

APPENDICI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

 Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria
relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

Sommario

Appendice A – Contesto europeo: breve ricognizione del <i>Clean Energy Package</i>	3
Appendice B - Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione, per le immissioni e per i transiti tra reti di distribuzione.....	5
Appendice C- Ricarica dei veicoli elettrici	13

Appendice A – Contesto europeo: breve ricognizione del *Clean Energy Package*

- A1 La presente consultazione si inquadra nel contesto legislativo europeo, che ha visto una significativa evoluzione con l’approvazione del recente pacchetto “*Clean Energy for All Europeans*”, che include il Regolamento (UE) 2019/943 entrato in vigore nel luglio scorso e che trova piena applicazione a partire da gennaio 2020¹, e la Direttiva (UE) 2019/944 di cui è disposta la trasposizione nell’ordinamento nazionale entro il 31 dicembre 2020.
- A2 Riguardo la regolazione infrastrutturale dei servizi di trasmissione e distribuzione e i relativi aspetti tariffari, rilevano in particolare:
- le disposizioni dell’articolo 59 della Direttiva (UE) 2019/944;
 - le disposizioni dell’articolo 18 della Regolamento (UE) 2019/943.
- A3 La Direttiva sostanzialmente conferma e integra² i poteri conferiti alle autorità nazionali nel contesto del c.d. Terzo Pacchetto Energia (Direttiva 2009/72/CE) con, in estrema sintesi, i compiti:
- di “*stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, tariffe di trasmissione o distribuzione o le relative metodologie di calcolo, o entrambe*” (regolazione tariffaria);
 - di “*monitorare e valutare le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente ...*” e di “*stabilire o approvare norme e requisiti in materia di qualità del servizio*” (regolazione *output-based*).
- A4 Il Regolamento (UE) 2019/943 è caratterizzato, riguardo la regolazione tariffaria, da disposizioni significativamente più dettagliate rispetto al precedente Regolamento (CE) 714/2009, che prevedeva fundamentalmente requisiti di trasparenza, non discriminazione, “*riscontro ai costi effettivi sostenuti*” ove efficienti e corrispettivi *non-distance related*.
- A5 Tali disposizioni addizionali prevedono in particolare che:
- i corrispettivi [di rete, ossia “*per l’accesso alla rete, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l’utilizzo della rete e, ove applicabile, per il*”

¹ Salvo specifiche eccezioni, le disposizioni del Regolamento (UE) 2019/943 si applicano a partire dall’1 gennaio 2020.

² Da un punto di vista più procedurale, l’articolo 59 della Direttiva (UE) 2019/944 prevede inoltre che “*le autorità di regolazione hanno il compito di fissare o approvare, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie nazionali usate per calcolare o stabilire le condizioni per quanto segue (a) la connessione e l’accesso alle reti nazionali, comprese tariffe di trasmissione e distribuzione o relative metodologie che devono consentire che, nella rete, siano effettuati gli investimenti necessari in modo da garantire la fattibilità economica delle reti*”, che “*le metodologie (...) sono pubblicate*” e che “*al fine di aumentare la trasparenza del mercato e di fornire a tutte le parti interessate tutte le necessarie informazioni e le decisioni o proposte di decisione concernenti le tariffe di trasmissione e di distribuzione (...), le autorità di regolazione mettono a disposizione del pubblico la metodologia dettagliata e i costi utilizzati per il calcolo delle pertinenti tariffe di rete, pur mantenendo la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili*”.

potenziamento della rete”] non includano costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici;

- il metodo utilizzato per definire i corrispettivi di rete sostenga in modo neutrale l’efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti e ai produttori;
- i corrispettivi di rete non debbano essere discriminatori, né in modo positivo né negativo, nei confronti dello stoccaggio dell’energia o dell’aggregazione né costituire un disincentivo all’autoproduzione, all’autoconsumo o alla partecipazione alla gestione della domanda;
- le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione;
- le tariffe di distribuzione siano correlate ai costi tenendo conto dell’utilizzo della rete di distribuzione da parte degli utenti del sistema, che comprendono i clienti attivi;
- le tariffe di distribuzione possano contenere elementi connessi alla capacità di connessione alla rete e possano essere differenziate sulla base dei profili di consumo o di generazione di tali utenti;
- nei casi in cui gli Stati membri abbiano introdotto sistemi di misurazione intelligenti, le autorità di regolazione possano valutare l’introduzione di tariffe di rete orarie.

A6 L’Autorità sta svolgendo un’attività di ricognizione delle nuove disposizioni del Regolamento, anche tenendo conto delle attività tecnico-regolatorie che sono in corso negli ambiti ACER (Agenzia dell’Unione Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell’Energia) e CEER (*Council of European Energy Regulators*). Nello specifico, nel presente documento per la consultazione viene proposta una modifica del quadro regolatorio, alla luce delle disposizioni del comma 18(4) del Regolamento (UE) 2019/943.

