

Osservazioni al Documento per la consultazione 244/2026/A

Quadro Strategico 2026-2029 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Premessa

Motus-E, associazione italiana degli operatori e degli stakeholder della mobilità elettrica, accoglie con favore l'avvio della consultazione sul Quadro Strategico 2026-2029 e desidera contribuire con osservazioni mirate ai profili che attengono direttamente allo sviluppo della mobilità elettrica e, più in generale, all'elettrificazione dei consumi.

Il Quadro Strategico riconosce già, in più punti, la centralità dell'elettrificazione dei trasporti. L'**OS.20** impegna l'Autorità a definire un quadro regolatorio in linea con il Grids Package europeo per le connessioni e l'utilizzo delle infrastrutture di ricarica, valutando opportuni strumenti regolatori e tariffari; l'**OS.24** richiama espressamente le nuove tipologie di utenza, con riferimento esplicito alla mobilità elettrica e ai contratti di connessione flessibili. Le presenti osservazioni intendono rafforzare tali linee di intervento e renderle prioritarie nella deliberazione finale.

Ci preme, innanzitutto, sottolineare che il mondo della mobilità elettrica andrebbe considerato come un **attore strategico del più ampio mercato elettrico**, e non come un'utenza da trattare in via sperimentale, da gestire separatamente. Si tratta di un carico con caratteristiche uniche, flessibile, distribuito e bidirezionale, e con potenzialità enormi, sia come motore della crescita della domanda elettrica sia come risorsa di flessibilità per il sistema. Per questo la ricarica per veicoli elettrici non dovrebbe essere confinata in un ambito dedicato, ma considerata trasversalmente in **tutti i tavoli e i procedimenti che riguardano il mercato elettrico**. In coerenza con questa impostazione, si sottolinea l'importanza della proposta di ripristinare l'Osservatorio Permanente della Regolazione, in cui una sezione dedicata **mobilità elettrica**, potrebbe essere lo strumento per garantirne una presenza strutturata e continuativa per l'intero quadriennio.

Le nostre proposte muovono da una constatazione: gli **oneri, nella loro accezione più ampia, oggi imposti agli operatori della ricarica non sono proporzionati all'effettivo impatto delle infrastrutture sul sistema** elettrico. La distorsione si manifesta su due piani complementari, i costi e i tempi di connessione da un lato, la struttura tariffaria dall'altro, e richiede un intervento coordinato, informato al principio di **cost-reflectivity** e al ruolo abilitante della rete di distribuzione.

Tale impostazione è coerente con il **quadro europeo** (Regolamento AFIR (UE) 2023/1804, European Grids Package del dicembre 2025, Affordable Energy Action Plan del febbraio 2025) e nazionale (art. 57, comma 12, del DL 76/2020; DL 21/2026, convertito in legge l'8 aprile 2026; D.Lgs. 3/2026), che convergono verso l'impostazione di creare reti più trasparenti, connessioni flessibili e tariffe più aderenti all'uso effettivo dell'infrastruttura.

Le osservazioni che seguono sono organizzate per Obiettivo Strategico. Per ciascun ambito si evidenziano **il punto critico e la proposta di Motus-E**; particolare rilievo è dato alla revisione tariffaria (OS.24), che rappresenta la leva di maggiore impatto per lo sviluppo del settore.

Le richieste in sintesi

In via preliminare e trasversale, si chiede il richiamo esplicito del **mandato ex art. 57, c. 12, DL 76/2020** quale base giuridica della revisione tariffaria per la ricarica.

Gli impegni ritenuti prioritari sono:

- 1. Tavolo permanente sulla mobilità elettrica:** istituzione, nell'ambito dell'Osservatorio Permanente della Regolazione, di un tavolo dedicato all'elettrificazione dei trasporti e alle infrastrutture di ricarica, quale sede stabile di confronto tecnico per l'intero quadriennio (OS.5).
- 2. Revisione organica di TIC e TIQC** per adeguare le connessioni alle infrastrutture di ricarica: tempi certi con indennizzo, BT fino a 200 kW, contratti non-firm, first-ready first-served (OS.20).
- 3. Revisione del TIT in chiave cost-reflective** per la ricarica, in attuazione dell'art. 57, c. 12, DL 76/2020: misure BTVE/MTVE per la ricarica pubblica e allineamento della ricarica privata (OS.24).
- 4. Mappe di capacità consultabili online e pianificazione anticipatoria** degli investimenti DSO su scenari di elettrificazione dei trasporti (OS.20 e OS.24).
- 5. Valorizzazione della flessibilità della ricarica e del V2G:** passaggio a regime strutturale per la flessibilità locale e diffusione di prezzi dinamici come segnale abilitante dello smart charging, fruibile anche da CPO e flotte (OS.20 e OS.22).
- 6. Neutralità regolatoria fra rinforzo di rete e flessibilità:** trattare in modo equivalente potenziamenti di rete e connessioni flessibili, con riconoscimento dell'elettrificazione dei trasporti fra i criteri di utilità di sistema e i driver dei piani di sviluppo dei distributori (OS.23).

