infrastrutture di ricarica nel sistema elettrico. Questa soluzione dovrebbe però rispondere alla doppia finalità di garantire un uso efficiente della rete e di offrire un servizio di qualità ai clienti finali della mobilità elettrica. Proprio per questo motivo, segnaliamo che l'introduzione di coefficienti di merito teorici (come il coefficiente ECF proposto), rischierebbe di introdurre limitazioni alla velocità della ricarica (e quindi un peggioramento della qualità del servizio) anche laddove non sussistano reali e specifiche esigenze di rete. Il coefficiente ECF è, infatti, un parametro statico che non tiene in considerazione le reali necessità delle reti elettriche, che possono invece variare nel tempo. Tale indicatore potrebbe costituire un utile parametro "analitico" ma non un driver per la definizione della soluzione di connessione o per l'accesso alla BTVE.

In una prospettiva di più lungo periodo, a valle della definizione del quadro regolatorio/normativo tecnico di riferimento, si potrebbero considerare soluzioni quali ad esempio contratti di fornitura di tipo *non firm*, con i quali i clienti si impegnano a ridurre la loro potenza (non più del 50% della potenza impegnata del POD che alimenta le colonnine di ricarica, in un'ottica di garantire un livello minimo

di servizio) a seguito di richieste da parte dei distributori in risposta a specifiche esigenze di esercizio. Tale disponibilità dei clienti potrebbe essere incentivata attraverso specifiche forme di premialità (es. sconti sui contributi di connessione), ma non dovrebbe in ogni caso costituire una condizione per l'accesso alla BTVE o alle nuove strutture tariffarie.

11. Quali valutazioni si ritiene utile formulare in merito alle ulteriori considerazioni esposte in merito all'impatto sulla rete di una installazione?

Condividiamo l'utilità di favorire l'adozione di interfacce di protezione per contribuire alla stabilità e all'efficienza del sistema nonché alla continuità e alla qualità del servizio della rete di distribuzione.

12. Si ritiene che, a fini di ricerca e di messa a punto di nuove strategie di controllo e aggregazione dei carichi, potrebbe essere utile disporre di dati relativi al profilo temporale di prelievo (orario o quattorario) di un campione di POD BTVE? Quali tipi di informazioni si ritiene potrebbero venire estratte elaborando una tale base dati?

In linea generale, si ritiene che per gli operatori che aggregano carichi di natura diversa per erogare servizi di flessibilità alle reti (aggregatori) possa essere utile disporre di dati relativi al prelievo (orario o quattorario) di un campione di POD che usufruiscono della tariffa BTVE. In particolare, la disponibilità di tali dati riferita a una pluralità di punti di prelievo (cui sono connesse più infrastrutture di ricarica) consentirebbe di costruire il profilo di consumo-tipo (giornaliero o mensile) di questa tipologia di risorse (tipicamente caratterizzate da prelievi molto variabili) utile anche all'elaborazione di analisi finalizzate ad ottimizzare l'aggregazione delle risorse.

14. Si condividono le proposte formulate in merito all'attività da svolgere nel corso del 2024? Quali ipotesi si ritiene di poter formulare in merito alle caratteristiche di una eventuale nuova sperimentazione da attivare nel 2025?

Per quanto riguarda l'estensione della sperimentazione tariffaria ai soggetti privati collettivi, si evidenziano di seguito alcuni aspetti e punti di attenzione che dovranno essere opportunamente valutati nell'ambito del *Focus Group* dedicato:

