

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

353/2026/R/EEL

**INIZIATIVE REGOLATORIE TESE A FAVORIRE LA RICARICA DEI
VEICOLI ELETTRICI IN LUOGHI NON ACCESSIBILI AL PUBBLICO
E AD AGGIORNARE ALCUNE TIPOLOGIE CONTRATTUALI
PREVISTE DAL TIT**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia
Reti e Ambiente 6 ottobre 2026, 352/2026/R/eel

Mercato di incidenza: energia elettrica

6 ottobre 2026

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato dalla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 352/2026/R/eel e illustra gli orientamenti dell'Autorità in relazione ad iniziative regolatorie tese a favorire la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico e ad aggiornare alcune tipologie contrattuali previste dal TIT.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il giorno **9 novembre 2026**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia (DSME)**

***piazza Cavour, 5 - 20121 - Milano
tel. 02.655.65.396
e-mail: servizi_sistema@arera.it
email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it***

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

<i>Executive Summary</i>	5
PARTE I - INTRODUZIONE, CONTESTO E FINALITA'	6
1. La ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico.....	6
2. Lo <i>smart charging</i> in Italia.....	7
PARTE II - LA SPERIMENTAZIONE 541/2020	10
3. Origini, obiettivi e risultati	10
4. Stato dell'arte e proposte	12
5. Ulteriori ipotesi relative agli ambiti di ricarica collettiva e sperimentazioni per future evoluzioni delle logiche tariffarie.....	18
PARTE III – AGGIORNAMENTO DELLE TIPOLOGIE CONTRATTUALI DEFINITE NEL TIT	21
6. Stato dell'arte e obiettivi	21
7. Le proposte formulate nel 2023 e le osservazioni ricevute.....	23
8. Considerazioni, analisi e proposte aggiornate	24
APPENDICE A – Il Controllore d'Infrastruttura di Ricarica (CIR) definito dall'Allegato X alla norma CEI 0-21	29

Executive Summary

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico. Esso costituisce una seconda fase del percorso consultivo avviato nel 2023 e tiene conto delle evoluzioni tecnologiche, normative e regolatorie intervenute negli ultimi anni, con particolare riferimento allo sviluppo dello *smart charging* e all'introduzione dell'obbligo di certificazione dei punti di ricarica privati ai sensi dell'Allegato X alla CEI 0-21 a decorrere dal 1° gennaio 2027. Il documento è articolato in tre parti principali e in un'appendice tecnica dedicata a presentare le principali caratteristiche del Controllore d'Infrastruttura di Ricarica (CIR) e il suo ruolo nell'abilitare automazione, aggregazione e controllo da remoto delle infrastrutture di ricarica.

La Parte I descrive le ragioni che rendono strategica la ricarica privata ai fini della *vehicle-grid integration* e ricostruisce il percorso evolutivo dello *smart charging* in Italia (Capitoli 1 e 2).

La Parte II analizza l'esperienza maturata con la sperimentazione avviata con deliberazione 541/2020/R/eel (Capitolo 3) e sottopone a consultazione due possibili sviluppi futuri (Capitolo 4): la riapertura della sperimentazione dal 1° febbraio al 31 dicembre 2027, adeguandone i requisiti minimi al nuovo quadro normativo e prevedendo eventuali requisiti aggiuntivi ("Proposta 1") e la possibilità di trasformare la misura sperimentale in uno strumento strutturale a partire dal 2028, valutandone vantaggi, criticità e possibili sinergie con altri strumenti regolatori ("Proposta 2"). Viene inoltre discusso il tema di quali eventuali ulteriori iniziative potrebbero risultare funzionali al superamento di alcune delle principali barriere che ancora limitano la diffusione di infrastrutture di ricarica negli ambiti di ricarica privata collettiva, quali condomini, parcheggi aziendali e autorimesse (Capitolo 5).

La Parte III affronta il tema dell'onerosità della ricarica privata effettuata tramite punti di prelievo separati dall'abitazione principale (Capitolo 6) e propone una revisione di alcune definizioni contenute nel TIT, tenendo conto di quanto emerso nei contributi ricevuti dagli operatori nel corso della consultazione del 2023 (Capitolo 7) e definendo anche procedure attuative e meccanismi di transizione da attuare nel 2028 (Capitolo 8).

PARTE I - INTRODUZIONE, CONTESTO E FINALITA'

1. La ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

1.1 I luoghi privati o, più precisamente, non accessibili al pubblico (come singole abitazioni, condomini o sedi aziendali) rappresentano contesti di ricarica dei veicoli elettrici estremamente interessanti ai fini dell'integrazione delle infrastrutture di ricarica nelle reti elettriche esistenti (c.d. *vehicle-grid-integration*), perché i veicoli ricaricano qui la grande maggioranza del proprio fabbisogno di energia¹, rimangono tipicamente in sosta per periodi lunghi (alcune ore) e, di conseguenza, possono essere serviti anche con potenze medio-basse (da 3 a 22 kW). Ne conseguono almeno due vantaggi:

- le potenze più basse aumentano le possibilità di alimentare infrastrutture di ricarica con POD esistenti, senza bisogno di crearne di nuovi e a volte senza neanche bisogno di aumentare la potenza impegnata (grazie a misure di *demand side management*);
- i tempi di sosta prolungati offrono potenziali di flessibilità della domanda indisponibili negli ambiti di ricarica veloci e ultraveloci; è, infatti, soprattutto in questi contesti che si possono sviluppare iniziative di *smart charging* e – in futuro – di ricarica bidirezionale (sotto forma di V2H/V2B o V2G)².

In ragione di tali due vantaggi, la spesa sostenuta dagli automobilisti per la ricarica privata risulta molto spesso inferiore a quella per ricarica pubblica, riducendo i tempi di ritorno degli investimenti compiuti dagli automobilisti per acquistare veicoli elettrici e migliorando le probabilità di raggiungimento degli obiettivi fissati dal nostro Paese per l'elettrificazione dei trasporti.

1.2 L'interesse per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico viene anche rinforzato dalla recente introduzione di "*Prescrizioni e requisiti per l'integrazione dei punti di ricarica dei veicoli elettrici negli edifici non residenziali, nel caso dei parcheggi ad accesso privato*" operata dal decreto ministeriale 10 ottobre 2025 (aggiornando il precedente decreto 26 giugno 2015, c.d. "decreto requisiti minimi") e relativa anche ad edifici esistenti, non soltanto a edifici nuovi o ristrutturati.

1.3 Una parte dei temi trattati nel presente documento è già stata oggetto di consultazione nel 2023, nell'ambito dei capitoli 11 e 12 del documento di consultazione 540/2023/R/eel³. Sulla base non solo delle osservazioni e dei commenti allora raccolti, ma anche delle evoluzioni nel frattempo intervenute sia sul fronte tecnologico sia su quello normativo e regolatorio, si ritiene ora

¹ Statistiche nazionali e internazionali stimano che il 75-80% delle ricariche avvenga in luoghi privati.

² Su questo specifico argomento ARERA ha pubblicato a fine 2024 la Relazione 417/2024/I/eel

³ Cfr. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/540-23>

necessario avviare una seconda fase di consultazione che consenta di definire alcuni aspetti di dettaglio e operativi e di formulare ulteriori orientamenti. Tra le proposte presentate nel 2023 in merito alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico, vengono qui riprese e approfondite le seguenti:

- a) riattivare la sperimentazione avviata con delibera 541/2020/R/eel per offrire gratuitamente una maggiore disponibilità di potenza alle piccole utenze che ricaricano il proprio veicolo nella fascia oraria F3;
- b) introdurre una nuova tipologia contrattuale per le pertinenze dell'abitazione principale e a questa non connesse elettricamente e aggiornare gli ambiti applicativi delle tipologie contrattuali domestica (TD) e "bassa tensione altri usi" (BTAU) definite nel TIT.

- 1.4 Il successivo Capitolo 2 è dedicato ad illustrare l'evoluzione normativa intervenuta negli ultimi anni in merito alla diffusione dello *smart charging* in Italia, poiché questo costituisce un fondamento essenziale per comprendere le finalità delle proposte formulate nelle parti successive del documento. La successiva Parte II è dedicata ad illustrare diverse possibilità di implementazione della proposta a) di cui al punto precedente e formula un'ulteriore ipotesi dedicata agli ambiti di ricarica collettiva; la Parte III illustra in dettaglio le modalità di implementazione della proposta b) di cui al punto precedente.

2. Lo *smart charging* in Italia

- 2.1 Come noto, il 31 gennaio 2020 è stato pubblicato il **DM *Vehicle-to-grid***, con cui promuovere una sempre migliore integrazione tra reti elettriche e sistemi di ricarica dei veicoli elettrici. Una delle azioni previste fu anche l'affidamento di un incarico ad ARERA e al Comitato Elettrotecnico Italiano (nel seguito: CEI) per predisporre *«specifiche tecniche minime, perseguendo principi di semplicità ed economicità, che i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle infrastrutture di ricarica, devono possedere ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento»*.
- 2.2 In attuazione di tali disposizioni, a fine 2022 avvenne la pubblicazione da parte del CEI dell'**Allegato X** alla norma CEI 0-21, nel quale venivano definite le specifiche funzionali del "Controllore d'Infrastruttura di Ricarica" (CIR). A corredo di tale Allegato, venne sviluppata a inizio 2023 anche la specifica CEI PAS 57-127 (specifiche di dettaglio dell'interfaccia logica di comunicazione tra CIR e Operatore Remoto).
- 2.3 Molto più recentemente, a gennaio scorso, nell'ambito del recepimento della Direttiva RED III, **l'art.23 del D.lgs. n.5/2026** ha introdotto l'obbligo di certificare tutti i punti di ricarica realizzati dal 1° gennaio 2027 proprio ai sensi dell'Allegato X alla CEI 0-21, con conseguenze positive in termini di possibilità

di aggregazione, automazione e controllo da remoto dei processi di ricarica. In altre parole, con questa recente disposizione l'Italia mette a frutto il lungo impegno già profuso in merito a *smart metering* e *smart charging* standardizzato, per abilitare tecnologicamente tutti gli ambiti di ricarica privati ad essere aggregati e controllati da remoto con potenziali grossi benefici in termini di gestione flessibile della domanda.