OS.5 Dialogo strutturato: un tavolo dedicato alla mobilità elettrica

L'OS.5 prevede la riattivazione dell'Osservatorio Permanente della Regolazione e la costituzione, nel suo ambito, di tavoli tematici con il coinvolgimento dei portatori di interesse e di esperti dell'accademia e della ricerca. Motus-E chiede che fra tali tavoli sia previsto un **tavolo dedicato all'elettrificazione dei trasporti e alle infrastrutture di ricarica**, quale sede permanente di confronto tecnico per l'intero quadriennio e punto di raccordo affinché la prospettiva della mobilità elettrica sia portata in modo coerente negli altri ambiti di regolazione del mercato elettrico. **L'Associazione mette a disposizione dell'Osservatorio le proprie analisi su dati di ricarica, profili di prelievo e fattori di utilizzo, utili anche ai fini dell'analisi di impatto della regolazione.**

OS.20 Connessioni e reti abilitanti per la mobilità elettrica

Il tema delle connessioni è oggi un fattore abilitante, o limitante, per il raggiungimento dei target AFIR. In Italia la quota di infrastrutture installate ma non operative si mantiene strutturalmente intorno al **15% del totale dal 2022**, mentre i tempi tra accettazione del preventivo e attivazione del POD oscillano da circa 2 mesi (BT semplici) a oltre 36 mesi (MT complesse).

Motus-E chiede che il Quadro Strategico finale renda prioritaria la **revisione organica del TIC e del TIQC** (rispettivamente Allegato C alla deliberazione 616/2023/R/eel e Allegato B alla deliberazione 617/2023/R/eel, come aggiornato dalla deliberazione 199/2026/R/eel) per adeguare il quadro regolatorio alla crescita della mobilità elettrica e, più in generale, all'elettrificazione dei consumi. Le stazioni di ricarica pubblica rappresentano infatti **nuovi carichi elettrici con caratteristiche specifiche**, che richiedono regole più coerenti con

esigenze di rapidità, prevedibilità, trasparenza e flessibilità. Si vede con favore, in tale prospettiva, l'intendimento espresso dall'Autorità di **addivenire a un testo unico** delle connessioni che tratti congiuntamente i produttori e i clienti finali, unificando **il TIC e il TICA**: la ricarica pubblica è un'utenza che presenta profili tipici di entrambe le discipline, in particolare quando il punto di prelievo è associato a generazione o accumulo, e la separazione dei due testi è oggi fonte di disallineamenti procedurali e interpretativi. L'attuale disciplina, pur avendo garantito un quadro stabile di accesso alla rete, mostra oggi limiti applicativi che **rischiano di rallentare la diffusione delle stazioni** di ricarica e di ridurre l'efficacia degli investimenti.

Tra le linee di intervento delineate nell'OS.20 in materia di connessioni dei clienti finali, Motus-E condivide in particolare l'obiettivo di introdurre disposizioni funzionali a **evitare la saturazione virtuale della rete**, che riteniamo di diretto e prioritario interesse per il comparto della ricarica.

Un profilo che merita particolare attenzione riguarda il **rimborso degli investimenti anticipati** dai CPO. Le connessioni in media tensione e le richieste prossime ai 100 kW impongono spesso l'anticipazione integrale dell'investimento in cabine e opere di rete, a fronte di un indennizzo riconosciuto dal distributore non congruo rispetto ai costi effettivamente sostenuti. Lo squilibrio economico-finanziario si aggrava quando la disponibilità del sito o la concessione hanno durata limitata (tipicamente 10-20 anni), che non consente di ammortizzare l'opera. Motus-E chiede pertanto che vengano introdotti meccanismi chiari e uniformi di rimborso congruo, ancorati a **una tabella nazionale di parametri standardizzati e applicabili in modo omogeneo su tutto il territorio**.