Rapporti ACER di best practice sulle metodologie tariffarie

A7 Infine, ai sensi del comma 18(9) del Regolamento (UE) 2019/943, “*al fine di aumentare trasparenza e comparabilità nella determinazione delle tariffe, qualora non si consideri adeguata un’armonizzazione vincolante, l’Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori dell’energia (ACER) pubblica una relazione sulle migliori pratiche in materia di metodologie tariffarie*”³. Per il rapporto è prevista una frequenza biennale.

A8 Il comma 18(10) del medesimo Regolamento prevede che “*le autorità di regolazione tengono debitamente conto delle migliori pratiche al momento della fissazione o dell’approvazione delle tariffe di trasmissione e delle tariffe di distribuzione o delle relative metodologie a norma dell’articolo 59 della direttiva (UE) 2019/944*”.

³ Testo tratto dalla premessa (40) del Regolamento (UE) 2019/943.

Appendice B - Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione, per le immissioni e per i transiti tra reti di distribuzione

- B1 La regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva per i clienti finali e per le imprese distributrici è disciplinata, per tutti i livelli di tensione, nel TIT, in ultimo aggiornato con la deliberazione 180/2013/R/EEL per i clienti finali in media e bassa tensione, attraverso l'introduzione di corrispettivi applicabili ai prelievi di energia reattiva, aderenti ai costi effettivamente generati da tali prelievi.
- B2 Il TIT prevede:
- a) corrispettivi applicabili ai prelievi di energia reattiva di clienti finali non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW nelle fasce orarie F1 e F2, differenti in funzione del livello di tensione (bassa o media tensione) e del fattore di potenza (compreso tra 0,8 e 0.95 oppure inferiore a 0,8);
 - b) corrispettivi applicabili ai prelievi di energia reattiva di clienti finali connessi in alta e altissima tensione e ai transiti di energia reattiva in corrispondenza di punti di interconnessione tra reti in bassa, media ed alta tensione nelle fasce orarie F1 e F2, differenti in funzione del livello di tensione (bassa, media o alta tensione) e del fattore di potenza (compreso tra 0,8 e 0.9 oppure inferiore a 0,8);
 - c) il divieto di immettere in rete energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione, e nessun corrispettivo in caso di immissione di energia reattiva.

Sintesi delle consultazioni 420/2016/R/EEL e 318/2019/R/EEL

- B3 Con la deliberazione 654/2015/R/EEL l'Autorità ha prospettato l'aggiornamento della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, dei transiti nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, tra i punti di interconnessione tra reti di distribuzione. In attuazione di ciò, con il documento per la consultazione 420/2016/R/EEL, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia – di seguito sintetizzati – con l'obiettivo di pervenire a corrispettivi unitari il più possibile aderenti ai costi che tali prelievi e immissioni inducono sul sistema elettrico.
- B4 Pare opportuno ricordare preliminarmente che:
- a) diversamente dal caso delle reti di distribuzione in media e bassa tensione, dove i transiti di energia reattiva determinano una riduzione della capacità di trasporto dell'energia attiva ed un aumento delle perdite di energia attiva, nelle reti in alta e altissima tensione i prelievi e le immissioni di energia reattiva influenzano principalmente i valori della tensione nei nodi della rete, determinando possibili rischi al funzionamento sicuro e stabile del sistema elettrico;

- b) di conseguenza, i costi che i prelievi e le immissioni di energia reattiva dalla/nella rete rilevante⁴ inducono sul sistema elettrico sono quelli sostenuti nell'ambito del mercato per i servizi di dispacciamento, necessari a risolvere le criticità di tensione dovute a detti prelievi e immissioni di energia reattiva.
- B5 Come illustrato nel documento per la consultazione 420/2016/R/EEL, attraverso simulazioni basate su dati relativi al 2014 nella disponibilità di Terna ed effettuate dalla stessa Terna in collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano (vd Allegato 5 “*Analisi e valutazione dei flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione*” del documento 420/2016/R/EEL), è emerso, in estrema sintesi, che:
- a) i costi sostenuti da Terna nel 2014 nell'ambito delle attività di dispacciamento, relativamente ai vincoli a rete integra, imputabili prevalentemente alla gestione dell'energia reattiva, sono ammontati a circa 150 milioni di euro;
 - b) sempre nel 2014, i transiti di energia reattiva tra la rete rilevante e gli utenti ad essa connessi, pari alla somma dei valori assoluti dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva dalla/nella rete rilevante, sono risultati pari a circa 33,4 TVArh.
- B6 In relazione ai livelli del fattore di potenza per le utenze della rete in alta e altissima tensione (clienti finali o imprese distributrici), l'Autorità ha proposto di:
- a) aumentare a 0,95, nelle fasce F1 e F2, il livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva prelevata, rispetto allo 0,9 attualmente previsto dal TIT, sempre nelle fasce F1 e F2⁵;
 - b) introdurre un livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva immessa pari ad 1.
- B7 In relazione ai corrispettivi unitari da applicare per il superamento delle predette soglie, l'Autorità ha illustrato due possibili opzioni, tra loro alternative:
- a) opzione 1, corrispondente al mantenimento dei corrispettivi unitari attualmente disciplinati dal TIT:
 - i. 0,86 centesimi di euro/kVArh per prelievi di energia reattiva, ma tra il 33% ($\cos\varphi = 0,95$) e il 75% ($\cos\varphi = 0,8$) dell'energia attiva, e non più tra il 50% ($\cos\varphi = 0,90$) e il 75% ($\cos\varphi = 0,8$) dell'energia attiva, come attualmente disciplinato;
 - ii. 1,10 centesimi di euro/kVArh per prelievi di energia reattiva oltre il 75% ($\cos\varphi = 0,8$) dell'energia attiva e per le immissioni di energia reattiva;
 - b) opzione 2, corrispondente all'introduzione di un nuovo corrispettivo pari al quoziente tra i costi che Terna sostiene per la gestione dell'energia reattiva (150 milioni di euro nel 2014) ed i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante (33,4 TVArh nel 2014): 0,50 centesimi di euro/kVArh per i prelievi di energia reattiva oltre le soglie stabilite ($\cos\varphi = 0,95$) e per le immissioni di energia reattiva; detto quoziente rappresenta al meglio il

