



AUDIZIONE ARERA SUL QUADRO STRATEGICO 2026–2029

L'articolazione tariffaria della ricarica pubblica in media tensione

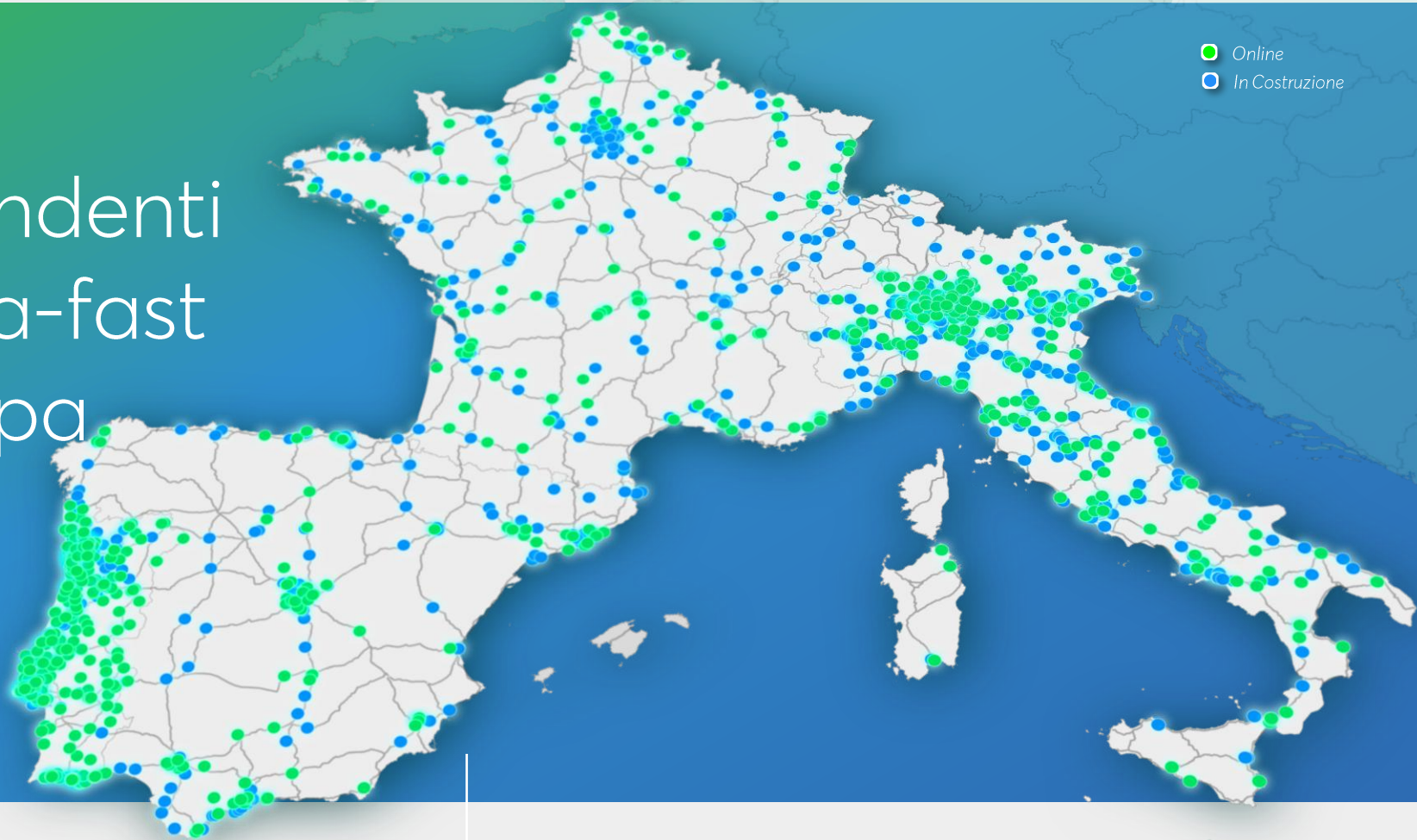
Posizione di Atlante Italia

Relatore: Gabriele Tuccillo, CEO Atlante Italia

POWER TO CHANGE



Una delle reti indipendenti
di ricarica fast e ultra-fast
leader nel Sud Europa



1.200+

Stazioni di Ricarica

4.600+

Punti di Ricarica

5

Paesi

Un operatore indipendente dedicato alla ricarica pubblica rapida e ultra-rapida

Atlante realizza e gestisce infrastrutture pubbliche di ricarica rapida e ultra-rapida, in prevalenza in corrente continua. È tra i fondatori di ChargeLeague, l'alleanza ChargeLeague, l'alleanza europea dei principali operatori indipendenti della ricarica.

