

Milano, 20 settembre 2019

Spettabile **ARERA**

Inviata a mezzo mail a:
infrastrutture@arera.it

Oggetto: Osservazioni ANIE alla consultazione 318/2019 “Criteri per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica”

ANIE condivide l’approccio dell’Autorità di includere nel documento di consultazione anche il tema della ricarica dei veicoli elettrici, ma dato l’impatto della mobilità elettrica nel prossimo futuro chiede che si riproponga la consultazione su questo specifico tema in un documento ad hoc corredato di tutte quelle informazioni rilevanti, a cui spesso l’Autorità rimanda citando i diversi documenti che sono posti nelle note a piè di pagina, ed in cui si esplicitino più in dettaglio le ipotesi contenute nel documento di consultazione evidenziandone gli aspetti di maggior convergenza e/o di maggior divergenza rispetto allo scenario delineato dal PNIEC.

S4 - Osservazioni in merito ai meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico

Con riferimento al punto 6.1 non abbiamo elementi oggettivi per validare uno sharing del 50%; si segnala, però, che tale percentuale potrebbe essere meglio calibrata in funzione dei costi sostenuti dal gestore di rete nell’implementare la fornitura di un servizio di affitto ad operatori di telecomunicazione terzi.

S5 - Osservazioni relative ai criteri per la promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici

In ragione degli scarsi risultati sino ad oggi conseguiti, anche ANIE ritiene che l’aggregazione tra imprese distributrici sia un obiettivo da perseguire e, conseguentemente, meritevole di meccanismi che possano incentivare tale fenomeno. Si considera importante che tali aggregazioni avvengano prima o al più con le gare per il rinnovo delle concessioni.

S6 - Osservazioni riguardo al trattamento proposto nel caso di processi di disaggregazione di imprese che hanno goduto dell’incentivo

Quello dell’aggregazione dev’essere un processo irreversibile, fatti salvi casi gravi in cui si rende necessaria la disaggregazione.

S7 - Si concorda con la proposta di prorogare ulteriormente il periodo di agevolazioni, ad esempio di ulteriori quattro anni?

Sì, si concorda di prorogare l’attuale sistema di agevolazioni così come oggi funzionante.

S8 - Si riterrebbe invece preferibile ridefinire tali agevolazioni in modo tale da renderle strutturali, riformulando il testo del TIC?

Al momento si concorda con la proroga quadriennale dell'attuale sistema di agevolazioni. Se il tasso di richieste continuerà a crescere del 4% all'anno, si ritiene si dovranno ridefinire le agevolazioni, valutando anche se renderle strutturali.

S9 – Quali strumenti informativi si suggeriscono per raggiungere la platea dei clienti domestici potenzialmente interessati?

Lo strumento informativo per eccellenza risulta la bolletta elettrica. Si potrebbe riportare sulla bolletta un'informativa per il consumatore finale riguardante i corrispettivi, le agevolazioni ed i benefici di un aumento della potenza del contatore ogni volta che nel corso di due mesi si rilevassero un certo numero di interruzioni di fornitura per supero di potenza o si rilevasse grazie alle funzionalità degli smart meter 2G una potenza oraria che mediamente supera la potenza nominale del contatore.

Il portale dell'Atlante del Consumatore potrebbe portare in evidenza i costi, le agevolazioni e le modalità per richiedere un aumento o una riduzione di potenza sul proprio contatore.

S10 - Considerazioni e commenti in merito al percorso delineato dall'Autorità finalizzato alla revisione dei corrispettivi unitari per i prelievi e le immissioni dell'energia reattiva AT

Si valuta positivamente un cambio di approccio sull'energia reattiva in AT, passando da un sistema che si basa sui malus ad un sistema che si basa sui bonus. Già nella consultazione 420/2016 si delineava un percorso per far evolvere la modalità di gestione della potenza reattiva da obsoleta a moderna, altrimenti detto da penale a servizio. Pertanto si chiede attraverso i progetti pilota previsti dalla delibera 300/2017 di abilitare il servizio di regolazione di tensione di potenza reattiva.

Nella consultazione 420/2016 lo studio del Politecnico di Milano in collaborazione con Terna ha mostrato che i costi sostenuti da Terna su MSD nel 2014, relativamente ai vincoli a rete integra imputabili prevalentemente alla gestione dell'energia reattiva, sono stimabili in circa 150 milioni di euro e che gli impianti di produzione selezionati in MSD per la predetta gestione dell'energia reattiva hanno immesso/prelevato nella/dalla rete, circa 1 TVArh nei periodi selezionati. Sulla base dei risultati emersi dallo studio si potrebbe valutare di attivare un servizio per la regolazione della potenza reattiva AT ad un costo che abbia un cap di 150 euro/TVArh.

Si considera positivamente l'aggiornamento dello studio sulla base dei dati del 2018 e se ne chiede immediata pubblicazione.

S11 - Osservazioni relative alle previsioni relative alla revisione della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, nonché dei criteri di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza

Si valuta favorevolmente una revisione, soprattutto in ottica di semplificazione, non solo del TIC, ma anche del TICA. Si reputa, però, indispensabile l'unificazione dei due testi integrati. In ottica di recepimento del Clean Energy Package si auspica a breve una consultazione del Testo Unico delle Connessioni in modo che diventi operativo entro la metà del 2020.