⁴ La rete rilevante è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione.

⁵ Il TIT non prevede corrispettivi per prelievi e immissioni di energia reattiva di alta tensione nella fascia F3.

costo che ciascun kVArh di energia reattiva prelevata o immessa dalla/nella rete rilevante determina al sistema elettrico.

- B8 Ulteriori aspetti proposti nel documento 420/2016/R/EEL relativamente agli utenti connessi in alta e altissima tensione hanno riguardato:
- a) il possibile utilizzo della profilazione oraria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva per il calcolo del fattore di potenza;
 - b) la possibilità che Terna, ai fini della sicurezza e della economicità del sistema elettrico, possa applicare deroghe al rispetto delle soglie del fattore di potenza.
- B9 Per quanto riguarda i clienti finali e le imprese distributrici connessi in bassa e media tensione, gli orientamenti dell’Autorità si sono focalizzati sui seguenti aspetti:
- a) relativamente ai prelievi di energia reattiva da parte del distributore sotteso, previsione di applicazione dei medesimi corrispettivi unitari attualmente applicati ai clienti finali in media e bassa tensione di cui al TIT;
 - b) relativamente alle immissioni di energia reattiva da parte del distributore sotteso, previsione di applicazione dei medesimi corrispettivi unitari per prelievi con fattore di potenza inferiore a 0,8 attualmente disciplinati dal TIT oppure, in alternativa, previsione di applicazione di corrispettivi che verrebbero a determinarsi in esito alla presente consultazione, funzione dei costi associati alla gestione dell’energia reattiva nel mercato per il servizio di dispacciamento;
 - c) relativamente alle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, applicazione degli stessi corrispettivi per prelievi con fattore di potenza inferiore a 0,8 attualmente disciplinati dal TIT.
- B10 I partecipanti alla consultazione hanno condiviso gli orientamenti dell’Autorità. Tra le osservazioni pervenute si segnalano le seguenti:
- a) vi sono fattori “non prevedibili” tali da poter alterare significativamente, anche di anno in anno, i costi che Terna sostiene per la gestione dell’energia reattiva ed i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante;
 - b) in relazione alle possibili opzioni di cui al punto B7, i partecipanti alla consultazione hanno condiviso l’opzione 2, a meno di una associazione di costruttori di apparecchiature elettriche, secondo la quale l’applicazione dell’opzione 2 è possibile solamente dopo la disponibilità di “una più forte base quantitativa e metodologica”;
 - c) la necessità di tener conto di un periodo temporale sufficiente ampio per l’adeguamento dei sistemi informativi e per consentire agli utenti l’adeguamento degli impianti.
- B11 In relazione alle modifiche della regolazione relativa agli utenti in media e bassa tensione, non sono invece pervenute osservazioni di rilievo.
- B12 I contributi di cui alle precedenti lettere a) e b) si sono rivelati meritevoli di approfondimento e, come segnalato nel documento 318/2019/R/EEL, hanno suggerito all’Autorità di richiedere nuovamente a Terna il calcolo dei costi che sostiene per la gestione dell’energia reattiva e dei volumi complessivi di energia reattiva prelevata e

immessa nella rete rilevante con riferimento ad un anno successivo al 2014. Per ragioni di opportunità, la scelta è caduta sul 2018 (vd punti seguenti).

- B13 Nel medesimo documento 318/2019/R/EEL l’Autorità ha inoltre:
- a) ribadito che Terna possa adottare eventuali deroghe all’applicazione dei limiti del fattore di potenza per gli utenti in alta e altissima tensione, al fine di ottimizzare il funzionamento del sistema elettrico, anche in coerenza con il Codice di Rete e con la Norma CEI 0-16;
 - b) ricordato l’avvenuto avvio di diverse attività delle quali è opportuno tenere conto nella revisione dei corrispettivi unitari per l’energia reattiva AT, in particolare:
 - i. in relazione al mercato, appare opportuno tenere conto della revisione della regolazione del dispacciamento di cui alla delibera 300/2017/R/EEL, con la quale l’Autorità ha disposto una prima apertura del MSD tramite l’attivazione di progetti pilota che possono riguardare anche il servizio di regolazione di tensione, con remunerazione non ancora definita e con possibili ripercussioni sulla regolazione infrastrutturale; al riguardo è stato pubblicato il documento per la consultazione relativo al dispacciamento (nuovo TIDE⁶);
 - ii. in relazione a interventi infrastrutturali, con la delibera 699/2018/R/EEL l’Autorità ha introdotto un incentivo per gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione dei vincoli di rete per regolazione di tensione.
- B14 Con riferimento alla precedente lettera b), l’Autorità osserva che, nel determinare i nuovi corrispettivi unitari per l’energia reattiva AT, è opportuno non considerare i costi che il sistema elettrico potrebbe sostenere per:
- a) la gestione dell’energia reattiva a seguito dell’implementazione della revisione della regolazione del dispacciamento di cui alla delibera 300/2017/R/EEL;
 - b) la realizzazione degli interventi infrastrutturali di cui alla delibera 699/2018/R/EEL.