- 2.4 A seguito dell'introduzione di tale obbligo, il CEI ha evidenziato il cambio di natura dell'Allegato X rispetto a quanto inizialmente previsto dal DM *Vehicle-to-grid*: non si configura più semplicemente come una norma volontaria applicabile da parte di coloro che vogliano erogare servizi ancillari o vogliano beneficiare di altre opportunità offerte dalla regolazione ARERA (come era previsto nella versione di fine 2022), ma come una norma da applicare obbligatoriamente per certificare tutti i nuovi punti di ricarica installati in luoghi non accessibili al pubblico. Da tale constatazione sono conseguite numerose revisioni al testo originario, una nuova inchiesta pubblica sviluppata tra i mesi di giugno e luglio e, infine, la pubblicazione di una nuova versione della norma ad agosto 2026 (CEI 0-21:V1)⁴.
- 2.5 La **nuova versione** dell'Allegato X alla CEI 0-21, corredata dalla nuova versione della CEI PAS 57-127, consolida e precisa alcune previsioni già introdotte nella prima versione, rendendo il CIR un apparato ancora più utile e funzionale per un'efficace integrazione tra reti elettriche e sistemi di ricarica dei veicoli. Si evidenzia in particolare che:
- viene introdotta l'obbligatorietà di utilizzare il canale di comunicazione Chain 2 – ovunque disponibile – per acquisire direttamente dallo *smart meter 2G* tutti i dati necessari ad una corretta modulazione della potenza di ricarica, potendo in tal modo tenere conto anche di situazioni particolari quali la variazione nel tempo della disponibilità di potenza alla connessione⁵, l'applicazione di fasce orarie personalizzate dal venditore, ecc.;
 - vengono meglio precisate le modalità con cui il CIR deve essere certificato per garantire l'erogazione di servizi di distacco in sotto-frequenza, contribuendo così in modo automatico al corretto bilanciamento della rete;
 - viene ampliata la gamma di architetture hardware adottabili per realizzare CIR che comunichino in modo standardizzato con i *Remote Operator (RO)*, grazie al doppio protocollo ora previsto dalla CEI PAS 57-127⁶.

In Appendice A sono illustrate le principali caratteristiche del CIR descritte nell'ultima versione dell'Allegato X.

⁴ Scaricabile qui: <https://www.ceinorme.it/documenti-gratuiti/norme-cei-0-16-e-0-21/>

⁵ Come già oggi avviene grazie alla sperimentazione 541/2020 ed in futuro potrebbe avvenire in modo anche più dinamico con la sottoscrizione di *Flexible Connection Agreements*.

⁶ Cfr. <https://static.ceinorme.it/strumenti-online/doc/26428.pdf>

- 2.6 In parallelo e a parziale supporto del percorso di normazione primaria e tecnica fin qui descritta, ARERA ha avviato l’iniziativa autonoma oggetto della successiva Parte II, la sperimentazione 541/2020, che ha fornito un importante stimolo allo sviluppo del mercato dei dispositivi di ricarica smart, come verrà meglio chiarito più avanti. Nella seguente Figura 2.1 viene illustrata schematicamente l’evoluzione temporale dei provvedimenti relativi allo smart charging in Italia.

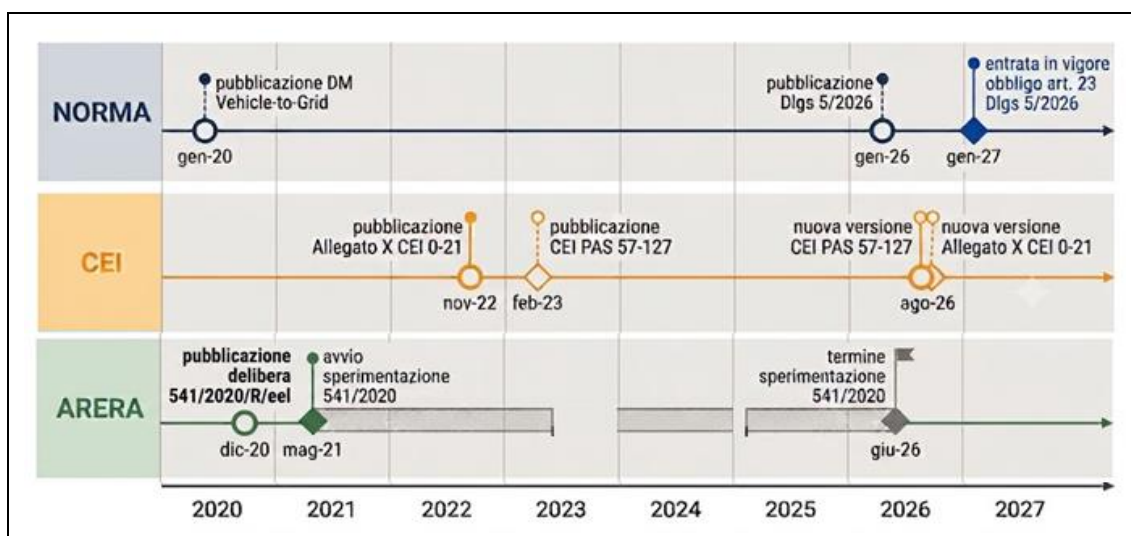


Figura 2.1 - Sequenza temporale delle iniziative normative e regolatorie inerenti allo *smart charging* tra 2020 e 2026

PARTE II - LA SPERIMENTAZIONE 541/2020

3. Origini, obiettivi e risultati

- 3.1 Come noto, con la **deliberazione 541/2020/R/eel** l'Autorità ha avviato una sperimentazione (nel seguito: sperimentazione 541/2020) tesa a sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici installati presso clienti connessi in bassa tensione al fine di offrire, a parità di spesa e nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva⁷. La delibera ha previsto che l'adesione a tale iniziativa sperimentale da parte dei clienti finali sia volontaria e condizionata, in particolare, alla dimostrazione di avere installato un dispositivo di ricarica di veicoli elettrici che rispetti determinati requisiti minimi, necessari ad abilitare una comunicazione bidirezionale con attori esterni (es. aggregatori) per monitoraggio e controllo da remoto.
- 3.2 Queste le **principali finalità** perseguite dalla sperimentazione 541/2020:
- a) orientare il mercato verso la scelta di dispositivi di ricarica fissi⁸, installati a regola d'arte⁹ e di tipo «*smart*», cioè tali da agevolare un controllo da remoto e l'eventuale fornitura di servizi di dispacciamento e/o di flessibilità locale;
 - b) valorizzare le caratteristiche di flessibilità offerte dai contatori elettronici, di prima e di seconda generazione, già installati in tutte le utenze italiane connesse in BT;
 - c) applicare concretamente principi di “ricarica intelligente” per sfruttare al meglio le infrastrutture elettriche già esistenti, sia spingendo i consumatori ad attuare volontariamente pratiche di *time-shifting* (ricaricando di notte o nei giorni festivi anziché nelle ore preserali o della prima mattina, quando si registra mediamente la maggior parte dei picchi di prelievo) sia abilitando la possibilità di offrire servizi di flessibilità tramite controllo/aggregazione da remoto;
 - d) raccogliere dati ed elementi utili a studiare meglio il fenomeno della ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati;
 - e) valutare la possibilità di estendere la misura anche ad altre tecnologie (per es. a soluzioni di accumulo domestico di energia elettrica, in virtù del principio di neutralità tecnologica) o ad altri contesti.
- 3.3 Per quanto riguarda la **definizione di “dispositivo di ricarica *smart*”** da adottare come requisito minimo di accesso alla sperimentazione, è stata la delibera stessa

⁷ Fino a 6,05 kW per clienti con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 4,5 kW.

⁸ Cioè installando un dispositivo che consenta la ricarica secondo il modo 3 definito dalla norma CEI EN 61851.

⁹ Installazione corredata dalla Dichiarazione di Conformità (DiCo) prevista dal DM 37/08.

ad indicarla¹⁰; per il primo periodo di attuazione (tra il 1° maggio 2021 e il 30 aprile 2023) tale scelta è stata compiuta nelle more della pubblicazione dell'Allegato X da parte del CEI, mentre successivamente (tra la seconda metà del 2023 e la prima metà del 2026) è stata confermata perché sul mercato non risultavano ancora disponibili dispositivi di ricarica dichiarati conformi ai nuovi standard CEI (Allegato X e PAS 57-127).

- 3.4 I **risultati conseguiti** dalla sperimentazione nei primi anni sono stati presentati nel documento 540/2023/R/eel, nei Rapporti pubblicati annualmente dal GSE e nelle Relazioni Annuali pubblicate dall'Autorità tra il 2024 e il 2026¹¹. Nell'ultimo anno di funzionamento il tasso di richieste di adesione è cresciuto al di sopra delle aspettative, fino a superare le 500 richieste al mese¹²; complessivamente sono state presentate oltre 11.500 richieste, di cui circa 3 su 4 sono risultate rispettare tutti i requisiti e hanno portato ad effettiva attivazione. Al contempo, si è assistito anche ad un costante sviluppo del mercato dei dispositivi di ricarica *smart*, con una crescita del numero di modelli disponibili all'acquisto (oltre 220 dispositivi da 37 diversi costruttori), ad una evoluzione delle funzionalità (gestione dinamica del carico e possibilità di programmazione oraria) e ad una stabilizzazione/riduzione dei prezzi per acquisto e installazione¹³. Si tratta di risultati di indubbio rilievo, che dimostrano come l'iniziativa promossa da ARERA abbia nel tempo attirato un effettivo interesse da parte sia dei clienti finali sia dell'industria, in buona parte italiana, verso la diffusione di dispositivi di ricarica sempre più tecnologicamente avanzati.