Il Quadro Strategico dedica un intero ambito all'efficienza, alla trasparenza amministrativa e alla semplificazione. Motus-E auspica che, nell'ambito delle iniziative di semplificazione che l'Autorità vorrà avviare in attuazione di tale indirizzo, sia riservato uno spazio specifico alle procedure di connessione e attivazione delle infrastrutture di ricarica, in ragione delle criticità applicative peculiari che le caratterizzano.

a) Tempi, potenza e costi di connessione

Punto / criticità	Proposta Motus-E	Beneficio atteso
Tempi di attivazione del POD lunghi e fortemente variabili (da circa 2 mesi per le connessioni BT semplici a oltre 36 mesi per le MT complesse) con scarsa prevedibilità per la pianificazione degli investimenti	Introduzione di tempistiche massime vincolanti per l'attivazione del POD (1 mese per le installazioni semplici, 6 mesi per quelle complesse) con indennizzo automatico in caso di superamento [mod. TIQC – All. B delib. 617/2023, agg. delib. 199/2026, artt. 24-26]	Tempi di connessione certi e responsabilizzazione del distributore, con effetti positivi sulla prevedibilità e sull'efficacia degli investimenti dei CPO
Ricorso improprio a MT e cabine di trasformazione per richieste prossime ai 100 kW	Aumento della potenza massima connettabile in BT da 100 a 200 kW [mod. TIC + coord. CEI 0-21]	Minore ricorso a media tensione e cabine di trasformazione per le installazioni fino a 200 kW, con riduzione dei costi di connessione e dei tempi di realizzazione per i CPO.
Connessioni pending o rinviate per capacità di rete	Introduzione dei contratti di connessione non-firm , con potenza	Valorizzazione della capacità di rete esistente e tempi di

Punto / criticità	Proposta Motus-E	Beneficio atteso
insufficiente, anche quando parte della potenza sarebbe già disponibile	minima garantita e potenza massima disponibile in funzione dello stato della rete, abbinati alla gestione dinamica del carico [nuovo articolo TIC]	attivazione ridotti, con eventuali rinforzi differiti a una fase successiva
Criterio cronologico "first-come, first-served" che blocca le code con richieste inerti	Estensione alle infrastrutture di ricarica del principio "first-ready, first-served" , che privilegia la maturità del progetto e il possesso dei titoli autorizzativi. Poiché l'art. 7 del DL 21/2026 riguarda le connessioni degli impianti di produzione, il veicolo per estendere il principio ai clienti finali è il testo unico delle connessioni annunciato nell'OS.20 [coord. DL 21/2026 art. 7 e art. 10-bis D.Lgs. 199/2021; testo unico connessioni]	Priorità ai progetti pronti e strategici; liberazione della capacità occupata da richieste inerti e riduzione delle code di connessione
Anticipazione integrale degli investimenti in cabine/opere dai CPO, con indennizzi insufficienti	Meccanismi uniformi di rimborso congruo, ancorati a una tabella nazionale di riferimento per gli importi anticipati [mod. TIC art. 11]	Riconoscimento equo e omogeneo degli oneri anticipati; sostenibilità economico-finanziaria dei CPO anche quando la durata del sito o della concessione è limitata (10-20 anni)
Costituzione delle servitù (soprattutto in MT) con tempi lunghi per atti notarili e accatastamenti, e richieste di servitù perpetue non coerenti con contratti CPO tipicamente a termine (10-20 anni)	Standardizzazione nazionale delle procedure di servitù: cabine omologate, preliminare di servitù post-accettazione del preventivo	Riduzione dei tempi per atti e accatastamenti; sblocco delle negoziazioni
Costi di connessione non proporzionati all'impatto reale, in particolare per le installazioni multi-punto sottese a un unico POD	Costi di connessione cost-reflective , con struttura regressiva per numero di punti di ricarica sotto il POD [mod. TIC artt. 9-11]	Oneri di connessione più aderenti all'impatto effettivo sulla rete; incentivo alle installazioni multi-punto e scalabili, che ottimizzano la capacità disponibile riducendo la potenza richiesta per punto