Aggiornamento al 2018 dei costi che Terna sostiene per la gestione dell’energia reattiva ed i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante

- B15 Come sopra accennato, gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Terna un aggiornamento al 2018 dell’*Analisi e valutazione dei flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione*, effettuato con il Politecnico di Milano, dal quale è emerso che:
- a) i prelievi e le immissioni annue di energia reattiva tra la rete rilevante e gli utenti ad essa connessi sono risultati pari a 22,5 TVArh (somma dei valori assoluti dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva dalla/nella rete rilevante), rispetto ai 33,4 TVArh del 2014;
 - b) i costi annui sostenuti da Terna nell’ambito delle attività di dispacciamento ed imputabili prevalentemente alla gestione dell’energia reattiva sono risultati pari a circa 300 milioni di euro, rispetto ai 150 milioni di euro del 2014.

⁶ Documento per la consultazione 322/2019/R/EEL.

B16 Inoltre, l'aggiornamento della suddetta analisi ha evidenziato un diverso andamento dei prelievi e delle immissioni di potenza reattiva in alta e altissima tensione da parte delle imprese distributrici e dei clienti finali negli anni 2014 e 2018, come rappresentato nelle seguenti figure B1 e B2.

Fig. B1: potenza reattiva prelevata e immessa in alta e altissima tensione da parte delle reti di distribuzione negli anni 2014 e 2018 a livello nazionale (fonte: Terna)

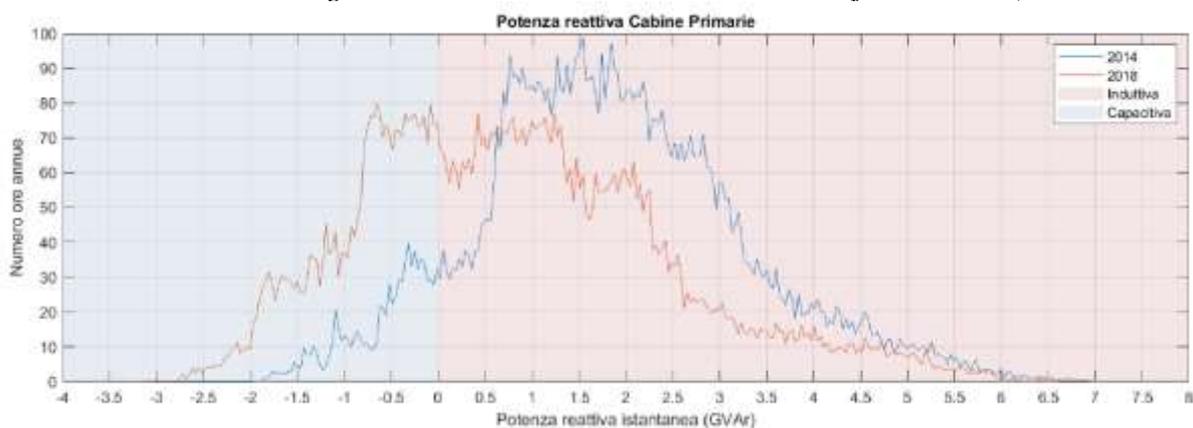


Fig. B2: potenza reattiva prelevata e immessa in alta e altissima tensione da parte dei clienti finali negli anni 2014 e 2018 a livello nazionale (fonte: Terna)



B17 In merito all'andamento della potenza reattiva prelevata e immessa in alta e altissima tensione dalle reti di distribuzione nel 2018 rispetto al 2014 (Fig. B1), si nota da un lato una diminuzione del numero di ore nelle quali avvengono i maggiori prelievi di potenza reattiva, dall'altro un aumento del numero di ore nelle quali avvengono le immissioni di potenza reattiva. Ciò conferma le maggiori criticità nel controllo della tensione sulla rete rilevante in conseguenza delle maggiori immissioni di energia reattiva da parte delle imprese distributrici.