2022

l'anno di avvio delle operazioni

5

Paesi europei in cui siamo presenti
presenti

450+

stazioni gestite in Italia

1.800+

punti di ricarica in Italia

Il percorso con l'Autorità

In questi anni abbiamo lavorato costantemente con l'Autorità, direttamente e attraverso Motus-E. La BTVE ha rappresentato un primo importante riconoscimento della specificità della ricarica pubblica.

Oggi riteniamo necessario compiere il passo successivo sulla media tensione, dalla quale dipende lo sviluppo della ricarica ultrarapida, dei corridoi TEN-T e del trasporto pesante.

Allineare la tariffa di rete all'uso reale dell'infrastruttura di ricarica

Posizione di Atlante Italia sull'articolazione tariffaria per le infrastrutture di ricarica connesse in media tensione.

Il punto di partenza

+178%

il costo totale del kWh sostenuto in Italia rispetto alla media di Francia, Spagna e Germania

L'articolazione tariffaria MT non riflette il profilo reale di utilizzo della ricarica pubblica

Tre evidenze e una richiesta: aprire una consultazione per verificarne la coerenza.

01 Il problema

+178%

Il costo della rete in Italia vs la media di Francia, Spagna e Germania. Prezzo al cliente: 0,52–0,77 €/kWh.

02 Il disallineamento

1,2–1,6%

Il fattore di utilizzo della ricarica in MT, contro 25–40% delle utenze tradizionali.

15 minuti di picco determinano il costo mensile, sebbene per il 99% del tempo la rete sia impegnata per meno del 50%

03 Le alternative

–60% / –79%

La riduzione del costo unitario negli scenari alternativi esaminati da Motus-e e Politecnico di Milano.