b) Trasparenza sulla capacità e pianificazione anticipatoria

La pianificazione delle reti resta prevalentemente reattiva, centrata sulla trasmissione e con i DSO ancora poco integrati nella pianificazione a livello UE. L'adozione dei veicoli elettrici richiede invece una **pianificazione anticipatoria, coordinata, trasparente** e basata sui dati, come raccomandato dalla Guida della Commissione sulle connessioni alle reti. Il D.Lgs. 3/2026 (art. 7) impone già ai gestori **maggiore trasparenza sulla capacità disponibile** e l'uso di connessioni flessibili; l'European Grids Package prevede la creazione di mappe della capacità della rete a livello europeo, con inclusione dei dati nelle Pianificazioni Nazionali di Sviluppo delle Reti di Distribuzione (DNDDP) e nel Piano decennale di sviluppo della rete (TYNDP). Per i CPO, poter consultare online la potenza disponibile per area, e inoltrare le richieste tramite strumenti digitali dedicati, significa migliorare lo scouting dei siti, anticipare le interlocuzioni con amministrazioni e privati e ridurre le richieste non realizzabili.

Punto / criticità	Proposta Motus-E	Beneficio atteso
Mancanza di trasparenza sulla capacità di rete disponibile	Pubblicazione di mappe di capacità consultabili online , con dato per coordinate: potenza disponibile, localizzazione delle cabine MT/BT, necessità di adeguamenti di rete, tipologia di lavori attesi e aree incentivate [recepimento Grids Package; D.Lgs. 3/2026 art. 7]	Scouting dei siti ex ante; riduzione delle richieste non realizzabili
Pianificazione della rete prevalentemente reattiva, con i DSO che dimensionano i potenziamenti ex post rispetto alle richieste	Pianificazione anticipatoria su scenari di elettrificazione dei trasporti, integrata nei piani di sviluppo DSO (modello Capacity Map olandese e Charging Infrastructure Masterplan tedesco) ¹	Integrazione fra sviluppo della rete e nuovi carichi; certezza localizzativa
Applicazione disomogenea delle regole sul territorio, con discrezionalità dei DSO e minimi tecnici previsti dal TIC e dal TIQC non sufficientemente dettagliati	Standard nazionali uniformi per documentazione e criteri tecnici; piattaforma digitale unica nazionale; definizione puntuale e dettagliata dei minimi tecnici [TIC + TIQC]	Omogeneità applicativa; riduzione di sospensive, duplicazioni e contenziosi

c) Flessibilità, V2G e autoconsumo

L'OS.20 sviluppa gli strumenti di flessibilità (evoluzione del TIDE, demand response, aggregazione, MACSE) e l'attuazione della condivisione dell'energia. La **ricarica gestita e il Vehicle-to-Grid possono contribuire in modo significativo alla flessibilità del sistema, se adeguatamente valorizzati**. L'introduzione di tariffe time-of-use o di strutture tariffarie pensate per lo smart charging (ad esempio le tariffe «type-of-use», c.d. tariffe EV) sono fondamentali in questa prospettiva, in quanto incentivano gli utenti dei veicoli elettrici a spostare la ricarica e l'immissione di energia in rete nelle fasce orarie più vantaggiose per il sistema elettrico. La loro diffusione dovrebbe essere favorita attraverso una riduzione degli oneri di rete o altri meccanismi incentivanti, così da garantire che i risparmi generati per la rete si traducano effettivamente in un beneficio economico per gli utenti dei veicoli elettrici, aggiuntivo rispetto a quello derivante dalla sola componente energia. Un simile approccio sarebbe inoltre coerente con gli obiettivi del nuovo Electrification Action Plan, che punta a promuovere una maggiore diffusione dello smart charging. Il quadro attuale poggia però su sperimentazioni prolungate e su assetti disomogenei: i progetti **pilota sui servizi ancillari locali proseguono da anni attraverso proroghe successive**, mentre i distributori che hanno avviato i pilota si avvalgono di piattaforme e requisiti di prequalifica differenti, con prodotti costruiti in prevalenza su una baseline difficilmente applicabile a un prelievo, come quello della ricarica, che dipende dall'afflusso dei veicoli. Sarebbe utile, in questa prospettiva, procedere verso una progressiva standardizzazione nazionale dei prodotti e dei requisiti di partecipazione, valorizzando i dati di misura già disponibili dai contatori di seconda generazione. Parimenti utile sarebbe estendere l'orizzonte temporale dei contratti con cui i distributori approvigionano i servizi di flessibilità locale e dare conto degli esiti dei progetti

¹ Nei Paesi Bassi la **Dutch Capacity Map** (Netcapaciteitskaart), gestita da Netbeheer Nederland, fornisce in tempo reale e con granularità geografica la capacità disponibile nelle cabine di distribuzione, distinguendo immissione e prelievo (inclusa la ricarica), così che i CPO individuino ex ante le aree a connessione immediata e quelle che richiedono potenziamento. In Germania il **Charging Infrastructure Masterplan II** (2023) coordina esplicitamente lo sviluppo della ricarica con i piani di sviluppo dei DSO e affida alla Bundesnetzagentur la verifica dei potenziamenti in ottica forward-looking, con DSO incentivati anche economicamente, tramite la regolazione tariffaria, a investire in anticipo nelle aree a maggiore potenziale di mobilità elettrica

pilota distinguendo il contributo delle diverse tecnologie abilitanti, così da disporre di una base informativa sulla ricarica.