- B18 In merito all'andamento della potenza reattiva prelevata e immessa in alta e altissima tensione da parte dei clienti finali nel 2018 rispetto al 2014 (Fig. B2), si nota da un lato una diminuzione del numero di ore nelle quali avvengono i maggiori prelievi di potenza reattiva (oltre 1,1 GVar) ed un aumento del numero di ore nelle quali avvengono i prelievi di minore entità di potenza reattiva (inferiore ad 1,1 GVar), dall'altro un sostanziale annullamento, a livello nazionale, della potenza reattiva immessa nella rete rilevante. Ciò non pregiudica l'orientamento dell'Autorità di introdurre un corrispettivo per le immissioni di energia reattiva nella rete rilevante anche per i clienti finali, in quanto l'eventuale immissione di energia reattiva da parte di singoli clienti finali potrebbe comunque determinare locali criticità nel livello di tensione.
- B19 Quanto commentato ai precedenti due punti potrebbe giustificare, almeno in parte, l'aumento dei costi sostenuti da Terna nel 2018, rispetto al 2014, nell'ambito delle attività di dispacciamento ed imputabili prevalentemente alla gestione dell'energia reattiva: l'aumento di energia reattiva immessa nella rete rilevante potrebbe infatti determinare una maggior difficoltà per Terna ad accedere alle risorse di produzione utili alla gestione dell'energia reattiva immessa. Un ulteriore motivo di aumento dei costi potrebbe essere rappresentato dall'evoluzione delle dinamiche di mercato, tali da determinare un aumento dei costi delle risorse di produzione utilizzate per la gestione dell'energia reattiva, indipendentemente dai volumi complessivi di energia reattiva prelevata o immessa dalla/nella rete.

Orientamenti finali

- B20 Sulla base di quanto sopra esposto, ed in particolare del fatto che i costi che Terna sostiene per la gestione dell'energia reattiva e i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante variano di anno in anno, l'Autorità ritiene che, a decorrere dal semiperiodo di regolazione 2020-23, la revisione dei corrispettivi di energia di reattiva per i prelievi e le immissioni nella rete rilevante possa avvenire periodicamente, a seguito dell'aggiornamento dei suddetti costi e volumi riferibili ad un "anno *test*", orientativamente il penultimo anno del periodo regolatorio che precede quello per il quale si intendono aggiornare i corrispettivi.
- B21 L'Autorità intende altresì confermare la determinazione dei corrispettivi unitari associabili alla gestione, da parte di Terna, degli effetti dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva di clienti finali e imprese distributrici, come quoziente tra i costi sostenuti da Terna per la gestione dell'energia reattiva ed i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante nell'anno *test*, in quanto tale quoziente, come già osservato, rappresenta al meglio il costo che ciascun kVArh di energia reattiva prelevata o immessa dalla/nella rete rilevante determina al sistema elettrico.
- B22 Pertanto, con riferimento a quanto già delineato nel documento 420/2016/R/EEL in relazione ai clienti finali in alta e altissima tensione e alle imprese distributrici connesse alla rete rilevante, l'Autorità intende prevedere:
- a) livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva mensile prelevata dalle imprese distributrici nelle fasce F1 e F2, pari a 0,95;

- b) livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva mensile immessa da parte delle imprese distributrici e dei clienti finali pari a 1 in tutte le fasce orarie;
 - c) l'adozione dell'opzione 2 di cui al punto B7 - aggiornata al 2018 - in quanto più aderente ai costi che i prelievi e le immissioni di energia reattiva dalla/nella rete rilevante determinano al sistema elettrico rispetto all'opzione 1; in tal caso il corrispettivo unitario per prelievi e immissioni di energia reattiva di clienti finali e imprese distributrici sarebbe pari a 1,333 c€/kVArh, ottenuto dal quoziente tra i costi sostenuti da Terna nel 2018 per la gestione dell'energia reattiva (300 milioni di euro) ed i volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante nel 2018 (22,5 TVArh); tale valore è superiore a quello pari a 0,5 centesimi di euro/kVArh, prospettato nel documento 420/2016/R/EEL sulla base delle rilevazioni relative al 2014.
- B23 L'Autorità intende prevedere la decorrenza di dette misure dal 2021 e, per quanto detto al punto B20, prevedere che il prossimo aggiornamento dei volumi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante e dei costi sostenuti da Terna per la gestione di tali volumi, possa avvenire nel corso del 2023, sulla base dei dati relativi al 2022.
- B24 Con riferimento ai clienti finali ed alle imprese distributrici connessi in media e bassa tensione, l'Autorità intende introdurre, sempre a partire dal 2021:
- a) il livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva mensile prelevata dalle imprese distributrici nelle fasce F1 e F2, pari a 0,95;
 - b) il livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva mensile immessa da parte delle imprese distributrici e dei clienti finali pari a 1 in tutte le fasce orarie;
 - c) corrispettivi unitari per i prelievi di energia reattiva da parte di imprese di imprese distributrici pari a quelli attualmente applicati ai clienti finali in media e bassa tensione;
 - d) corrispettivi unitari per le immissioni di energia reattiva da parte di clienti finali e imprese distributrici pari a quelli attualmente vigenti per prelievi in media e bassa tensione con fattore di potenza inferiore a 0,8: rispetto al possibile utilizzo dei costi associati alla gestione dell'energia reattiva nel mercato per il servizio di dispacciamento (vd. punto B9, lettera b)), tale scelta da un lato risulta quella di minor impatto sui clienti finali e sulle imprese distributrici, dall'altro non pregiudica la leva regolatoria destinata alla riduzione delle immissioni di energia reattiva; inoltre, tale alternativa non è stata oggetto di osservazioni di rilievo.
- B25 A completamento degli orientamenti di cui sopra, l'Autorità intende prevedere l'applicazione dei corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva dalla/nella rete rilevante e per i transiti tra reti di distribuzione per ciascuna fascia oraria su base mensile, anziché per ciascuna ora o per fascia giornaliera; tale previsione da un lato risulta coerente con quanto già avviene per i prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione, dall'altro minimizza l'impatto amministrativo pur rivelandosi idonea a trasferire agli utenti un segnale di prezzo coerente con i costi indotti nel sistema.
- B26 Per l'aggiornamento dei nuovi corrispettivi per le immissioni in rete di energia reattiva da parte clienti finali in media e bassa tensione e per i transiti tra imprese distributrici in