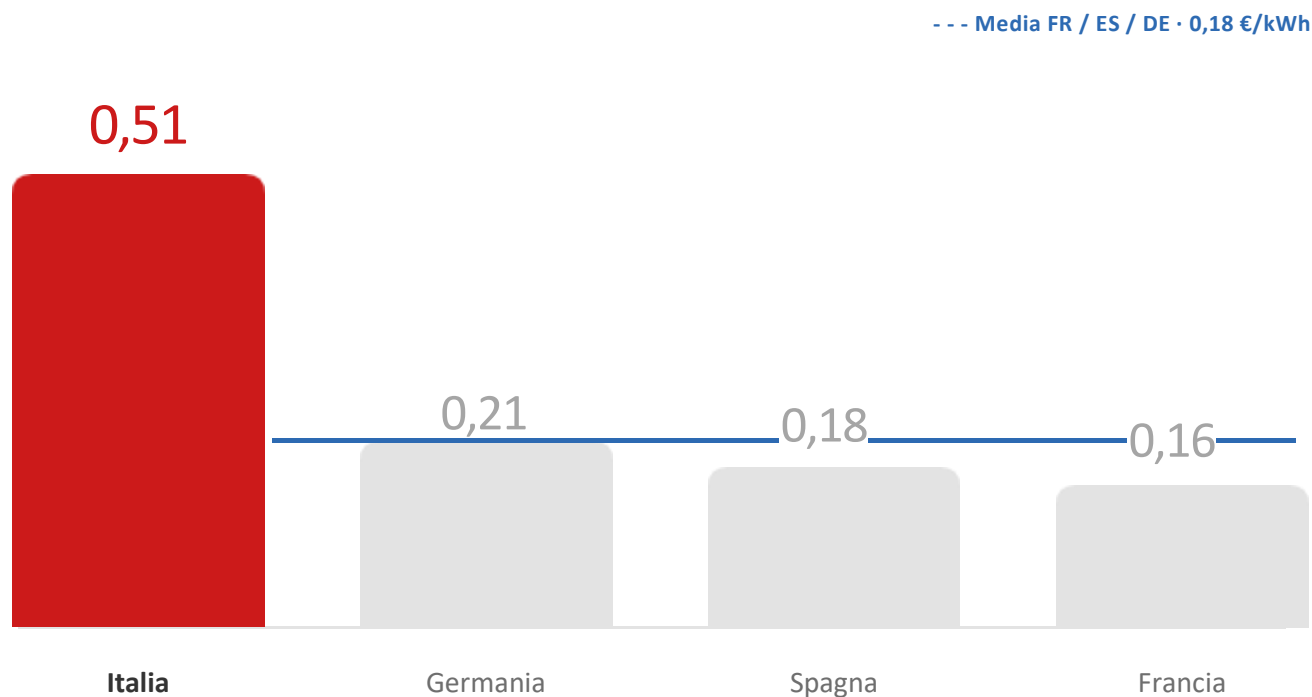
Impatto sul sistema

Meno dello 0,5% degli oneri generali di sistema

14–36 M€ di mancato gettito annuo negli scenari di massimo impatto.

Il costo del kWh sostenuto da un operatore italiano anomalo nel confronto europeo

Costo del kWh sostenuto a parità di configurazione infrastrutturale — €/kWh

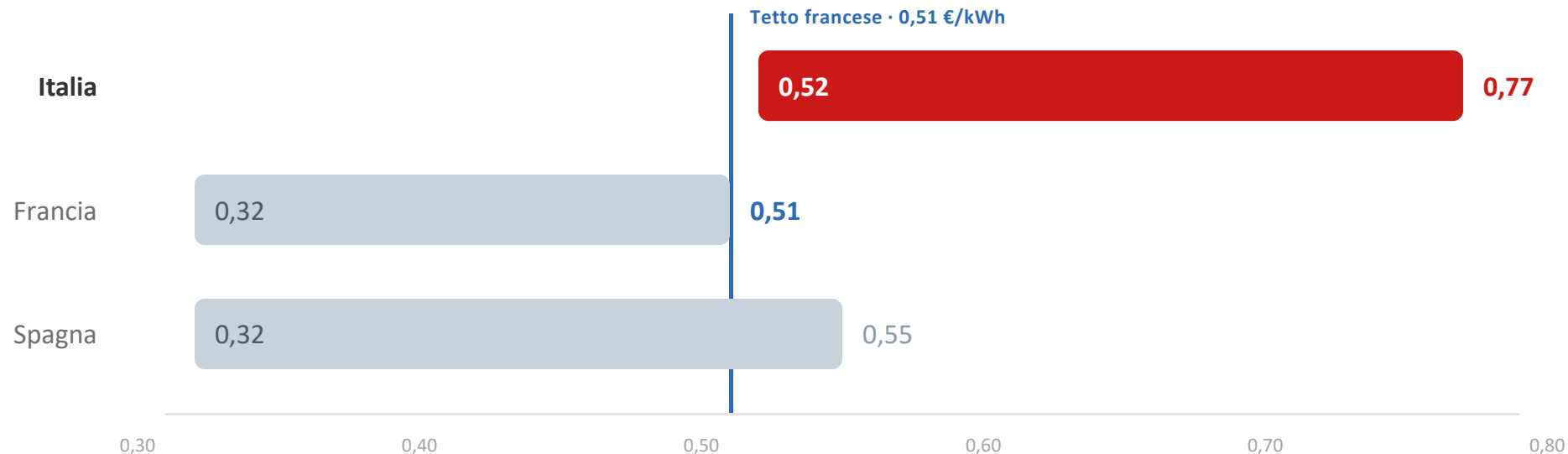


fino al 60%

DEL COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
DEL CPO È GENERATO DA
COMPONENTI NON CORRELATE
ALL'EFFETTIVO UTILIZZO
DELL'INFRASTRUTTURA

La fascia di prezzo italiana comincia dove finisce quella francese

Prezzo standard dei principali operatori per la ricarica oltre 150 kW — €/kWh, IVA esclusa · giugno 2026



La fascia italiana per l'ultrafast parte da 0,52 €/kWh, dove si chiude quella francese: 0,51 €/kWh.

Il differenziale non dipende dal posizionamento di singoli operatori. L'anomalia del costo del kWh sostenuto descritta nella slide precedente concorre alla maggiore struttura di costo della ricarica ad alta potenza in Italia.