Infine, la disciplina dell'energia immessa negativa (delibera 109/2021/R/eel e Allegato A.78, Caso C.3) sembra già contemplare la ricarica bidirezionale, escludendo dagli oneri di rete e di sistema l'energia solo ciclata dal veicolo. Restano però zone grigie: il regime è costruito sul titolare di accumulo con connessione attiva in GAUDI, mentre il punto di ricarica nasce come unità di consumo sul SII. Per la ricarica pubblica non è chiaro chi sia il titolare della componente di immissione, dato che la batteria è del veicolo. **Inoltre, il rendimento di round trip, necessario al calcolo del Caso C.3, non risulta ancora fissato dall'Autorità.** Sarebbe quindi opportuno che ARERA, con Terna, chiarisca qualificazione, titolarità e misura per rendere il trattamento effettivamente accessibile ai CPO.

Punto / criticità	Proposta Motus-E	Beneficio atteso
Sperimentazione sui servizi ancillari locali ex delib. 352/2021/R/eel prosegue da anni con proroghe successive, senza una data di transizione al regime strutturale	Definizione di una data certa di passaggio al regime strutturale , ancorata all'avvio della fase di regime del TIDE e al nuovo periodo regolatorio dal 2028 [evoluzione TIDE – delib. 345/2023]	Visibilità pluriennale dei ricavi da flessibilità, condizione per finanziare gli investimenti in ricarica gestita
l'Autorità adegui la regolazione del dispacciamento , inclusi i progetti pilota per il V2G, affinché i requisiti minimi prestazionali non ostacolino le infrastrutture di ricarica;	Sandbox regolatoria su flotte a ricarica in deposito (TPL, veicoli commerciali leggeri, car sharing), dove i tempi di sosta sono prevedibili e contrattualizzabili	Sblocco di una risorsa di flessibilità già riconosciuta dal quadro normativo primario, con evidenze utili alla definizione della regolazione a regime
Non è chiaro per i punti di ricarica pubblici: titolare di accumulo con connessione attiva in GAUDI, mentre la ricarica nasce come unità di consumo sul SII, e il rendimento di round trip necessario al calcolo non è ancora fissato.	Rendere operativo e accessibile ai gestori delle infrastrutture di ricarica il regime dell'energia immessa negativa, chiarendo qualificazione, titolarità e registrazione della componente di immissione dei punti bidirezionali e fissando il valore del rendimento di round trip (o un metodo per determinarlo) [delib. 109/2021 e 285/2022/R/eel; Allegato A.78; coord. Terna e CEI 0-21 All. X]	Certezza regolatoria per gli investimenti in ricarica bidirezionale.

OS.24 Revisione tariffaria per le nuove utenze

L'OS.24 richiama espressamente la **mobilità elettrica tra le nuove tipologie di utenza** per cui aggiornare le articolazioni tariffarie. L'Autorità dispone inoltre di uno specifico mandato, introdotto dall'art. 57, comma 12, del DL 76/2020, a definire le tariffe per la fornitura di energia destinata alla ricarica dei veicoli, limitatamente alle componenti di rete e agli oneri generali di sistema: mandato che il Quadro Strategico non richiama e che si chiede di iscrivere esplicitamente.

Il tema è rilevante perché il **sistema tariffario vigente**, concepito per utenze con profili di consumo stabili e continuativi, **mal si adatta alle caratteristiche delle infrastrutture di ricarica**: prelievi intermittenti, elevata variabilità, picchi di potenza concentrati in intervalli limitati e fattori di utilizzo strutturalmente bassi. Ne deriva un **disallineamento** tra l'effettivo **impatto sulla rete e la valorizzazione tariffaria**, che pesa soprattutto sulla componente di potenza e penalizza gli operatori della ricarica e, in ultima istanza, l'utente finale. In una fase in cui la diffusione della mobilità elettrica richiede segnali regolatori coerenti e favorevoli agli investimenti, il mantenimento dell'attuale struttura rischia di comprometterne la

sostenibilità economica e di rallentare l'infrastrutturazione. Nello stesso senso si esprimono le raccomandazioni specifiche per Paese richiamate dal Quadro Strategico, secondo cui l'elevato rapporto tra il prezzo dell'elettricità e quello del gas ostacola l'elettrificazione dei consumi di famiglie e imprese, e la riduzione e razionalizzazione delle imposte e dei prelievi gravanti sull'elettricità, inclusi gli oneri generali di sistema, attenuerebbe i disincentivi esistenti.