media e bassa tensione l'Autorità intende prevedere l'attuale periodicità di aggiornamento - annuale - dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva di cui al TIT.

B27 Per quanto riguarda la destinazione delle partite economiche derivanti all'applicazione dei nuovi corrispettivi, l'Autorità è orientata a prevedere che:

- a) Terna destini gli ammontari derivanti dall'applicazione dei corrispettivi relativi ai transiti di energia reattiva tra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione ed ai prelievi e immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali connessi in alta o altissima tensione in analogia a quanto disposto all'articolo 28, comma 28.3, del TIT;
- b) le imprese distributrici destinino gli ammontari derivanti dall'applicazione dei corrispettivi relativi ai transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione in analogia a quanto effettuato per i clienti finali connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione di cui all'articolo 26 del TIT.

Appendice C- Ricarica dei veicoli elettrici

- C1 La presente Appendice C include considerazioni dell’Autorità in merito a possibili evoluzioni della disciplina tariffaria in relazione alla ricarica dei veicoli elettrici, che richiedono approfondimenti da effettuare nell’arco del 2020, come indicato nel capitolo 24 del presente documento per la consultazione, a cui si rimanda per una introduzione generale e per la sintesi delle osservazioni ricevute in esito alla consultazione 318/2019/R/EEL.
- C2 Nel seguito sono discussi gli aspetti relativi alle ipotesi di lavoro, presentate alla consultazione 318/2019/R/EEL,⁷ relativamente a:
- a) ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;
 - b) ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico (ricarica “privata”).

Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico

- C3 Gran parte dei rispondenti alla consultazione 318/2019/R/EEL ritiene necessario un abbassamento dei corrispettivi tariffari della tariffa BTVE, ma non sono state formulate proposte concrete alternative a quelle avanzate dall’Autorità allo scopo di riconoscere tale tariffa speciale solamente a configurazioni impiantistiche “virtuose” dal punto di vista degli impatti sulle reti elettriche.
- C4 Come anticipato nel capitolo 24 del presente documento per la consultazione, l’Autorità ritiene al momento opportuno prorogare l’attuale struttura tariffaria BTVE per punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, senza introdurre, per il momento, variazioni nei criteri di calcolo dei corrispettivi tariffari. Tale misura risulta giustificata anche dall’aggiornamento dei dati relativi al grado di utilizzo dei punti con tariffa BTVE nell’anno solare 2018: rispetto all’anno precedente risultano cresciuti sia il numero di punti di prelievo sia il volume medio di energia erogata da ciascuno di essi, ma rimanendo in ogni caso a livelli tali da garantire sconti

⁷ Tali ipotesi erano le seguenti:

- Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico:
 - 1) Obbligo d’adozione di sistemi automatici di controllo dei carichi per i punti con tariffa BTVE
 - 2) Tariffa BTVE di tipo “*time-of-use*” (cioè ribassata in fascia F3)
 - 3) Tariffa monomia per punti in Media Tensione (MTVE)
 - 4) Avvio di «esperimenti regolatori» per la flessibilità a livello di distribuzione
- Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati:
 - 5) Trattamento agevolato delle pertinenze dell’abitazione di residenza
 - 6) Modulazione della potenza resa disponibile dal contatore in fascia F3
 - 7) Agevolazioni tariffarie per la ricarica privata collettiva (o “condominiale”)
 - 8) Agevolazioni tariffarie per la ricarica notturna presso i luoghi di lavoro (per le flotte aziendali).