S13 - Osservazioni in merito allo schema di provvedimento riportato nell'Appendice B, sia di carattere puntuale che generale

Si ritiene opportuno riformulare il 134quater.3 lettera b) come sotto riportato nel testo evidenziato in rosso:

Ogni intervento di ammodernamento di una colonna montante deve essere tale da:

- a) garantire la contrattualizzazione di una potenza disponibile fino ad almeno 6,6 kW per ogni utente da essa alimentato, sia in caso di non centralizzazione che di centralizzazione dei misuratori, fermo restando quanto disposto dalla norma CEI 0-21 per le connessioni monofase o trifase per usi domestici con potenza impegnata fino a 10 kW;*
- b) consentire, in caso di non centralizzazione dei misuratori, l'eventuale futura sostituzione o aggiunta dei cavi elettrici **e cavi per comunicazione con portante metallica o ottica** senza interventi edili.*

Si chiede di procedere con la sperimentazione, di monitorarne e pubblicarne gli esiti annualmente.

S15 - Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?

Si condividono le considerazioni generali. Si considera di rilievo ampliare le configurazioni di ricarica elettrica pubblica, anche di tipo BTVE o MTVE, collegandole ad impianti di generazione (ad es. a fonte rinnovabili, sistema di accumulo, etc), revisionando il TISSPC affinché la ricarica pubblica sia utilizzabile da una molteplicità di consumatori. Nel caso di impianto FER abbinato a una ricarica elettrica pubblica non ci sembra applicabile la configurazione SEU.

S16 - Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?

Andrebbe maggiormente chiarito e rafforzato il concetto di hub di ricarica, non solo con riferimento alle stazioni di servizio, ma anche con riferimento alle catene commerciali che potrebbero investire anche per offrire ai propri clienti un servizio pubblico.

Si valutano positivamente le ipotesi 1 e 2, ritenendole mutuamente sinergiche. Infatti implementando la sola ipotesi 2, che lascia alla facoltà del consumatore la decisione di spostare nelle ore in fascia F3 la ricarica elettrica della propria autovettura, non si è certi che nel corso delle fasce F1 e F2 si evitino i picchi di potenza, che una misura come l'ipotesi 1 può invece garantire.

Si è favorevolmente propensi all'introduzione della tariffa MTVE, valutando anche per essa l'implementazione sinergica delle ipotesi 1 e 2.

Riguardo la flessibilità a livello della rete di distribuzione, qualora il titolo concessorio dei DSO lo consenta è preferibile l'opzione delle procedure competitive e aperte; viceversa si potrebbe utilizzare temporaneamente lo strumento dei contratti di connessione non firm. Affinchè quest'ultimo strumento sia utilizzabile da tutti è quantomai opportuno che il DSO ne dia evidenza pubblica e che ARERA lo monitori e ne renda pubblici i risultati.

S17 - Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?

Si ritiene congruo adoperarsi per la realizzazione dei progetti pilota proposti.

S18 - Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi privati? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?

Si condividono le considerazioni generali. Si considera di rilievo ampliare le configurazioni di ricarica elettrica, anche di tipo condominiale, collegandole ad impianti di generazione (ad es. a fonte rinnovabili, sistema di accumulo, etc), revisionando il TISSPC affinché la ricarica condominiale sia utilizzabile da una molteplicità di consumatori. Nel caso di impianto FER abbinato a una ricarica elettrica condominiale oggi non ci sembra applicabile la configurazione SEU. Ci preme sottolineare che la costituzione di una energy community condominiale, implementata secondo l'art. 2 punto 15 «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» della direttiva delle fonti rinnovabili 2018/2001 darebbe la giusta collocazione alle ricariche elettriche condominiali.

S19 - Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?

Si valutano positivamente le ipotesi 5 e 6, anche se entrambe le ipotesi richiederebbero un maggior onere burocratico onde evitare frodi. L'ipotesi 6, lasciando al consumatore la facoltà di spostare nelle ore in fascia F3 la ricarica elettrica della propria autovettura, non garantisce che nel corso delle fasce F1 e F2 si evitino i picchi di potenza. Inoltre l'ipotesi 6 supporterebbe un comportamento che già un cittadino adotterebbe, in quanto rientrato a casa metterebbe in ricarica l'automobile.

Si è favorevolmente propensi all'introduzione della ricarica privata collettiva in ambito condominiale (ipotesi di lavoro n. 7) soprattutto attraverso lo strumento dell'energy community condominiale. Infatti se è possibile immaginare una molteplicità di utenti che utilizzano in modo condiviso la colonnina di ricarica prelevando energia dalla rete, è possibile immaginare anche che i medesimi utenti si autoproducano energia ai fini della ricarica elettrica.

Riguardo all'ipotesi n. 8 relativa alla ricarica presso i luoghi di lavoro si condivide ai fini sperimentali la proposta di non conteggiare ai fini tariffari i picchi di potenza registrati in corrispondenza della fascia F3 nel caso di flotte aziendali. In questa ipotesi, come per alcune altre, non si potrà imputare con certezza il maggior prelievo (in questo caso il picco di potenza) alla ricarica elettrica.

Si tenga però conto che un uso efficiente dell'infrastruttura di rete dovrebbe prevedere soluzioni con l'impiego di sistemi di accumulo più che l'esenzione dal pagamento dei picchi di potenza che devono essere validati secondo un criterio da definirsi, visto che bisognerebbe misurare il picco di potenza di un POD in assenza di ricarica elettrica, che ad esempio può dipendere dai turni con cui un'impresa porta avanti la sua attività produttiva.

S20 - Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?

Vedi risposta S17