- qualora le richieste sottese alla stessa cabina secondaria fossero numerose si potrebbero riscontrare problemi di gestione sulla rete;
- la sperimentazione sulle forniture condominiali dovrebbe riguardare solo le utenze condominiali dedicate alla ricarica; infatti, per ragioni di sicurezza, di norma le utenze condominiali non hanno una limitazione di potenza per la presenza di impianti di sollevamento persone;
- visto che il distributore dovrà effettuare sopralluoghi e preventivi, sarebbe necessaria, prima dell'avvio di tale fase sperimentale, la creazione di meccanismi di coordinamento e scambio delle informazioni tra distributore e GSE che prevedano:
 - o un sistema che consenta al distributore di contattare il cliente per fissare un appuntamento ferma restando la gestione delle richieste di adesione in capo al GSE;
 - o una modalità di pagamento del preventivo da parte del cliente tramite distributore e/o GSE;
 - o se dal sopralluogo del distributore dovesse emergere la necessità di realizzare lavori semplici o complessi, la richiesta di tali lavori e/o la necessità di eventuali modifiche contrattuali dovrà esser veicolata dal cliente al Trader e da questi trasmessa al DSO;
 - o successivamente all'esecuzione dei lavori, il cliente potrà nuovamente rivolgersi al GSE per finalizzare l'adesione di cui sopra.

Per quanto riguarda l'aggiornamento dei requisiti tecnici per la partecipazione alla sperimentazione tariffaria, sarà opportuno fare una valutazione approfondita - dedicando una sessione specifica nell'ambito del *Focus Group* - per individuare quali tra quelli previsti dall'Allegato X siano effettivamente funzionali alla partecipazione a tale iniziativa.

Facciamo infine presente che, anche ai fini di una più corretta gestione delle forniture, occorrerebbe che nell'ambito del Registro Centrale Ufficiale (RCU) gestito dal SII sia attribuita una specifica qualifica sia ai POD che partecipano alla sperimentazione per la ricarica privata che ai POD dedicati alla ricarica pubblica.

15. Si ritiene che, a fini di ricerca e di messa a punto di nuove strategie di controllo e aggregazione dei carichi, potrebbe essere utile disporre di dati relativi al profilo temporale di prelievo (orario o quattorario) di un campione di clienti che hanno aderito alla sperimentazione 541/20? Quali tipi di informazioni si ritiene potrebbero venire estratte elaborando una tale base dati?

Anche per quanto riguarda la possibilità di disporre di profili di prelievo di campioni di clienti che hanno aderito alla sperimentazione 541/2020/R/eel, vale quanto già esposto allo spunto di consultazione 12.

16. Quali valutazioni si possono formulare in merito alla proposta LPriv-2 per l'introduzione di una struttura tariffaria di tipo "time-of-use power-based"?

17. Qualora si optasse per un'applicabilità selettiva di questa struttura tariffaria, quali procedure di pre-qualifica dei POD si riterrebbe preferibile adottare? O sarebbe preferibile un'applicazione indifferenziata, onde evitare fenomeni di "auto-selezione"?

18. Quali tempi di implementazione si ritiene siano da prevedere per rendere operativa una struttura tariffaria di tipo "time-of-use power-based" quale quella descritta?

In linea generale, è necessario che siano approfondite e valutate nell'ambito dei *Focus Group* le implicazioni e le modalità attuative della misura. Tale proposta sarebbe a nostro avviso percorribile solo nel caso in cui, ai fini della fatturazione della quota potenza, venissero esclusi i picchi in fascia F3 ma considerati in ogni caso i picchi di prelievo registrati nelle fasce F1 o F2; ciò permetterebbe di incentivare lo spostamento dei consumi nella fascia F3 nella quale la rete è meno impegnata.

La proposta tariffaria LPriv-2 potrebbe rappresentare una soluzione positiva per alcune tipologie di carichi, come per esempio nel caso di infrastrutture di ricarica per bus elettrici che vengono ricaricati prevalentemente di notte all'interno dei depositi.

Per quanto riguarda invece le pompe di calore, l'applicazione di questa tariffa potrebbe non essere efficace, in quanto gli orari di utilizzo di tale tecnologia sono tipicamente quelli diurni e i sistemi di accumulo termico (che permetterebbero lo spostamento dei consumi in fascia notturna) sono attualmente poco diffusi.