- percentualmente molto rilevanti rispetto alla spesa che sarebbe stata calcolata in base alle tariffe standard di tipo BTA⁸.
- C5 Mantenere attivo la tariffa BTVE nell'immediato, oltre a risultare molto apprezzato da tutti i rispondenti alla consultazione, consente di dedicare maggiore spazio, anche attraverso l'istituzione di opportuni tavoli di lavoro, ad un'analisi approfondita di due aspetti che possono far evolvere tale struttura tariffaria e le sue condizioni di applicabilità:
- a) quali possano essere gli eventuali nuovi criteri di calcolo da applicare per costruire una nuova struttura tariffaria BTVE;
 - b) quali debbano essere i requisiti minimi di cui richiedere il rispetto, al fine di poter usufruire della nuova struttura tariffaria.
- C6 Nell'ambito dei possibili nuovi criteri di calcolo della tariffa BTVE (aspetto sub a)) potrebbero rientrare sia strutture tariffarie di tipo "time of use" (quale quella oggetto dell'ipotesi di lavoro n. 2 illustrata nell'ambito del primo documento per la consultazione) sia ipotesi di innalzamento del volume di energia prelevata per il quale si registra equivalenza di spesa tra tariffa BT-Altri usi (BTA) e tariffa BTVE.
- C7 Ai fini della definizione dei possibili nuovi requisiti di cui richiedere il rispetto per poter ottenere l'applicazione della tariffa BTVE (aspetto sub b)), alla luce di quanto emerso dalla consultazione anche in merito all'ipotesi di lavoro n.1, sarà necessario considerare con attenzione anche quanto previsto da regolamenti e linee guida emanati dalle amministrazioni regionali e dagli enti pubblici locali. In questo contesto l'Autorità ritiene che una soluzione *future-proof* possa essere quella di prevedere che, per poter accedere alla tariffa BTVE, l'infrastruttura di ricarica debba garantire requisiti funzionali legati alla possibilità di attivare un servizio di controllo da remoto, in grado cioè di fornire un contributo attivo alla fornitura di servizi di flessibilità, a beneficio della rete. Il controllo da remoto dell'infrastruttura di ricarica potrebbe essere esercitato dal cliente finale (CPO), dall'aggregatore (BSP) in caso di partecipazione a Unità virtuali abilitate al mercato del servizio di dispacciamento, o dal distributore in casi di emergenza.
- C8 Per quanto riguarda l'ipotesi di introdurre una nuova struttura tariffaria monomia applicabile alle infrastrutture di ricarica connesse in media tensione (convenzionalmente indicata come tariffa MTVE), pur comprendendo la sua potenziale utilità alla luce della diffusione sempre più massiccia di punti di ricarica di tipo *fast* e *ultra-fast*, l'Autorità ritiene al momento di non disporre di un quadro informativo sufficientemente completo per valutarne a pieno rischi e opportunità dell'introduzione di tale nuova struttura tariffaria.
- C9 In ottica di ulteriore approfondimento di tale tematica, si ritiene importante valutare con le imprese di distribuzione la possibilità di arricchire i contenuti dei Piani per lo sviluppo delle reti elettriche di distribuzione, redatti dalle imprese di maggiori dimensioni con

⁸ Con riferimento ai 1.091 POD con tariffa BTVE a fine 2018, la potenza disponibile media risulta pari a 20 kW e il prelievo medio raggiunge i 2.200 kWh/anno; in queste condizioni medie, il risparmio garantito dall'applicazione della tariffa BTVE rispetto alla tariffa BTA6 supera il 70% (con riferimento alle componenti tariffarie per trasporto e oneri generali di sistema). Si osservi tra l'altro che, anche qualora tali volumi medi di prelievo triplicassero, l'attuale struttura tariffaria BTVE continuerebbe a garantire un risparmio medio del 28%.

frequenza annuale ai sensi del TICA e del TIQE, al fine di integrarli con informazioni utili ad un'attenta pianificazione territoriale delle infrastrutture di ricarica⁹.

- C10 All'interno di tali Piani di sviluppo sarebbe cioè possibile identificare le aree di rete MT più idonee all'inserimento di nuove infrastrutture di ricarica *fast* e *ultra-fast*, (tenendo conto del dimensionamento dei tratti di rete, dell'eventuale presenza di punti di prelievo dismessi, di punti di immissione per impianti di generazione da fonti rinnovabili, ecc.) o quelle aree, al contrario, già congestionate e quindi inadatte all'inserimento di nuovi carichi rilevanti. Qualora le suddette informazioni venissero rese disponibili in forma georeferenziata, potrebbero venire integrate all'interno dei documenti di pianificazione territoriale redatti a livello comunale o regionale e, ove ciò fosse indirizzato da una norma primaria, potrebbe essere valutato un loro eventuale futuro utilizzo a fini di modulazione dei contributi di connessione.

Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico (“ricarica privata”)