La situazione attuale italiana

- (1) Il sistema tariffario, concepito per utenze a profilo stabile, penalizza infrastrutture con fattori di utilizzo dell'energia (FUE²) prossimi al 2% in BT, contro il 25-40% delle utenze tradizionali; per il 99% del tempo la rete è impegnata con potenze inferiori al 50% di quella disponibile.
- (2) La componente regolata della ricarica in MT vale ~0,51 €/kWh in Italia, contro 0,16 in Francia, 0,18 in Spagna e 0,21 in Germania (+178% sulla media UE). Le componenti non correlate all'uso arrivano al 60% del costo di approvvigionamento del CPO.
- (3) L'Italia registra i prezzi più elevati d'Europa per la ricarica "ad hoc": 0,68 €/kWh in AC e 0,82 €/kWh in DC.

Riteniamo che la struttura tariffaria più idonea a rappresentare l'impatto della ricarica sulla rete, in termini sia di energia sia di potenza e soprattutto per le installazioni in media tensione, è una **tariffa oraria «time-of-use» ispirata al modello spagnolo**. La Spagna ha introdotto gruppi tariffari regolati specifici per la ricarica dei veicoli elettrici, con oneri di rete e pedaggi articolati su differenti fasce orarie e differenziati per stagione, tipo di giorno e ora. Un simile impianto agisce su due leve complementari: da un lato incentiva l'utilizzo nelle fasce meno onerose per il CPO tramite la componente time-of-use, dall'altro riduce il peso della componente di potenza grazie a una tariffa specificamente pensata per le stazioni di ricarica. Consapevoli del fatto che in alcuni casi i segnali tra prezzo e tariffa potrebbero annullarsi a vicenda, riteniamo però prioritario creare un meccanismo che dia flessibilità e una maggiore concorrenza di mercato, in modo da valorizzare le risorse flessibili e le competenze specifiche degli operatori.

Dal confronto con i principali paesi UE nel 2023 emerge che, al netto del maggior costo della materia prima e a parità di fattore di utilizzo, l'Italia presenta una **quota potenza largamente più elevata**. Colmare tale divario nel più breve tempo possibile è essenziale per rendere competitiva la ricarica veloce, fattore abilitante della diffusione dei veicoli elettrici.

Riteniamo pertanto opportuno in un'ottica di lungo periodo porsi l'obiettivo di avere una revisione più organica del sistema tariffario in chiave **tempo e utilizzo della rete**, che superi la logica delle fasce orarie fisse (F1, F2 e F3) e valorizzi pienamente le caratteristiche dei carichi con alto potenza e basso FUE.

Nelle more di tendere verso una tariffa time-of-use oraria, **Motus-E propone una revisione del TIT in chiave cost-reflective**, con misure differenziate per la ricarica pubblica (BT e MT) e per la ricarica privata, concepite come **transitorie** e destinate a riassorbirsi con la crescita del fattore di utilizzo dell'energia (FUE), ma che risultano necessarie per sviluppare la mobilità elettrica nel nostro Paese.

Per la ricarica pubblica si propone di ridurre il peso delle componenti fisse e di potenza, sovrastimate rispetto all'uso reale, tramite una BTVE bioraria e una tariffa MT dedicata; privata che riduca il peso della componente potenza sulla struttura di costo per il CPO. Sulla

² Il **fattore di utilizzo dell'energia (FUE)** misura il rapporto tra l'energia effettivamente prelevata da un punto di connessione e quella teoricamente prelevabile alla potenza disponibile nell'arco dell'anno. Per le infrastrutture di ricarica pubblica il FUE è strutturalmente basso, prossimo al 2% in BT, perché il prelievo è intermittente e concentrato in intervalli limitati.

ricarica privata risulta prioritario rimuovere le penalizzazioni sulle pertinenze e dare un'attenzione specifica alle forme di ricarica aggregate, in primo luogo in ambito condominiale, che rappresentano una leva importante per estendere l'accesso alla ricarica a chi non dispone di un box o di un posto auto individuale e per ottimizzare l'impatto sulla rete elettrica. Queste configurazioni risultano però oggi penalizzate dall'attuale struttura tariffaria e dagli iter burocratici, rispetto alla soluzione dell'installazione individuale.