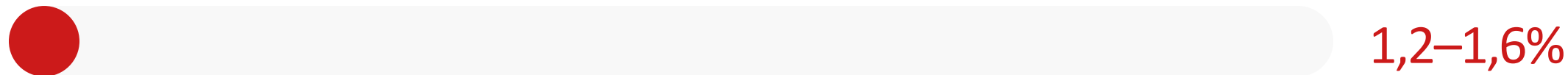
La ricarica pubblica impegna la rete con un profilo diverso dalle utenze tradizionali

Fattore di utilizzo dell'energia (FUE) — quota di ore equivalenti a piena potenza

Utenze tradizionali in media tensione (MTA1, MTA2, MTA3)



Infrastrutture di ricarica pubblica connesse in media tensione

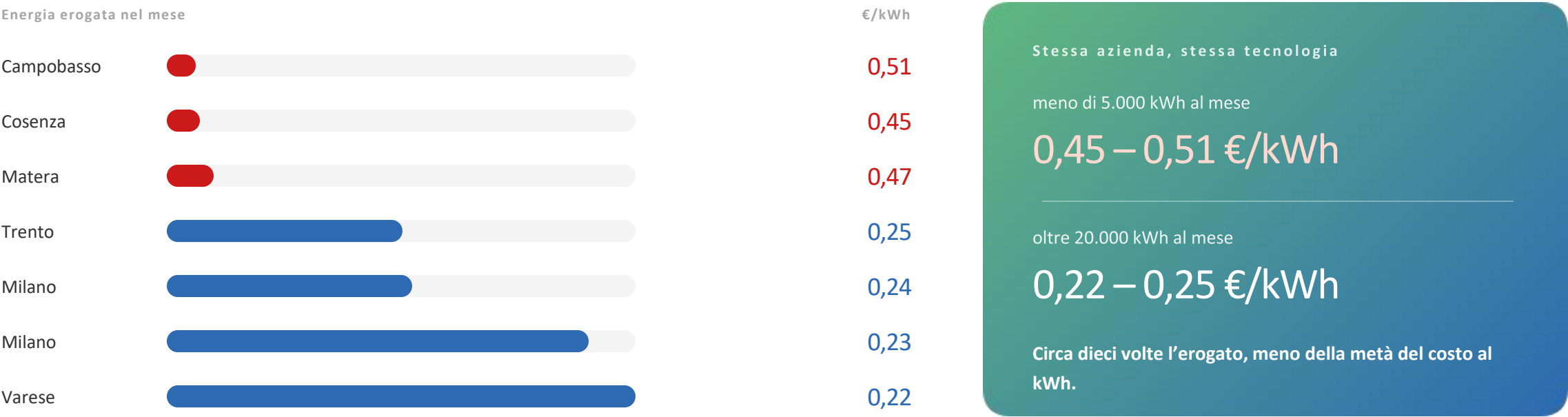


Per il 99% del tempo la rete è impegnata sotto il 50% della potenza disponibile

- La potenza massima rilevata è circa il **40%** di quella impegnata sulle stazioni da 600 kW, il **25%** su quelle da 1.200 kW.
- La quota potenza si paga però sul picco mensile: **un solo quarto d'ora** determina il costo dell'intero periodo.

La struttura attuale è regressiva rispetto ai volumi erogati

Stessa azienda, stessa tecnologia — energia erogata e costo dell’energia per stazione, rete Atlante Italia, aprile 2026