Ulteriore ipotesi avanzata in consultazione

- 3.5 Nel documento di consultazione 540/2023/R/eel (cfr. il Box III.4 al Capitolo 11) era stata avanzata la proposta di estendere l'ambito di applicazione della sperimentazione 541/2020/R/eel anche ai POD dedicati ad **ambiti di ricarica privata collettiva**¹⁴ con potenza impegnata pari a 10 kW¹⁵, offrendo loro la possibilità di ottenere gratuitamente la disponibilità di 16,5 kW nella fascia oraria F3. La proposta nasceva dalla constatazione (già espressa nel documento di consultazione 449/2022/R/eel e condivisa dagli operatori) che i contesti di ricarica

¹⁰ L'art.4, co.1, ha previsto che *“Per accedere alla sperimentazione è necessario che il dispositivo di ricarica sia almeno in grado di:*

- *misurare e registrare la potenza attiva di ricarica del veicolo elettrico e trasmettere tale misura a un soggetto esterno designato dal cliente (come ad esempio un aggregatore);*
- *ricevere ed attuare comandi assegnati da tali soggetti designati dal cliente, quali riduzione della potenza massima di ricarica e incremento o ripristino della potenza massima di ricarica.”*

¹¹ cfr. par. 3.3.2 nel secondo volume delle edizioni 2024, 2025 e 2026 (<https://www.arera.it/chi-siamo/relazione-annuale/relazione-annuale-2026>).

¹² A fronte delle circa 100 medie mensili fino al 2023 e delle circa 240 nel biennio 2024-2025.

¹³ Il prezzo medio registrato tra 2021 e 2026 si è assestato intorno ai 1.330 €; negli ultimi tre anni il prezzo medio è calato dal valore massimo di 1.443 € al valore minimo di 1.247 € medi annui, mostrando dunque una variabilità di circa ± 100 € intorno al valor medio su sei anni.

¹⁴ Condomini, sedi aziendali e autorimesse, dove un'unica connessione alla rete elettrica alimenta tanti punti di ricarica.

¹⁵ Si rammenta che, ai sensi del comma 8.7 del TIC, nel caso di POD su cui è installato un limitatore, la potenza disponibile è almeno del 10% superiore alla potenza contrattualmente impegnata.

collettiva possano offrire modalità di ricarica molto interessanti per chi non dispone di possibilità di ricarica presso la propria abitazione e a volte anche più economica rispetto sia a quella in luoghi accessibili al pubblico sia a quella privata individuale (laddove il punto di ricarica non sia alimentato dal medesimo POD dell'abitazione).

3.6 Tale proposta non era tuttavia poi stata implementata, poiché le osservazioni raccolte in consultazione avevano evidenziato complessità operative ed un probabile ristretto numero di utenze interessate. In particolare:

- nei contesti condominiali sarebbe opportuno restringere la possibilità di adesione alla sperimentazione ai soli POD dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli elettrici o, in ogni caso, a POD che non alimentano anche utenze critiche come gli ascensori;
- l'aumento di potenza disponibile da 11 a 16,5 kW non può seguire procedure "automatiche" simili a quelle previste per l'aumento da 3,3 a 6 kW, perché sarebbe sempre necessario un sopralluogo del distributore; sarebbe tuttavia difficile organizzare tale sopralluogo e gestire gli eventuali successivi adempimenti (eventuale preventivazione ed esecuzione lavori) senza un coinvolgimento attivo dell'impresa di vendita; una soluzione alternativa basata sull'attivazione di meccanismi di coordinamento e scambio delle informazioni tra distributore e GSE rischierebbe di incorrere in complessità operative legate al rispetto delle normative sulla tutela dei dati personali.

4. Stato dell'arte e proposte

Stato dell'arte

- 4.1 Dopo l'emanazione del D.lgs. 5/2026 (cfr. punto 2.3) e il conseguente aggiornamento della normativa tecnica di riferimento, la **situazione di mercato** è destinata a cambiare rapidamente, con una progressiva immissione sul mercato tra fine 2026 e inizio 2027 di dispositivi di ricarica conformi all'Allegato X. La conformità dei nuovi punti di ricarica privati a questo standard tecnico è da ritenersi un elemento chiave per abilitare l'effettiva possibilità di controllare in modo coordinato tante risorse di piccole dimensioni per offrire servizi alle reti elettriche. È tuttavia bene evidenziare come l'obbligo per i PdR di essere dichiarati conformi all'Allegato X rappresenti una condizione necessaria ma da sola non sufficiente per garantire controllabilità e aggregabilità da remoto.
- 4.2 Per meglio chiarire questo aspetto, la Figura 4.1 schematizza un esempio del "**percorso evolutivo**" che potrebbe seguire un PdR privato domestico prima di poter essere considerato affidabile, sicuro e completamente gestibile da remoto. Diverse iniziative normative e regolatorie promosse nel corso degli ultimi anni hanno spinto il mercato dei PdR privati domestici verso successivi livelli di avanzamento di questo percorso; ad esempio:

- il riconoscimento di detrazioni fiscali per l'installazione di wallbox come misura di accompagnamento ad altri interventi ha spinto gli automobilisti verso lo step 1a;
- il bonus colonnine domestiche 2022-2024 promosso dal MIMIT negli anni scorsi ha spinto verso lo step 1b;
- la sperimentazione 541/2020 ha contribuito a spingere le scelte degli automobilisti verso lo step 2a;
- l'art. 23 del D.lgs. 5/2026 spingerà dal 2027 verso lo step 2b.

Figura 4.1 – Esempificazione schematica del “percorso evolutivo”
che potrebbe seguire un punto di ricarica domestico per arrivare a diventare una risorsa di flessibilità affidabile, sicura ed effettivamente disponibile per il sistema elettrico

Step	Descrizione	Principale obiettivo
0	ricarica in modo 2 (cavo con spina)	possibilità di ricarica privata
1a	PdR in modo 3 (wallbox o colonnina)	maggiore affidabilità
1b	PdR in modo 3 installato a regola d'arte (DiCo)	maggiore sicurezza
1c	<i>PdR in modo 3 con $P > 3,7$ kW</i>	<i>maggiore velocità e flessibilità</i>
2a	PdR "smart"	abilitazione a connessione da remoto
2b	PdR conforme all'Allegato X	gestione dinamica del carico, distacco in sotto-frequenza e abilitazione a connessione da remoto
3	PdR effettivamente connesso a internet	effettivo monitoraggio e controllo da remoto da parte del proprietario
4	PdR oggetto di contratto tra proprietario/gestore e RO	effettivo controllo da remoto da parte terza autorizzata dal proprietario

Proposta 1 – Riattivazione della sperimentazione 541/2020 nel solo 2027

- 4.3 L'entrata in vigore dal 1 gennaio 2027 dell'obbligo di certificazione ai sensi dell'Allegato X rende di fatto sostanzialmente superata la prima finalità della sperimentazione 541/2020 (cfr. lettera a) del precedente punto 3.2), poiché da quel momento in avanti tutte le nuove installazioni di stazioni di ricarica in luoghi privati saranno già necessariamente dotate di funzionalità *smart* standardizzate. Ciononostante, il mantenimento dell'opportunità per i clienti di aderire ad un'iniziativa sperimentale simile alla 541/2020 consentirebbe di proseguire nel perseguimento delle finalità indicate con le lettere c) e d) al precedente punto 3.2 ed eventualmente anche di ulteriori; potrebbe quindi essere opportuno prevedere un'**ulteriore finestra temporale per l'adesione** dal 1 febbraio al 31 dicembre 2027.

4.4 In caso di riattivazione nel 2027, tuttavia, i **requisiti minimi** di ingresso dovrebbero essere sicuramente modificati, innanzitutto per risultare perfettamente coerenti con quanto stabilito dall'art. 23 del D.lgs. 5/2026. La certificazione del punto di ricarica ai sensi dell'Allegato X potrà avvenire tramite verifica dei contenuti della Dichiarazione di Conformità (DiCo) rilasciata al cliente dall'impresa che effettua l'installazione (la cui trasmissione al GSE è già obbligatoria per poter aderire alla sperimentazione); potrebbe quindi risultare ormai superfluo che il GSE costruisca e mantenga aggiornato **l'elenco dei dispositivi idonei** oggi previsto dal comma 4.3 della delibera 541/2020. Ciononostante, almeno in una prima fase di attuazione dell'obbligo definito dall'art. 23 del D.lgs. 5/2026, il mantenimento di questa attività in capo al GSE potrebbe continuare ad essere utile per le seguenti finalità:

- evidenziare i dispositivi che offrono caratteristiche ulteriori, quali la "Programmazione oraria" (menzionata nel successivo punto 4.5);
- agevolare clienti ed installatori nella scelta di dispositivi di ricarica già conformi all'Allegato X o all'identificazione dei CIR esterni che possono essere applicati ad alcuni dispositivi per renderli conformi¹⁶;
- monitorare l'evoluzione nel tempo dell'offerta di mercato dei dispositivi di ricarica (in termini di numero di modelli e di costruttori ed eventualmente di funzionalità aggiuntive).

4.5 Il riavvio della sperimentazione per tutto il 2027 potrebbe non solo fungere da misura di accompagnamento e sostegno all'entrata in vigore del nuovo obbligo di carattere tecnologico, ma anche al suo potenziamento e alla progressiva abilitazione di nuove risorse di flessibilità, contribuendo a promuovere **alcune caratteristiche ulteriori** rispetto a quelle minime indicate dalla norma tecnica, quali:

- Programmazione oraria¹⁷ – per facilitare il *time-shifting*, i dispositivi di ricarica dovrebbero consentire ai clienti di impostare la modifica automatica della potenza assorbita, in funzione di fasce orarie giornaliere e/o settimanali definite dal cliente, al fine di poter sfruttare al meglio non solo la sperimentazione 541/2020 ma anche eventuali offerte commerciali basate su fasce orarie personalizzate o su prezzi dinamici; tale funzionalità, pur essendo già da anni censita dal GSE nell'ambito dell'elenco dei dispositivi di ricarica idonei¹⁸, risulta ancora oggi non implementata in circa un terzo dei dispositivi censiti.
- Connessione stabile a internet - Come accennato in precedenza, la certificazione di un punto di ricarica ai sensi dell'Allegato X alla norma CEI

¹⁶ È importante evidenziare che un punto di ricarica può risultare conforme all'Allegato X anche tramite connessione di un CIR esterno ad un dispositivo di ricarica che non ne fosse originariamente dotato.