L'attuazione di tale misura tariffaria comporterebbe inoltre oneri economici e gestionali per gli operatori coinvolti. Sempre con riferimento all'ipotesi da noi sopra rappresentata, in un'ottica di semplificazione e di minimizzazione dei suddetti oneri, sarebbe comunque preferibile applicare la nuova struttura tariffaria senza una "prequalifica" in funzione della tipologia di utilizzo del POD. Un'applicazione selettiva della suddetta misura tariffaria comporterebbe altresì la necessità di associare ai clienti che la richiedono un attributo univoco all'interno del Registro Centrale Ufficiale (RCU).

Per quanto riguarda i tempi di implementazione della suddetta struttura tariffaria, ferma restando la necessità di dettagliare meglio tale iniziativa nell'ambito dei *Focus Group*, stimiamo siano necessari circa 12 mesi dalla pubblicazione della delibera.

Infine, segnaliamo che andrebbe chiarita la modalità di fatturazione da applicare nel caso di forniture UDA con potenza impegnata tra 15 e 30 kW, in quanto per questo tipo di POD, nel caso sia installato un limitatore della potenza prelevata, attualmente la fatturazione avviene sulla base della potenza contrattuale.

19. Si condivide la proposta di introdurre una nuova tipologia contrattuale dedicata alle pertinenze dell'abitazione principale?

Valutiamo positivamente la proposta dell'Autorità di prevedere una tariffa dedicata per le pertinenze non elettricamente connesse all'abitazione principale. Tale misura risponde all'esigenza di ridurre i costi della ricarica per tutti quei clienti che non possono utilizzare la più conveniente fornitura domestica. Occorrerebbe però definire meglio nell'ambito dei *Focus Group* i flussi e i processi operativi relativi alla gestione delle richieste dei clienti, in modo tale da minimizzare i relativi oneri per gli operatori coinvolti.

A riguardo, riteniamo preferibile replicare il modello già adottato con la delibera 541/2020/R/eel in cui il cliente presenta a un soggetto terzo (ad esempio il GSE) la richiesta e la documentazione per accedere alla tariffa dedicata. Le imprese di distribuzione e le società di vendita riconoscerebbero tale tariffa a valle dell'esito positivo della verifica della documentazione da parte del soggetto preposto. Andranno poi definiti anche i flussi tramite cui il soggetto terzo informerà i venditori e i distributori circa l'ammissibilità del cliente alla tariffa dedicata. Le tempistiche di attuazione di questa misura non sarebbero comunque inferiori a 9 mesi a partire dalla pubblicazione della delibera.

20. Si condividono le proposte di modifiche del TIT relative alle definizioni delle tipologie contrattuali TD e BTAU?

L'introduzione del requisito legato all'anagrafica dell'intestatario (persona fisica) e alla soglia massima di potenza contrattuale (<15 kW) per la definizione della tipologia contrattuale domestica, porterebbe allo stato attuale ad escludere dall'applicazione della tariffa domestica (passando quindi alla tariffa altri usi) un numero significativo di forniture intestate a persone fisiche con potenza impegnata >15 kW e di forniture con potenza <15 kW intestate a persone giuridiche (ad esempio, per uso foresteria). Sarebbe pertanto opportuno un approfondimento sugli impatti di tale modifica nell'ambito delle attività dei *Focus group*. Peraltro, segnaliamo che, in un'ottica di incentivare l'elettrificazione dei consumi, la soglia dei 15 kW potrebbe risultare limitante, ad esempio in caso di un utilizzo diffuso di tecnologie elettriche.

21. Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito a quanto esposto con riferimento al cold ironing?

22. Alla luce di quanto esposto, si ritiene possano essere avanzate proposte di modifica alla regolazione tariffaria in grado di favorire l'elettrificazione dei consumi portuali?

Non abbiamo osservazioni in merito.