- C11 Come già anticipato al Capitolo 24 del presente documento per la consultazione, i rispondenti alla consultazione si sono espressi in modo quasi unanime in merito all'eccessiva complessità e onerosità che caratterizzerebbe le operazioni di verifica e controllo funzionali all'introduzione di agevolazioni tariffarie basate sul criterio della pertinenza catastale di *box/garage* non collegati elettricamente all'abitazione principale. Ciò implica che sia opportuno modificare in modo sostanziale quanto proposto nelle ipotesi di lavoro n.5 e n.6.
- C12 L'Autorità ritiene, in altre parole, che il riconoscimento di agevolazioni a situazioni quali quelle descritte nelle suddette ipotesi di lavoro debba poggiare sulla verifica di requisiti tecnici che garantiscano il possibile contributo ad un uso razionale delle reti elettriche e che siano verificabili in modo relativamente semplice.
- C13 L'Autorità propone dunque di condizionare il riconoscimento di agevolazioni per situazioni di ricarica in ambito privato all'effettiva installazione certificata di infrastrutture di ricarica (“*wall-box*” o “*colonnine*”), equipaggiate con dispositivi che consentano il *power management*, la programmazione temporale e la connessione telematica (per monitoraggio ed eventuale controllo remoto) con operatori terzi (ad es. i cosiddetti “*BSP - balancing service providers*” o aggregatori).
- C14 Tale previsione stimolerebbe anche in ambito privato il ricorso a infrastrutture di ricarica sicure e programmabili e troverebbe supporto economico anche nel regime di detrazioni fiscali (del 50% in 10 anni) recentemente introdotto per questa tipologia di interventi¹⁰.
- C15 Alla luce delle molte difficoltà operative evidenziate dai rispondenti alla consultazione in merito all'eventuale applicazione di tariffe domestiche anche a *box/garage* non collegati elettricamente all'abitazione principale, l'Autorità ritiene di abbandonare tale ipotesi e di proporre in alternativa che l'agevolazione tariffaria anche in ambito privato consti nell'applicazione della medesima tariffa BTVE finora considerata solo per i punti di ricarica accessibili al pubblico.

⁹ Si osserva tra l'altro che, in prospettiva futura, già in base a quanto disposto dal TICA oggi vigente, tali piani dovrebbero contenere informazioni relative anche ai punti di connessione attiva legati ad applicazioni V2G.

¹⁰ cfr. Legge di Bilancio 2019, art.1, comma 1039

- C16 Tale proposta risulta sinergica con quanto sopra proposto in merito al requisito di accesso alle agevolazioni; ancorché l'uso esclusivo dell'energia a fini di ricarica dei veicoli sia particolarmente complesso da verificare in luoghi privati, si osserva che:
- a) l'installazione certificata di una *wall-box* dovrebbe già costituire un buon indicatore di quale sia l'utilizzo preponderante dell'energia elettrica prelevata da quel POD;
 - b) la stessa struttura tariffaria BTVE costituisce un deterrente all'utilizzo del medesimo POD per usi diversi dalla ricarica, poiché la convenienza economica di questa tariffa rispetto alla BTA è verificabile solo fino a circa 500-600 ore/anno che, per una connessione da 3 kW, equivalgono sostanzialmente al fabbisogno tipico di un'auto elettrica media.
- C17 Sulla base degli attuali valori dei corrispettivi tariffari associati alla tariffa BTVE, questa nuova ipotesi di lavoro offrirebbe una riduzione delle spese di ricarica annue rispetto alla situazione attuale (che prevede l'applicazione delle tariffe di tipo BTA): circa -10% nel caso di 1500 kWh prelevati in un anno e -38% nel caso di 1000 kWh prelevati in un anno¹¹. Tale riduzione potrebbe aumentare qualora venisse attuato quanto ipotizzato al precedente punto C6.
- C18 Quanto proposto ai tre punti precedenti dovrebbe essere attuato tramite una ridefinizione della tipologia contrattuale di cui all'art.2, comma 2, lettera c) del TIT, quale la seguente: *“per utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva delle infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, in contesti sia pubblici sia privati, certificate sulla base di quanto disposto al successivo articolo X”*. Nel TIT dovrebbe dunque venire altresì inserito un ulteriore articolo, contenente i requisiti minimi applicabili, a decorrere orientativamente dal 1 gennaio 2021, alle nuove infrastrutture di ricarica che richiedano di accedere a tale tipologia contrattuale. Si segnala che questa nuova impostazione del TIT consentirebbe inoltre di applicare la tariffa BTVE anche ai punti di ricarica condominiale, come già proposto nell'ambito dell'ipotesi di lavoro n.7 presentata nel primo documento di consultazione. L'individuazione dei requisiti funzionali potrebbe essere demandata al CEI.
- C19 Per quanto riguarda la definizione dei requisiti minimi da prevedere per poter accedere al vantaggio della maggiorazione della potenza disponibile durante le ore notturne (cfr. punto 24.13 del documento di consultazione), l'Autorità ritiene di prevedere un'evoluzione in due tempi:
- a) orientativamente dal 1 luglio 2020, sarebbe accessibile solo ai titolari di POD che risultino anche proprietari di veicoli elettrici, dandone evidenza al venditore (da confermare ogni anno per accertare che nel frattempo il veicolo elettrico non sia stato ceduto);
 - b) orientativamente dal 1 gennaio 2021, e comunque a seguito dell'individuazione dei requisiti funzionali, sarebbe accessibile alle sole infrastrutture di ricarica che rispettino i medesimi requisiti minimi di cui al precedente punto C5, lettera b), prevedendo di concedere alle infrastrutture di ricarica già esistenti un congruo lasso di tempo per provvedere all'adeguamento.

¹¹ Percentuali calcolate con riferimento alle sole spese legate alle componenti tariffarie per trasporto e oneri generali di sistema.

C20 Questo tipo di soluzione consentirebbe, nelle fasce orarie notturne, di ridurre i tempi di piena ricarica di un veicolo elettrico di piccole dimensioni oppure, per veicoli dotati di batterie più capienti, di incrementare la quota di batteria ricaricabile presso l'abitazione.