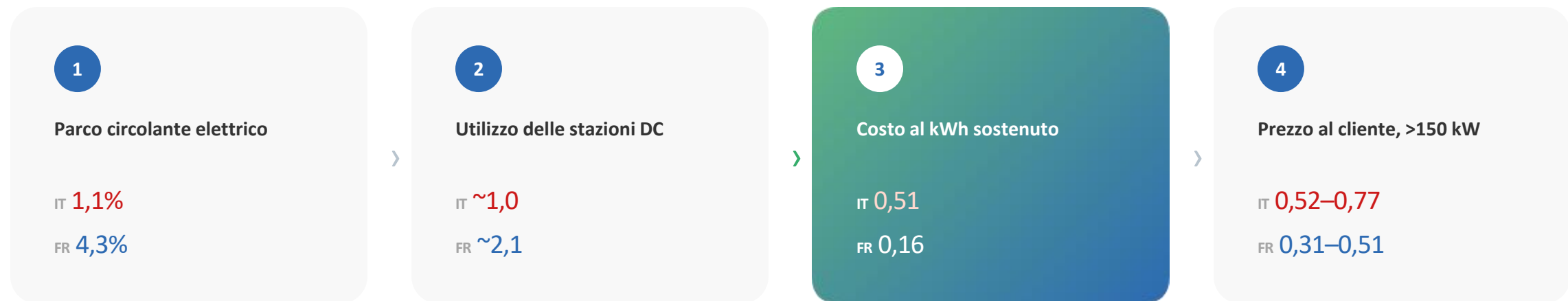


Il meccanismo

Circa il 50% del corrispettivo energetico è costituito da componenti che non variano in funzione dei volumi. In presenza di utilization rate elevati, la componente fissa rappresenta circa un terzo del costo totale per kWh; con utilization rate più bassi, il suo peso può invece superare il 60%

Nei mercati meno maturi la struttura tariffaria amplifica il divario di costo

Italia e Francia a confronto — dati H1 2026



Una minore utilization si traduce in un maggiore costo unitario.

L'effetto del passaggio 2 → 3 dipende dalla struttura tariffaria.

Con il 50% del corrispettivo che non scala con i volumi, un divario di domanda si riflette in un divario di costo unitario. È l'anello su cui la regolazione può incidere direttamente.

Il paradosso

Il PNRR ha finanziato le colonnine nel Mezzogiorno; l'AFIR impone copertura sulla TEN-T, che al Sud passa.

Sono le stesse aree in cui l'attuale articolazione tariffaria produce i costi di esercizio più elevati.

Motus-E e Politecnico di Milano hanno individuato tre alternative tariffarie tecnicamente praticabili

Scenari alternativi elaborati su una configurazione esemplificativa da 600 kW — riduzione del costo unitario rispetto all'attuale MTAU

01

Tariffa volumetrica dedicata

Corrispettivo in €/MWh sul modello della BTVE, calibrato su un FUE di break-even.

–60%

Semplice e immediata; non premia le installazioni più efficienti.

02

Floor sulla quota potenza

Struttura attuale, con quota potenza sul massimo tra potenza media mensile e una soglia minima.

–69%

Contributo minimo garantito; richiede definire il floor.

03

Percentile della curva di ricarica

Struttura invariata: cambia solo il criterio di calcolo della potenza rilevante.

–79%

Massima aderenza all'uso reale; più complessa su misura e SII.

Atlante non indica una preferenza fra i tre criteri: la loro valutazione comparativa spetta alla consultazione.

Un intervento a impatto contenuto per il sistema

Effetti stimati negli scenari di massimo impatto, sulla base degli scenari alternativi illustrati

Costo per il sistema

14–36 M€

mancato gettito annuo negli scenari di massimo impatto

Incidenza

< 0,5%

degli oneri generali di sistema complessivamente raccolti

Effetto potenziale sul CPO

–0,23 €/kWh

sul costo di approvvigionamento del CPO, voce oggi rilevante nella ricarica in DC

In sintesi

Impatto contenuto per il sistema; beneficio strutturale potenziale sulla sostenibilità economica della ricarica pubblica destinato a esaurirsi con la crescita del mercato e dei volumi di utilizzo.

La richiesta ad ARERA

Richiesta principale

In attuazione dell'OS.24, inserire nel Quadro Strategico 2026–2029 l'impegno ad avviare, entro una data definita, una consultazione dedicata alle strutture tariffarie applicabili alle infrastrutture pubbliche di ricarica connesse in media tensione.

Il percorso è già previsto dalla deliberazione 22/2025/R/eel e dispone ormai di dati e proposte tecniche sufficienti.

Misura complementare

Prevedere, **all'esito della consultazione**, una **sperimentazione triennale**, con monitoraggio annuale e clausola di revisione, che consenta anche di valutare e riconoscere l'efficienza nell'utilizzo della rete, inclusa quella ottenuta attraverso sistemi di gestione dinamica della potenza e accumuli.

Non chiediamo una riduzione indiscriminata degli oneri. Chiediamo che la struttura tariffaria riconosca chi investe per ridurre concretamente l'impegno sulla rete e sia coerente con il suo effettivo utilizzo.