¹⁷ Così descritta dal GSE: "indica se il dispositivo consente di impostare la modifica automatica della potenza assorbita, in funzione della fascia o dell'orario giornaliero e settimanale, al fine di sfruttare al meglio i vantaggi della suddetta delibera."

¹⁸ Cfr. <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/agevolazioni-per-la-ricarica-dei-veicoli-elettrici/elenco-dispositivi>

0-21 garantisce che tale punto di ricarica sia tecnologicamente abilitato alla comunicazione con un RO, ma non che il canale di comunicazione tra il CIR e internet venga effettivamente attivato dal cliente in modo stabile (step 3 indicato in Tabella 4.1)¹⁹; in alcune situazioni, stabilire tale connessione permanente può risultare complesso e/o costoso – come nel caso di posti auto troppo lontani dal *router* domestico o troppo sotterranei per essere raggiunti dai segnali delle reti mobili 2G/3G – e per questo motivo la sua inclusione tra i requisiti minimi per accedere alla sperimentazione potrebbe fungere da stimolo al superamento di tali ostacoli.

- 4.6 Oltre a valutare l'eventuale finestra di riapertura dei termini per raccogliere nuove adesioni alla sperimentazione 541/2020, è anche necessario definire per quanto tempo si dovranno **mantenere attivi i criteri sperimentali di gestione dei contatori** elettronici (definiti all'art. 6 della delibera) per i nuovi clienti aderenti: si ritiene che tale termine possa essere fissato al 28 febbraio 2029, in modo tale che anche gli ultimi aderenti possano beneficiare della sperimentazione per dodici mesi.

Spunti di consultazione

S.1. Si concorda con la proposta di riaprire la possibilità di aderire alla sperimentazione 541/2020 dal 1/2/2027 al 31/12/2027 ma sulla base di requisiti minimi coerenti con il nuovo quadro normativo?

Se si è risposto affermativamente allo spunto precedente:

S.2. Si concorda con la proposta di ridefinire i requisiti minimi in modo tale da, non solo adeguarli alla nuova normativa, ma anche integrarli con i seguenti:

- a. Funzione di programmabilità temporale? Se no, perché?*
- b. Richiesta corredata da una dichiarazione dell'installatore che attesti l'avvenuta connessione del dispositivo di ricarica alla rete internet? In caso di parere negativo, quali proposte alternative si ritiene di poter formulare per promuovere l'effettiva controllabilità da remoto dei punti di ricarica conformi all'Allegato X della CEI 0-21?*

S.3. Si concorda con la proposta di fissare al 28 febbraio 2029 la data ultima di applicazione dei criteri sperimentali di gestione dei misuratori elettronici per i clienti che aderiscano nel 2027?

S.4. Si concorda con la proposta di confermare l'incarico al GSE di predisporre e mantenere aggiornato l'elenco dei dispositivi di ricarica idonei alla sperimentazione, in base ai nuovi requisiti? Se no, perché?

¹⁹ Una connessione stabile tra il CIR e internet può avvenire tramite installazione nel CIR (o nella wallbox) di una SIM attiva oppure tramite connessione (cablata o Wi-Fi) al router internet del cliente;

Proposta 2 – Trasformazione della sperimentazione in misura strutturale dal 2028

- 4.7 A distanza di cinque anni dal primo avvio di questa iniziativa sperimentale e delle evoluzioni nel frattempo intervenute sul fronte tecnologico e su quello normativo, in vista dell'avvio del nuovo periodo regolatorio dal 1 gennaio 2028, sarebbe importante valutare la possibilità e la convenienza di trasformare l'iniziativa sperimentale in una **misura strutturale**, integrata nel TIC e senza indicazione di alcuna data di scadenza. Una tale decisione, che si inserirebbe a pieno titolo nell'alveo delle iniziative promosse al fine di soddisfare quanto richiesto dall'art. 13-bis del D.lgs. 257/2016 e s.m.i.²⁰, potrebbe comportare sia sicuri vantaggi sia alcuni possibili rischi:
- a. da un lato fornirebbe un quadro di stabilità regolatoria utile sia ai clienti finali per pianificare i propri investimenti in veicoli elettrici sia ai distributori per efficientare i processi operativi/informatici necessari a gestire le comunicazioni che arrivano dal GSE e ad attivare i criteri speciali per il funzionamento dei misuratori dei clienti che hanno presentato richiesta;
 - b. con una prospettiva di lungo periodo, sarebbe anche possibile definire standard di qualità commerciale relativi a queste nuove prestazioni, con particolare riferimento al rispetto dei tempi di risposta ai flussi provenienti dal GSE, oggi definiti all'art. 5, co. 2, della delibera 541/2020/R/eeel²¹;
 - c. contribuirebbe a migliorare la conoscenza delle tipologie di carichi e delle potenziali risorse di flessibilità connesse alle reti elettriche in BT, considerato che – diversamente da quanto avviene per gli impianti di generazione – i clienti finali non sono tenuti a dichiarare al distributore locale l'installazione di un PdR;
 - d. dall'altro lato, tuttavia, mantenere la fascia oraria F3 come unico riferimento temporale su tutto il territorio nazionale potrebbe rappresentare sia un limite (nel caso di contratti di fornitura basati su fasce orarie personalizzate dal venditore²²) sia un potenziale problema perché, soprattutto in alcune aree cittadine ad alta densità abitativa, la progressiva diffusione della mobilità elettrica e dei punti di ricarica privati potrebbe rischiare di aumentare i fattori di contemporaneità dei prelievi e indurre l'insorgere di fenomeni di congestione delle reti locali.

²⁰ L'art. 23, co.6, del D.lgs. 210/2021 ha integrato il D.lgs. 257/2016 con l'articolo 13-bis, secondo cui "l'ARERA [...] adotta uno o più atti regolatori con i quali definisce le regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privati, alla rete di distribuzione dell'energia elettrica. I gestori dei sistemi di distribuzione collaborano in maniera non discriminatoria con tutti i soggetti pubblici e privati che intendono possedere, sviluppare e gestire punti di ricarica".

²¹ L'esperienza maturata finora ha evidenziato alcune difficoltà di interazione tra il GSE e i distributori locali che, in numero limitato di casi, hanno causato ritardi nell'attivazione della sperimentazione o esiti negativi ingiustificati, perché non derivanti da un'effettiva inidoneità del contatore elettronico o da problemi della rete locale, ma solo da un'inefficace gestione dei flussi comunicativi tra DSO e GSE.

²² Si ricorda che fin dal 2021, tra i requisiti minimi per l'accesso alla sperimentazione 541/2020, è indicato anche che (cfr. comma 3.1) il misuratore elettronico sia "configurato in modo tale che le eventuali fasce orarie personalizzate siano compatibili con l'identificazione dei prelievi di energia effettuati nelle fasce orarie notturne/festive".

- 4.8 Con riferimento alla lettera c del punto precedente, conoscere in quali punti delle reti di distribuzione vengono installati punti di ricarica di veicoli elettrici aderenti a questa iniziativa potrebbe fornire al DSO informazioni utili ad una migliore prevedibilità dei carichi e valutazione delle risorse di flessibilità potenzialmente disponibili in una data area; ciò potrebbe **promuovere sinergie con alcuni strumenti di regolazione** già oggi attivi, quali i progetti pilota per l’approvvigionamento di risorse di flessibilità locale (delibera 352/2021/R/eel) e i piani di sviluppo delle reti di distribuzione per le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali (deliberazione 296/2023/R/eel), nell’ambito dei quali è già prevista la necessità di tenere conto *“dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici”*.
- 4.9 A titolo di esempio, per favorire l’approvvigionamento di risorse di flessibilità da parte di aggregatori e gestori di comunità energetiche, tutelando al contempo l’identità e i dati di prelievo dei singoli clienti aderenti, si potrebbe chiedere al GSE di pubblicare sul proprio sito internet **i profili di prelievo aggregati** relativi a tutti i POD che hanno aderito all’iniziativa “6 kW in F3” all’interno di una medesima area di riferimento (pari ad esempio all’area sottesa da una cabina primaria, il cui perimetro è già reso pubblico a fini di costituzione delle comunità energetiche rinnovabili). Quale ulteriore garanzia per una piena tutela dei dati di prelievo di singoli utenti, sarebbe anche possibile prevedere che l’obbligo di pubblicazione delle curve di prelievo scatti solo dopo il raggiungimento di un numero minimo di utenti aderenti nella medesima area (ad esempio 20).
- 4.10 Con riferimento alle potenziali problematiche descritte alla lettera d del punto 4.7, al fine di tendere a superare i limiti connessi con un riferimento statico alla fascia oraria F3, i DSO potrebbero:
- valutare come definire, per le finalità di cui al presente documento, un insieme di ore **specifico per alcune aree del proprio territorio** (ad es. comunale o provinciale), composto da un numero di ore annue pari a quello della fascia F3 ed eventualmente differenziato anche su base stagionale: verrebbe così definito un insieme di ore, in cui aumentare la potenza disponibile fino a 6 kW, più mirato ad evitare congestioni locali e che potrebbe anche risultare sinergico con eventuali progetti pilota che il DSO avesse avviato ai sensi della delibera 352/2021/R/eel, per l’approvvigionamento di servizi di flessibilità locale²³;
 - eventualmente indicare alcune aree della propria rete **temporaneamente non idonee** per l’adesione alla misura “6 kW in F3”; tale inidoneità dovrebbe tuttavia essere motivata in modo specifico²⁴ e avere una durata limitata nel

²³ Dal punto di vista delle imprese di vendita, l’eventuale implementazione di una fascia oraria personalizzata da parte di un DSO potrebbe essere gestita sfruttando la possibilità, offerta da tutti i contatori elettronici 2G, di definire fino a 6 fasce orarie personalizzate.