Per sviluppare le proposte, Motus-e si è avvalsa della collaborazione del **Politecnico di Milano, in particolare del gruppo del Prof. Del Fanti**.

Le proposte 2, 2 bis e 2 tris costituiscono opzioni alternative fra loro per la ricarica pubblica in media tensione, ordinate secondo la preferenza di Motus-E: i relativi impatti sul gettito non sono pertanto cumulabili. Le proposte sono sintetizzate di seguito.³

#	Proposta	Riferimento normativo	Beneficio atteso	Impatto sul gettito
Ricarica Pubblica				
1	Ricarica pubblica BT BTVE bioraria. Riduzione del corrispettivo: -15% in fascia F1/F2 e -50% in F3, per avvicinare la tariffa a quella domestica e segnalare le ore di minor carico.	TIT – All. A delib. 616/2023; delib. 22/2025	-23% del costo annuo per POD; segnale di prezzo verso la fascia F3	Minor gettito di circa 4 mln €/anno rispetto ai ~13 mln attuali
2	Ricarica pubblica MT MTVE volumetrica pura. Corrispettivo in €/MWh sull'energia effettivamente prelevata, con FUE di break-even al 5%, sul modello della BTVE.	Nuova componente TIT (su modello BTVE)	-60% del costo €/kWh per gli HPC; massima semplicità applicativa	Fino a ~31 mln €/anno (scenario di massimo; impatto reale stimato 14-30 mln)
2 bis	MTAU con floor sulla potenza. Quota potenza calcolata su un minimo mensile pari al 25% della potenza disponibile al POD, mantenendo la struttura MTAU.	Modifica MTAU, TIT – All. A delib. 616/2023	Riduzione >60% del costo €/kWh; premia le installazioni efficienti (alto ECF)	Fino a ~31 mln €/anno; richiede la definizione regolatoria del floor
2 tris	Quota potenza sul percentile ottimo. La potenza rilevante è la media dei soli eventi di ricarica compresi nel percentile individuato, senza modificare la struttura tariffaria.	Modifica MTAU, TIT – All. A delib. 616/2023	-69% / -79% del costo annuo; cost-reflectivity crescente col FUE	Fino a ~36 mln €/anno; richiede dati di misura quattrorari e adeguamento del SII, coerentemente con l'innovazione del settlement già prevista nell'OS.20 e con le procedure di scambio dati fra Piattaforma unica nazionale e SII introdotte dalla delib. 22/2025

³ Motus-E in collaborazione con il Politecnico di Milano - Revisione Sistema Tariffario per la ricarica elettrica

Ricarica Privata				
3	Ricarica privata Tariffa domestica alla prima pertinenza. Riconoscimento della ricarica in box/posto auto pertinenziale come estensione del consumo domestico.	Struttura tariffaria pertinenze; art. 817 c.c.	-60% del costo annuo per utente; rimozione della barriera ai box esterni	~3 mln €/anno per 10.000 punti
4	Ricarica privata ≤ 16,5 kW Estensione della sperimentazione 541/2020. A condomini, sedi aziendali e autorimesse: potenza disponibile non onerosa in fascia F3, senza aumento della potenza impegnata. Poiché la sperimentazione scade il 30 giugno 2027, ossia a metà del periodo del Quadro Strategico, si chiede di renderla strutturale nella revisione tariffaria decorrente dal 2028 in luogo di un'ulteriore proroga.	Estensione delib. 541/2020 (prorogata dalla delib. 22/2025 al 30.06.2027); strutturazione nel periodo regolatorio dal 2028	-37% (pertinenze) / -42% (domestico) / -22% (condomini), fino a ~365 €/anno di risparmio nei condomini; promozione della ricarica condivisa	~1 mln €/anno per 5.000 punti
5	Ricarica privata > 16,5 kW o dove non esiste il limitatore di potenza Tariffa time-of-use power-based. Quota potenza pari a 0 €/kW in fascia F3, per condomini, autorimesse, aziende e TPL.	Nuova componente TIT (già proposta da ARERA)	Fino a -27% per condomini/autorimesse, fino a ~700 €/anno nei condomini con molti punti; incentivo allo shift in F3	~3 mln €/anno per 5.000 condomini

Trasporto pubblico locale e logistica. Coerentemente con l'Energy Taxation Directive e con il trattamento del cold ironing e delle imprese energivore, Motus-E promuove un alleggerimento degli oneri generali di sistema per il TPL: tema che, pur eccedendo in parte il perimetro ARERA, merita segnalazione a Governo e Parlamento nell'ambito della funzione propositiva dell'Autorità, tanto più alla luce delle raccomandazioni specifiche per Paese sulla razionalizzazione degli oneri generali di sistema richiamate dallo stesso Quadro Strategico.