²⁴ Si ricorda come l’art.15, co.4, del D.lgs. 210/2021 preveda che: *“Il cliente finale la cui richiesta di accesso al sistema di trasmissione ovvero al sistema di distribuzione dell’energia elettrica sia stata rifiutata può richiedere al gestore di trasmettere all’ARERA informazioni sulle misure necessarie per potenziare la rete elettrica. La trasmissione di tali informazioni è in ogni caso dovuta, anche in mancanza di una richiesta del cliente, laddove sia stato rifiutato l’accesso a un punto di ricarica.”*.

tempo, indicativamente tra 2 e 6 mesi, per consentire l'effettuazione di lavori di potenziamento delle reti locali.

Spunti di consultazione

S.5. Si ritiene che l'iniziativa sperimentale promossa con la delibera 541/2020 meriti di essere trasformata in una misura regolatoria stabile? Se sì, quali eventuali modifiche si riterrebbe opportuno apportare? Se no, per quali motivi?

Se si è risposto affermativamente allo spunto precedente:

S.6. Si condivide l'idea di promuovere sinergie tra questa misura regolatoria e altre già promosse da ARERA? Si condivide l'ipotesi formulata al punto 4.9 in merito alla pubblicazione di dati aggregati? Quali proposte alternative o ulteriori si ritiene di poter formulare in proposito?

S.7. Oltre alla possibilità di definire standard di qualità commerciale, quali ipotesi si ritiene di poter formulare per consentire un miglioramento strutturale dell'efficienza dei processi amministrativi necessari all'attivazione dei clienti richiedenti, con particolare riferimento ai flussi comunicativi tra DSO e GSE?

S.8. Quali considerazioni si possono formulare in merito alla possibilità per i DSO di definire insieme di ore personalizzati applicabili in alternativa alla fascia F3 per le finalità di cui al presente documento?

S.9. Si condivide l'ipotesi di consentire al distributore di indicare alcune aree della propria rete temporaneamente non idonee per l'adesione alla misura "6 kW in F3"?

S.10. Quali eventuali ulteriori ipotesi si ritiene possibile formulare per rendere lo strumento più flessibile, evitando un riferimento statico alla fascia oraria F3?

5. Ulteriori ipotesi relative agli ambiti di ricarica collettiva e sperimentazioni per future evoluzioni delle logiche tariffarie

5.1 Anche se le ipotesi avanzate nel documento di consultazione 540/2023/R/eel in merito all'eventuale estensione del meccanismo della sperimentazione 541/2020 anche ai contesti condominiali per ricarica collettiva non avevano poi trovato concretizzazione (cfr. punti 3.5 e 3.6), si ritiene utile formulare ulteriori ipotesi regolatorie focalizzate sui contesti di ricarica privata collettiva (non solo condomini, ma anche autorimesse di quartiere, parcheggi aziendali, ecc.) in considerazione della già evidenziata importanza che possono rivestire per favorire un'efficiente integrazione tra infrastrutture di ricarica e reti elettriche.

5.2 Con l'intento di esplorare i vantaggi di sistema che possono derivare dalla flessibilità dei prelievi associati alla ricarica dei veicoli elettrici, è possibile

immaginare future evoluzioni delle logiche tariffarie che possano offrire ai gestori di queste infrastrutture di ricarica opportunità di riduzione della bolletta energetica e, di conseguenza, del costo medio della ricarica, favorendo in tal modo il superamento di eventuali barriere economiche che possano avere finora contribuito a frenarne lo sviluppo.

- 5.3 A titolo esemplificativo, si potrebbe introdurre un nuovo regime sperimentale applicabile - su richiesta - solamente a POD BTAU dedicati ad alimentare un'infrastruttura di ricarica (IdR) installata a regola d'arte e aggregabile da remoto: in questo caso, diversamente da quanto avviene per la sperimentazione 541/2020, il vantaggio economico non consisterebbe in un aumento gratuito della potenza disponibile in fascia F3, ma nell'applicazione di criteri di calcolo tariffari diversi da quelli ordinari e mirati a stimolare uno spostamento dei prelievi. In questi casi, ad esempio, si potrebbe applicare una definizione di potenza impegnata diversa da quella ordinaria (esemplificata nella Tabella 5.1): il dato di "potenza impegnata" viene calcolato come il valore massimo della potenza prelevata nel corso del mese escludendo le potenze prelevate nelle "ore vuote".

Tabella 5.1 – Esempificazione del metodo di calcolo:
Pmax rappresenta il valore massimo della potenza prelevata mensilmente in ipotetiche fasce orarie

Criterio attuale	P max (kW)	Criterio IPOTESI B	P max (kW)
ore ad alto carico	10	ore ad alto carico	10
ore a medio carico	9	ore a medio carico	9
ore "vuote"	20	ore "vuote"	20
Potenza impegnata (kW)	20	Potenza impegnata (kW)	10

- 5.4 Evidentemente, un tale criterio di calcolo tariffario risulterebbe più favorevole dell'attuale per i clienti che sono più flessibili, cioè in grado di sfruttare al meglio le potenzialità di programmazione e bilanciamento delle ricariche, in modo tale da favorire una concentrazione dei prelievi nella fascia "vuota" e di limitare il numero delle ricariche e soprattutto di evitare la loro contemporaneità nelle restanti ore della settimana. Questo nuovo criterio potrebbe essere applicato agevolmente a tutti i clienti che ricadono nella tipologia contrattuale BTA6 (cioè con potenze disponibili superiori ai 16,5 kW), per la maggior parte dei quali già avviene una fatturazione basata sulla massima potenza prelevata nel mese. Tuttavia, è interessante evidenziare che il medesimo criterio potrebbe venire applicato anche a POD BTAU con potenze disponibili inferiori a 16,5 kW e/o dotati di limitatore, che vengono oggi fatturati in base alla potenza contrattualmente impegnata, anziché alla massima prelevata: i dati necessari al calcolo sono, infatti, già oggi disponibili per tutti i clienti, anche quelli eventualmente ancora dotati di contatore elettronico di prima generazione. Aprire la sperimentazione a tutti i POD BTAU potrebbe, dunque, evitare rischi sia di

discriminazioni tra clienti con e senza limitatore sia di induzione a comportamenti opportunistici indesiderati.

- 5.5 Un'ipotetica nuova sperimentazione tariffaria, quale quella descritta ai due punti precedenti, condividerebbe con la sperimentazione 541/2020 alcune finalità (lo stimolo a spostare le ricariche in fasce orarie di minore impegno delle reti) e la necessità di definire le “ore vuote”, ma se ne dovrebbe differenziare in termini di modello gestionale, perché in questo caso sarebbe necessario coinvolgere nel processo anche le imprese di vendita, oltre alle imprese di distribuzione. Per questo motivo, potrebbe risultare di fatto impossibile affidare al GSE la gestione delle richieste di adesione²⁵. Sarebbe invece probabilmente necessario ricorrere ad un modello di gestione simile a quello che era stato adottato tra 2014 e 2016 per la sperimentazione tariffaria dedicata ai clienti domestici che sceglievano le pompe di calore come unico sistema di riscaldamento dell'abitazione principale, descritto agli articoli 3, 4 e 5 della delibera 205/2014/R/eel²⁶. Tuttavia, l'esperienza maturata negli anni di attuazione di quella sperimentazione aveva evidenziato un limitato numero di venditori interessati ad aderire alla sperimentazione, difficoltà nel mettere a punto le procedure necessarie per l'adesione e nel mantenere aggiornata una pagina dedicata sul proprio sito internet.

Spunti di consultazione

- S.11. Si ritiene che l'ipotesi di nuova sperimentazione tariffaria illustrata in questo capitolo possa essere efficace e meriti quindi di essere oggetto di ulteriori approfondimenti?*
- S.12. In generale, quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito al ruolo che dovrebbero svolgere le imprese di distribuzione in questa iniziativa sperimentale con particolare riferimento sia al flusso dei dati sia alla definizione di fasce orarie specifiche?*
- S.13. Quali eventuali considerazioni specifiche si possono formulare in merito ai requisiti minimi per l'accesso ad una tale sperimentazione, all'approccio di calcolo proposto e al modello gestionale da adottare per una simile iniziativa?*
- S.14. Quali eventuali ulteriori ipotesi si ritiene di poter formulare in merito a possibili sperimentazioni basate su logiche tariffarie che siano in grado di stimolare efficacemente una gestione intelligente delle infrastrutture di ricarica collettiva?*

²⁵ Poiché sarebbe estremamente oneroso per il GSE tenere traccia di quali imprese di vendita decidano di offrire effettivamente tale opportunità, degli effetti legati gli eventuali cambi di fornitore effettuati dal cliente, ecc.