OS.23 Riconoscimento dei costi (ROSS / WACC)

La leva decisiva, in questa prospettiva, è la **neutralità economica fra il potenziamento della rete e l'approvvigionamento di flessibilità**. Finché il rinforzo fisico entra nella base di capitale riconosciuta e la gestione di connessioni non-firm o l'acquisto di servizi di flessibilità locale restano costi operativi, le soluzioni non-wire e i contratti di connessione flessibili richiamati dallo stesso Quadro Strategico difficilmente troveranno applicazione. Motus-E chiede pertanto che l'attuazione del ROSS assicuri un trattamento equivalente

delle due alternative nella spesa totale riconosciuta, coerentemente con il rischio di sovracapitalizzazione e con il CAPEX-bias che l'Autorità stessa segnala.

Gli strumenti di **sandbox regolatoria e di pilot project**, che l'OS.23 richiama fra le leve per la diffusione di soluzioni innovative, si prestano a casi d'uso propri della ricarica: hub dotati di accumulo integrato come alternativa al potenziamento, connessioni non-firm nelle aree di servizio autostradali, ricarica bidirezionale in flotte aziendali e nel trasporto pubblico locale. Sono sperimentazioni circoscritte, i cui esiti sarebbero disponibili in tempo utile per la revisione tariffaria del 2028.

Inoltre, se l'**utilità complessiva per il sistema** viene misurata prevalentemente sui volumi di breve periodo, i potenziamenti funzionali alla ricarica nelle aree a bassa densità di domanda e a fallimento di mercato rischiano di collocarsi stabilmente in fondo alle priorità, proprio dove il servizio è più necessario per garantire continuità di rete di ricarica sul territorio. Si chiede quindi che fra i criteri di utilità di sistema sia considerata l'abilitazione degli obiettivi AFIR e PNIEC sui trasporti, e che l'elettrificazione dei trasporti sia riconosciuta fra i driver dei piani di sviluppo dei distributori e dei Piani straordinari di investimento pluriennale connessi alla rimodulazione delle concessioni di distribuzione elettrica.

OS.22 Mercati retail e partecipazione attiva della domanda

Gli strumenti in evoluzione nel mercato retail incidono direttamente sulla mobilità elettrica. Il superamento del PUN e l'applicazione del prezzo zonale lato prelievo, che l'OS.20 indica espressamente come funzionali al demand response, e la diffusione dei contratti a **prezzo dinamico** richiamata nell'OS.22 costituiscono la preconditione economica dello smart charging: in assenza di un segnale di prezzo che vari nel tempo e nello spazio, la modulazione della ricarica non produce valore né per l'operatore né per il cliente finale. Motus-E chiede che l'introduzione di tali strumenti sia accompagnata da regole che ne rendano effettiva la fruibilità da parte degli operatori della ricarica e dei titolari di flotte, che il Quadro Strategico non annovera fra i destinatari degli strumenti retail evoluti.

Gli stessi soggetti costituiscono una **controparte di domanda naturale dei contratti di lungo termine**. L'OS.20 impegna l'Autorità a individuare le barriere regolatorie all'attuazione dei PPA e a operare per rimuoverle, nonché ad adottare linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva e a lungo termine dell'energia rinnovabile. Si chiede che la ricognizione delle barriere consideri i profili di consumo tipici della ricarica volumi in rapida crescita, storico contrattuale breve, taglia individuale contenuta ma aggregabile e che le linee guida ammettano espressamente la contrattazione in forma aggregata di operatori della ricarica e di flotte di piccola e media dimensione, per il tramite di un soggetto aggregatore.

Per la ricarica il multivenditore rileva in due configurazioni concrete: la copertura di una quota del fabbisogno di una stazione tramite PPA con il residuo approvvigionato a mercato, e la separazione contrattuale del punto di ricarica domestico dal resto dell'utenza.