²⁶ <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/14/205-14>

PARTE III – AGGIORNAMENTO DELLE TIPOLOGIE CONTRATTUALI DEFINITE NEL TIT

6. Stato dell'arte e obiettivi

- 6.1 Alla luce dei vantaggi connessi allo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico, già menzionati al Capitolo 1, si ritiene necessario riprendere in considerazione le proposte formulate al Capitolo 12 del documento di consultazione 540/2023/R/eel, per cercare una soluzione anche alle problematiche da tempo evidenziate da più parti in merito all'onerosità della ricarica privata individuale che avviene in **box o posti auto non collegabili elettricamente al POD dell'abitazione principale**. Come noto, in questi contesti risulta necessario richiedere una nuova connessione dedicata (tipicamente con potenza contrattuale compresa tra 3 e 6 kW) e, in base alla regolazione vigente, a questo nuovo POD deve essere applicata la tipologia contrattuale BTAU (di cui all'art.2, co.2, lettera d) del TIT).
- 6.2 La **spesa media unitaria** sostenuta da un automobilista per ricaricare il proprio veicolo elettrico in questi contesti (espressa in c€/kWh) risulta sistematicamente più alta di quella che dovrebbe sostenere se il punto di ricarica fosse collegato direttamente al POD dell'abitazione principale per i seguenti motivi:
- nel caso di connessione del PdR al POD dell'abitazione principale, la spesa media di ricarica corrisponde di fatto al prezzo marginale della fornitura, perché il contributo di connessione e le quote fisse della bolletta vengono già corrisposte, indipendentemente dalla presenza del punto di ricarica;
 - a parità di potenza impegnata, la quota fissa e la quota potenza tipiche di una bolletta BTAU – tipicamente applicata alle imprese – sono tipicamente maggiori di quelle di un cliente domestico (tipologia contrattuale TD, di cui all'art.2, co.2, lettera a) del TIT);
 - la quota fissa e la quota potenza della bolletta possono incidere in modo rilevante nel determinare la spesa media unitaria per ricarica in queste situazioni, laddove sia relativamente piccolo il volume di energia su cui queste vengono ripartite, come nel caso del limitato fabbisogno energetico medio annuo di un'auto elettrica²⁷;
 - essendo percentualmente molto ridotto il numero di contratti di tipologia BTAU intestati a persone fisiche sono poche le imprese di vendita che dedicano un'attenzione particolare a questo segmento – formulando offerte dedicate alle specifiche esigenze degli automobilisti elettrici – e, in alcuni casi, sono state anche segnalate interpretazioni disomogenee in materia di

²⁷ Tra 1.600 e 2.400 kWh/anno per una BEV e molto meno per una PHEV (In base ai dati riportati in Tabella II.3 a pag. 23 del documento 449/2022). l'alta spesa media unitaria è, dunque, una naturale conseguenza del basso fattore di utilizzo elettrico della connessione (compreso tra 3% e 9%).

normativa fiscale e tributaria, che potrebbero in alcuni casi penalizzare ingiustificatamente questo tipo di applicazioni.

- 6.3 Il modo migliore per superare le criticità sopra evidenziate, rispettando pienamente il principio di riflessività delle tariffe ai costi del servizio ed evitando al contempo una proliferazione del numero di POD e della potenza impegnata in ambito privato, consiste senz'altro nel realizzare – ovunque possibile – le già menzionate **infrastrutture di ricarica private collettive**, cioè collegando più PdR ad un unico POD condiviso; tale POD potrebbe essere esistente (cioè già utilizzato per alimentare illuminazione e altri servizi comuni) oppure nuovo e dedicato esclusivamente alla ricarica dei veicoli. Purtroppo, anche a distanza di tre anni dalla precedente fotografia scattata nel 2023, almeno nei contesti condominiali, la realizzabilità di soluzioni di ricarica collettiva parrebbe ancora compromessa dalla difficoltà di ottenere le necessarie approvazioni assembleari e di realizzare impianti del tutto conformi alle disposizioni dei Vigili del Fuoco.
- 6.4 Per questi motivi, nella consultazione 540/2023/R/eel erano già stati ipotizzati interventi regolatori tesi ad introdurre modifiche in alcune definizioni delle tipologie contrattuali elencate nel TIT: tali modifiche dovrebbero avere la **finalità** di ridurre differenze di trattamento tra cliente domestico con possibilità di ricarica presso il POD dell'abitazione e cliente che non dispone di questa possibilità, rispettando tuttavia i seguenti vincoli:
- non rendere questo tipo di soluzioni impiantistiche più convenienti, in termini di spesa per le sole componenti tariffarie, rispetto alle soluzioni impiantistiche collettive sopra descritte;
 - evitare una proliferazione ingiustificata dei POD e/o un inutile sovradimensionamento delle connessioni o delle infrastrutture di rete a monte della connessione (anche dovuto alla difficoltà di bilanciare tra loro i carichi prelevati da diversi PdR realizzati con dispositivi di ricarica non interconnessi);
 - non indurre comportamenti opportunistici o distorsioni nelle logiche progettuali o violazioni al principio generale di aderenza delle tariffe ai costi del servizio.

7. Le proposte formulate nel 2023 e le osservazioni ricevute

7.1 Nell'ambito del documento di consultazione 540/2023/R/eel, in merito alla definizione delle tipologie contrattuali previste dal TIT, erano state avanzate due proposte descritte nella Tabella seguente, ritenute tra loro complementari per rispettare finalità e vincoli sopra descritti.

Tabella 7.1 – Esempificazione schematica del “percorso evolutivo”
che potrebbe seguire un punto di ricarica domestico per arrivare a diventare una risorsa di flessibilità affidabile, sicura ed effettivamente disponibile per il sistema elettrico

PROPOSTA Tipo-1) Tariffa pertinenze: nuova tipologia contrattuale per le pertinenze dell'abitazione principale e a questa non connesse elettricamente

Questa tipologia contrattuale, accessibile solo presentando documentazione catastale che dimostri l'effettiva pertinenza dell'abitazione principale, sarebbe applicabile indipendentemente dal tipo di dispositivi che vengono collegati al POD, purché la potenza impegnata non superi il valore limite di 7 kW.

La nuova tariffa per le pertinenze dovrebbe avere una “struttura mista”, cioè la tariffa di rete sarebbe definita con gli stessi criteri della BTAU (adottando convenzionalmente i corrispettivi della tipologia BTA3), mentre le componenti tariffarie a copertura degli OGS sarebbero fissate pari a quelle dei clienti domestici. In base a quanto chiarito in Appendice 2 del documento 449 (par. 2.1), ciò comporterà un netto abbassamento delle spese per quota potenza, perché le componenti a copertura degli OGS saranno tutte espresse in quota energia.

PROPOSTA Tipo-2) Ridefinizione TD e BTAU: migliorare la definizione delle tipologie contrattuali domestica e BTAU

Per la tipologia contrattuale domestica (art.2, co.2, lettera a) del TIT) si ritiene necessario introdurre una delimitazione più precisa, inserendo il requisito di intestazione a persona fisica (come avviene nel settore del gas²⁸) e introducendo una soglia massima alla potenza massima impegnabile (pari a 15 kW, equivalente a quella già applicata alle utenze non domestiche per fatturazioni basate sulla potenza contrattualmente impegnata).

Per la tipologia contrattuale BTAU (art.2, co.2, lettera d) del TIT), invece, si ritiene di poter eliminare – perché superflui – i riferimenti espliciti al fatto che sia applicabile anche laddove il POD alimenti esclusivamente pompe di calore o infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici poiché ormai, alla luce delle riforme tariffarie intervenute negli scorsi anni, tale specificazione appare pleonastica.

7.2 Le osservazioni pervenute dalla consultazione²⁹ in merito alla proposta di introdurre una nuova tipologia contrattuale dedicata alle pertinenze dell'abitazione principale avevano evidenziato in particolare i seguenti aspetti:

- un ampio apprezzamento per questa proposta;
- la necessità di definire in dettaglio le modalità operative: quale soggetto si debba occupare di verificare la documentazione catastale trasmessa dal cliente, come debba avvenire il cambio di tipologia contrattuale, ecc.;

²⁸ Il TIVG prevede (al comma 2.3 lettera a)) che un PDR possa essere considerato nella titolarità di un cliente domestico solo laddove “il titolare del punto sia una persona fisica”.

²⁹ Consultabili a questa pagina del sito ARERA: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/540-23>

- l'opportunità di estendere il limite di potenza fino a 10 kW, al fine di consentire l'inclusione anche di impianti trifase;
- la necessità di fornire chiarimenti relativi anche alla gestione fiscale e tributaria di questa nuova tipologia di utenza.

7.3 Le risposte pervenute dalla consultazione in merito alla proposta di ridefinire le tipologie contrattuali TD e BTAU avevano evidenziato esclusivamente perplessità relative all'introduzione di una soglia di potenza pari a 15 kW nella definizione della tipologia TD, perché non sarebbero poche le utenze domestiche con potenze superiori e perché l'introduzione di questa soglia rischierebbe di frenare l'elettrificazione dei consumi finali domestici.

8. Considerazioni, analisi e proposte aggiornate

Considerazioni e analisi

- 8.1 In merito alla proposta di introdurre una **nuova tipologia contrattuale dedicata alle pertinenze** dell'abitazione principale, si ritiene di poter procedere con quanto originariamente proposto, con le seguenti precisazioni:
- a) può essere accolta la proposta di alzare il limite di potenza contrattualmente impegnata da 7 a 10 kW, ma limitando la tipologia di pertinenze dell'abitazione principale solo a box e posti auto (escludendo quindi cantine o altri tipi di locali non utilizzabili come parcheggi per auto);
 - b) la verifica dei requisiti di accesso (potenza disponibile e vincolo di pertinenza come riportato sui documenti catastali) può essere svolta secondo le medesime prassi fin qui sempre adottate per verificare la possibilità di attivare forniture per clienti domestici residenti o non residenti, e non sia opportuno prevedere il coinvolgimento di ulteriori soggetti che si debbano occupare di verifiche specifiche;
 - c) l'applicazione a questa nuova tipologia contrattuale dei corretti valori di IVA e accisa - tema che esula dalle competenze istituzionali di ARERA - si ritiene poter avvenire senza che insorgano maggiori complessità interpretative della normativa tributaria e fiscale rispetto alla situazione corrente;
 - d) il passaggio di POD attualmente BTAU a questa nuova tipologia contrattuale potrà essere volontariamente richiesto dal cliente all'impresa di vendita con modalità del tutto simili a quelle già oggi utilizzate per richiedere analoghe variazioni contrattuali (ad es. per il passaggio da tariffa domestica per non residenti a quella per residenti).
- 8.2 In merito alla proposta di **ridefinire le tipologie contrattuali TD e BTAU**, si ritiene di poter procedere con quanto originariamente proposto, anche in considerazione della consistenza attuale e dell'evoluzione numerica con le seguenti considerazioni e precisazioni:

- a) tra 2021 e 2026 i POD di tipo TD intestati a persone giuridiche sono più che raddoppiati, passando da circa 143.700 a oltre 300.000;
- b) a metà 2026 i POD TD intestati a persone fisiche e con potenze impegnate superiori a 15 kW risultano 37.000 (a fronte di circa 30 milioni totali);
- c) non si ritiene sussistere alcun rischio in merito al fatto che l'introduzione di una soglia di 16,5 kW alla potenza contrattualmente impegnabile possa indurre un freno all'elettrificazione dei consumi domestici, per diverse ragioni:
 - i dati raccolti da ARERA nell'ambito delle iniziative promosse negli ultimi dieci anni tra i clienti domestici che hanno scelto di elettrificare i propri consumi utilizzando pompe di calore e/o veicoli elettrici hanno mostrato come:
 - 6 kW rappresenti il valore di potenza contrattualmente impegnata più ricorrente;
 - sia stimabile tra il 40% e il 50% la quota minima dei clienti domestici che, scegliendo di elettrificare i consumi delle proprie abitazioni, ricorre anche all'installazione di un impianto fotovoltaico locale (sempre più spesso anche integrato da sistema di accumulo), così contribuendo a coprire una parte del fabbisogno energetico e di potenza;
 - sono sempre più diffusi e disponibili sul mercato a prezzi contenuti sistemi domotici per il controllo dei carichi, che consentono di programmare l'utilizzo di diversi dispositivi e di automatizzare il bilanciamento dei carichi in modo tale da attuare *peak-shaving* ed evitare l'intervento del limitatore (anche grazie ai dati trasmessi in Chain 2 dal contatore elettronico³⁰);
 - grazie all'evoluzione tecnologica e normativa tesa all'efficientamento energetico delle abitazioni, i nuovi modelli di elettrodomestici, sistemi di raffrescamento e illuminazione mostrano assorbimenti elettrici sempre più contenuti;
- d) 15 kW rappresenta una soglia di potenza contrattualmente impegnata già utilizzata nella regolazione attualmente vigente per:
 - differenziare le modalità di definizione della potenza impegnata, utilizzata a fini di fatturazione dei clienti BTAU: fino a 15 kW (da BTA1 a BTA5) si paga la potenza contrattualmente impegnata, mentre al di sopra (BTA6) si paga in funzione del valore massimo della potenza prelevata nel mese³¹;
 - delimitare l'applicabilità di un sotto-caso della tipologia contrattuale domestica (cfr. comma 2.2, lettera a) punto ii) del TIT).

³⁰ Come già oggi avviene nella maggior parte delle wallbox censite dal GSE per la sperimentazione 541/2020, dotate di sistemi per la gestione dinamica del carico, e avverrà sempre di più dal 2027 grazie alla diffusione del CIR.

³¹ Salvo i casi in cui l'impresa di distribuzione abbia ritenuto necessario installare un limitatore, come previsto dal primo periodo del comma 8.7 del TIC.

Proposta 3 – Riformulazione di parte del comma 2.2 del TIT

- 8.3 La successiva Tabella 8.1 mostra le modalità con cui si propone di modificare il testo del comma 2.2 del TIT per implementare in modo integrato e aggiornato le due misure (Tipo-1 e Tipo-2) descritte nel capitolo precedente.

Tabella 8.1 - Proposte di modifica del TIT

TIT	
TESTO ATTUALE	NUOVO TESTO PROPOSTO
Co. 2.2) a) per <u>utenze domestiche in bassa tensione</u>, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare: i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di punti di ricarica privata per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW; Co. 2.2) d) per <u>utenze in bassa tensione</u> diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e le utenze per la ricarica dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);	Co. 2.2) a) per <u>utenze domestiche in bassa tensione</u>, dove per tali si considerano i contratti intestati a persone fisiche e riguardanti la fornitura di energia elettrica, con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW, utilizzata per alimentare: i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi; a-bis) per <u>pertinenze dell'abitazione principale</u> dove per tali si considerano i contratti intestati a persone fisiche e riguardanti la fornitura di energia elettrica, con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 10 kW, utilizzata per alimentare box o garage accatastati come pertinenze dell'abitazione principale. Co. 2.2) d) per <u>utenze in bassa tensione</u> diverse da quelle di cui alle lettere a), a-bis), b) e c) del presente comma.

- 8.4 Per quanto riguarda la **nuova tipologia contrattuale per le pertinenze**, si ritiene che:
- a) ad essa debba essere applicata una struttura tariffaria articolata nel modo seguente:
- Per quanto riguarda i corrispettivi tariffari per servizi di trasmissione, distribuzione e misura, si applichino i medesimi valori indicati per la tipologia contrattuale BTA3;
 - Per quanto riguarda gli oneri generali di sistema, le componenti A_{SOS} e A_{RIM} debbano assumere i medesimi valori indicati per la tipologia contrattuale TD.
- b) Per garantire piena efficacia della misura e coerenza al quadro regolatorio complessivo, si ritiene altresì necessario adottare le seguenti misure di accompagnamento:
- all'interno del RCU del Sistema Informativo Integrato venga definito il nuovo codice tariffa "PERT";
 - la richiesta di cambio di tipologia contrattuale da BTAU a PERT, presentata dal cliente al proprio fornitore, venga equiparata a qualunque altra richiesta di variazione contrattuale;
 - all'interno del Portale Offerte venga creata una nuova sezione dedicata espressamente alle offerte per le pertinenze dell'abitazione principale;
- 8.5 Per quanto riguarda le **nuove definizioni di TD e BTAU**, la cui entrata in vigore avverrebbe **dal 1 gennaio 2028**, si ritiene che l'implementazione di queste modifiche al TIT necessiti della definizione di precise procedure per eseguire il passaggio della tipologia contrattuale:
- Nel corso dell'anno 2027 i clienti contrattualizzati come TD e con potenza impegnata superiore a 15 kW o intestazione a persona giuridica dovranno ricevere almeno due comunicazioni dirette in merito ai cambiamenti che entreranno in vigore dal 1 gennaio 2028; il testo di tale comunicazione potrà essere definito da ARERA e veicolato dalle imprese di vendita separatamente rispetto alla bolletta;
 - entro il mese di dicembre 2027, i clienti interessati avranno quindi la possibilità di chiedere una riduzione del proprio impegno contrattuale di potenza in modo tale da non superare la soglia di potenza impegnata di 15 kW;
 - nel mese di gennaio 2028, Acquirente Unico identificherà i POD ancora presenti con tipologia contrattuale TD e potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e li passerà d'ufficio alla tipologia contrattuale BTA6.

Spunti di consultazione

- S.15. Si concorda con la riformulazione di parte del comma 2.2 del TIT illustrata in Tabella 7.1? Se no, perché? Quali ipotesi alternative si possono proporre?*
- S.16. Si concorda con i criteri di definizione dei valori dei corrispettivi e delle componenti tariffarie applicabili alla nuova tipologia contrattuale PERT indicate al punto 8.4 a)? Se no, perché e quali variazioni si ritiene proporre?*
- S.17. Si concorda con le misure di accompagnamento illustrate al punto 8.4 b)? Se no perché? Si ritiene necessario prevederne di ulteriori?*
- S.18. Si concorda con le procedure di passaggio da TD a BTA6 illustrate al punto 8.5? Se no perché?*
- S.19. Quali considerazioni si possono svolgere in merito alla necessità/opportunità di mantenere attivo il limitatore di potenza eventualmente già installato presso i POD per i quali viene disposto il passaggio di tipologia da TD a BTA6, visto che l'applicazione di un criterio di fatturazione basato sul valore massimo della potenza prelevata nel mese potrebbe offrire opportunità di risparmio per questi clienti?*

APPENDICE A – Il Controllore d’Infrastruttura di Ricarica (CIR) definito dall’Allegato X alla norma CEI 0-21

A.1 Funzionalità del CIR

L’Allegato X alla norma CEI 0-21 definisce il “Controllore d’Infrastruttura di Ricarica” (nel seguito CIR) come un apparato predisposto per assolvere funzionalità di controllo, regolazione e comando di un’infrastruttura di ricarica, in modalità autonoma e in modalità asservita (alternative tra loro). Per tali finalità, il CIR scambia dati con il misuratore elettronico installato presso il POD, il sistema di controllo dell’Infrastruttura di Ricarica (IdR, che può al suo interno raccogliere 1 o più punti di ricarica, PdR) e con l’eventuale “*Remote Operator*” (o RO, cioè aggregatori o distributori), cioè il soggetto esterno che può venire abilitato dal cliente finale che ha installato il CIR.

L’Allegato X specifica le interfacce di comunicazione che il CIR deve utilizzare per acquisire, ricevere, elaborare e/o inviare tutte le informazioni necessarie all’esecuzione dei seguenti compiti:

- a) la raccolta dei dati relativi alla misura della potenza prelevata dall’infrastruttura di ricarica, della potenza scambiata con la rete al POD e, opzionalmente, della potenza prelevata ed immessa da eventuali generatori e/o accumuli presenti in impianto;
- b) lo scambio di dati con il RO;
- c) la regolazione dinamica e parametrizzabile della potenza prelevata al POD dalla IdR, al fine di ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici in modalità V1G (ricarica unidirezionale), in funzione dell’assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell’utenza, di eventuale produzione in loco e della potenza effettivamente disponibile alla connessione;
- d) la fornitura di un contributo alla sicurezza del sistema elettrico tramite risposta automatica a eventi di sotto-frequenza (basata sulla disponibilità di una misurazione locale della frequenza di rete).

In particolare, l’Allegato X prevede che il CIR:

- per quanto riguarda il punto a), legga i dati inviati dal misuratore intelligente 2G tramite il protocollo Chain 2 (introdotto con la deliberazione 87/2016/R/eel e poi definito in dettaglio dalle specifiche tecniche CEI TS 13-8x)³², ogni qualvolta questa sia effettivamente disponibile per il POD a cui è connesso; qualora la Chain 2 non sia

³² Come chiarito nell’Allegato X, la Chain 2 rappresenta una tecnologia chiave per garantire lo sviluppo di dispositivi "a prova di futuro" e di potenziale grande valore per gli utenti elettrici italiani connessi a reti BT. Come chiarito dai casi d'uso descritti nella CEI TS 13-82, grazie alla Chain 2, il cliente può accedere in modo semplice ed economico a molte informazioni fornite direttamente dal contatore intelligente 2G e preziose per abilitare servizi ad alto valore aggiunto, quali ad esempio la programmazione in base a fasce orarie personalizzate dal venditore, contratti di connessione flessibili (in cui la potenza disponibile cambia nel tempo), ecc.

disponibile, le misure di potenza sono acquisite da un sistema di misura apposito, installato nelle vicinanze del misuratore intelligente;

- per quanto riguarda il punto b), utilizzi uno dei due protocolli di comunicazione standard descritti nel documento CEI PAS 57-127:2026, che rappresentano una delle innovazioni più rilevanti di questa norma, perché favorisce lo sviluppo di piattaforme informatiche di aggregazione indipendenti da marca/modello dei dispositivi di ricarica (o dei veicoli) controllati.

A.2 Modalità di realizzazione e installazione del CIR

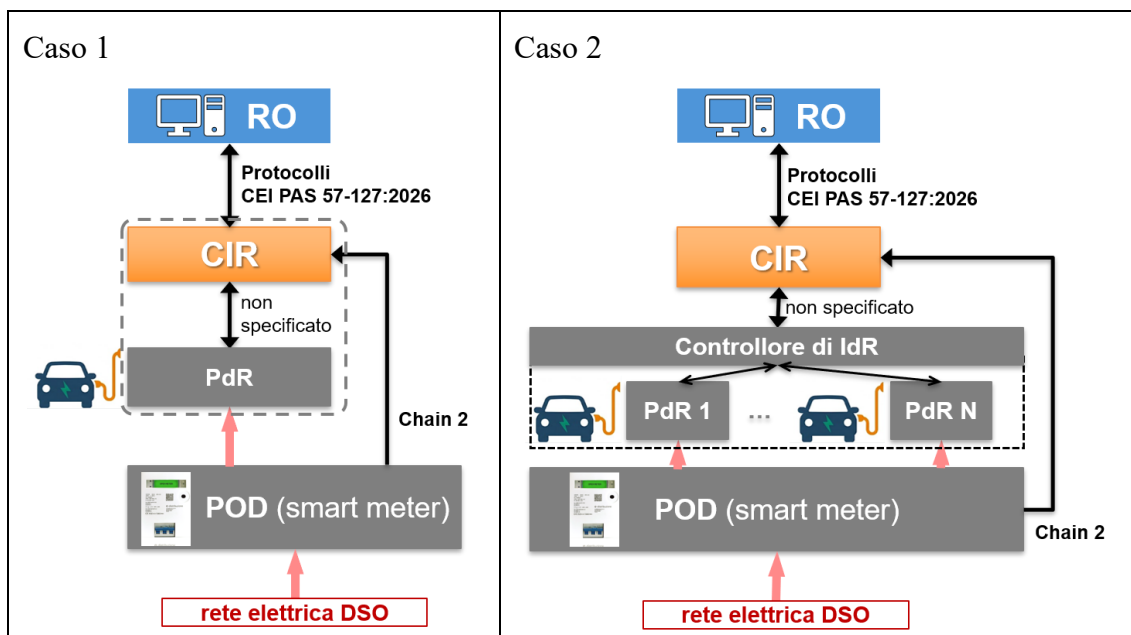
L'Allegato X prevede la presenza di un solo CIR per ciascun punto di interconnessione con la rete (POD), indipendentemente dalla dimensione dell'infrastruttura di ricarica (IdR), cioè del numero di PdR che vengono controllati. Il CIR può essere un'apparecchiatura indipendente oppure essere integrato in un dispositivo di ricarica o in altre apparecchiature quali il sistema di gestione dell'energia elettrica (CEM) o, in futuro, nel "Controllore di Impianto BT" (CIBT)³³.

Per chiarire le relazioni tra le diverse componenti dell'impianto d'utenza, l'Allegato X contiene uno schema dettagliato ed esaustivo per tutte le possibili configurazioni che si possono riscontrare. La Figura seguente può, tuttavia, risultare utile per esemplificare le configurazioni dei flussi energetici e di comunicazione tra POD, CIR, dispositivi di ricarica (o PdR) ed eventuale *Remote Operator* nei due casi forse più frequenti:

- il Caso 1) rappresenta la tipica situazione di ricarica privata individuale, in cui il POD alimenta 1 solo dispositivo di ricarica (con 1 o 2 PdR); in questo caso il CIR può essere o meno integrato all'interno del dispositivo di ricarica;
- il Caso 2) rappresenta la situazione di un ambito di ricarica privata collettiva (es. condominio, parcheggio aziendale, rimessa di quartiere), in cui il POD alimenta 2 o più dispositivi che compongono l'IdR; in questo caso il CIR è esterno ai dispositivi di ricarica e si interfaccia con il controllore della IdR, che a sua volta bilancia la potenza disponibile tra i diversi PdR.

Nel caso 2), l'obbligo di installare un "punto di ricarica certificato ai sensi dell'Allegato X" non potrà essere assolto semplicemente acquistando un "dispositivo conforme", ma sarà necessario che l'impresa installatrice rilasci una Dichiarazione di Conformità dell'installazione (ai sensi del DM 37/08), nell'ambito della quale attesti di avere verificato il corretto collegamento tra il CIR e tutti i PdR.

³³ Il termine CIBT si riferisce ad un apparato che mira a garantire osservabilità e controllo di generatori e unità di consumo connesse a reti elettriche in bassa tensione; l'esatta definizione di funzionalità e caratteristiche del CIBT è oggetto di lavoro in corso presso il CEI per la stesura di un nuovo allegato alla norma CEI 0-21.



A.3 Opportunità e limiti connessi con l'applicazione dell'Allegato X

L'Allegato X alla CEI 0-21 rappresenta una norma tecnica molto interessante e utile per promuovere quella *vehicle-grid-integration* che, malgrado l'ampio interesse che ha attirato negli ultimi anni in tutta Europa, ha avuto finora sviluppo molto limitato soprattutto per i punti di ricarica in luoghi privati. Pur essendo questa norma nata in Italia e strettamente interconnessa con il panorama regolatorio e tecnologico del nostro Paese, la sua applicazione su larga scala potrebbe dischiudere nuove opportunità non solo per la fornitura di servizi alle reti elettriche ma anche - in prospettiva - per la riduzione dei costi di ricarica sopportati dagli automobilisti elettrici nei contesti privati.

Come già accennato in precedenza, oltre a definire in modo puntuale come debba essere controllata una IdR V1G connessa a reti in BT – attraverso il CIR e la sua connessione diretta al contatore intelligente 2G – l'Allegato X standardizza anche i protocolli di comunicazione che ogni RO potrà utilizzare per interfacciarsi con hardware di diversi costruttori, grazie a quanto specificato nell'ambito della CEI PAS 57-127:2026. Questo rappresenta un passo avanti rilevante per garantire maggiore robustezza e scalabilità ad iniziative di aggregazione per fornire servizi alle reti elettriche, rispetto a quanto finora avvenuto nell'ambito di esperimenti, progetti pilota e iniziative commerciali di ridotte dimensioni.

La recente introduzione dell'obbligo di certificazione di tutti i nuovi PdR di potenza standard in luoghi privati darà un contributo importante all'applicazione diffusa dell'Allegato X, ma non possono essere trascurate le opportunità connesse con la sua applicazione – completa o parziale – anche alle diverse centinaia di migliaia di PdR installate fino al 2026 in luoghi privati o accessibili al pubblico (come i parcheggi di hotel, ristoranti, centri commerciali, ecc). Particolarmente favoriti per un tale adeguamento volontario all'Allegato X potrebbero essere i PdR basati su dispositivi di ricarica già

“*smart*” (quali quelli partecipanti alla sperimentazione 541/2020), ai quali andrebbe applicato un CIR esterno; negli altri casi, oltre al CIR esterno, sarebbe come minimo necessario abilitare anche un canale di comunicazione con internet.

Per completezza d’informazione, meritano infine menzione anche alcune situazioni, descritte nel seguito, nelle quali l’Allegato X alla CEI 0-21 non potrà essere applicato.

PdR alimentati da POD connessi a reti MT – Esistono situazioni impiantistiche in cui punti di ricarica di potenza standard sono alimentati elettricamente tramite connessione alle reti di media tensione (POD MT). Questo può avvenire, ad esempio, quando:

- il PdR è alimentato dal medesimo POD che alimenta anche altre tipologie di carichi elettrici, come spesso avviene presso le aree parcheggio di sedi aziendali, esercizi commerciali di dimensioni medio/grandi o anche di condomini di grandi dimensioni;
- il POD è dedicato ad alimentare esclusivamente l’infrastruttura di ricarica, ma questa al suo interno contiene una molteplicità di PdR e, complessivamente, il fabbisogno di potenza disponibile alla connessione è superiore a 100 kW.

In questi contesti, l’Allegato X non può essere utilizzato come norma tecnica di riferimento, poiché la norma CEI 0-21 disciplina le modalità di connessione degli impianti degli utenti (passivi o attivi) alle reti elettriche di bassa tensione. La connessione degli impianti alle reti elettriche di media tensione è oggetto della norma CEI 0-16, nell’ambito della quale non è stato ancora sviluppato un allegato equivalente all’Allegato X della CEI 0-21.

PdR operanti in modalità bidirezionale - Fin dalla sua prima stesura nel 2022, l’Allegato X è stato espressamente dedicato alla definizione delle funzionalità di un CIR in grado di operare nell’ambito di IdR funzionanti in modalità monodirezionale (V1G), cioè in grado di modulare dinamicamente la potenza assorbita dalla rete elettrica ma non di invertire il flusso di energia dalla stazione di ricarica alla rete elettrica (modalità bidirezionale V2G). Il caso delle stazioni di ricarica V2G viene espressamente considerato e descritto dalla norma CEI 0-21 ed equiparato per molti aspetti a quello di impianti di generazione connessi in BT. Trattandosi di situazioni molto più complesse di quelle delle stazioni V1G e ancora molto rare sul territorio europeo, il CEI non ha ritenuto necessario includerle nel campo di applicazione dell’Allegato X, rimandandone la gestione al CIBT di prossima normazione. Oggi, quindi, non è possibile applicare l’Allegato X ad una stazione di ricarica che opera effettivamente in V2G.