

RISPOSTA DI ENEL
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 481/2019/R/eel
“CRITERI PER L’AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE
TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL’ENERGIA ELETTRICA – Orientamenti finali”

OSSERVAZIONI GENERALI

Come già rappresentato nella risposta al documento di consultazione 318/2019, l'aggiornamento della regolazione tariffaria per il prossimo semi-periodo rappresenta un passaggio fondamentale per assicurare un quadro regolatorio adeguato al ruolo cruciale che riveste il distributore nel nuovo assetto del sistema elettrico.

Ciò premesso, esprimiamo apprezzamento per le proposte contenute nel presente documento per la consultazione, anche se alcune misure vanno a nostro avviso modificate per garantire il pieno raggiungimento di tale obiettivo.

Ci riferiamo in particolare alla modalità di riconoscimento dei crediti inesigibili, che prevede un meccanismo a doppia franchigia eccessivamente penalizzante per gli operatori, andando ben oltre l'intento di incentivare le imprese al recupero dei suddetti crediti.

In relazione alla mobilità elettrica, condividiamo la proposta di proroga della tariffa BTVE dedicata ai punti di prelievo BT, ma riteniamo che si possano implementare ulteriori misure incentivanti, sempre nel rispetto del principio della *cost reflectivity* e compatibili con la gestione in sicurezza della rete elettrica.

Riportiamo pertanto di seguito le nostre osservazioni e proposte sui singoli temi.

1. CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI CREDITI INESIGIBILI

Apprezziamo che l'Autorità nel documento di consultazione abbia toccato esplicitamente il tema del reintegro della morosità sui corrispettivi di rete.

Un intervento regolatorio sul tema del reintegro dei crediti inesigibili risulta indispensabile e coerente con i principi espressi nella Delibera 609/2015 di approvazione del CADE.

Tuttavia l'articolato sistema proposto nel documento riduce in modo significativo il riconoscimento in quanto, se intendiamo correttamente, verrebbero applicate due franchigie successive, la prima per poter accedere al reintegro (pari allo 0,5-1% del ricavo ammesso) e la seconda sul 10% della somma dei crediti al netto della prima franchigia.

Riteniamo che la doppia franchigia sia estremamente stringente e vada a penalizzare eccessivamente l'operatore andando ben oltre l'intento diretto a fornire adeguati incentivi alle imprese ai fini del recupero dei crediti.

In particolare l'applicazione della soglia calcolata sul ricavo ammesso si configura come estremamente distorsiva, potendo determinare, a parità di credito, effetti completamente diversi dal punto di vista del reintegro, che sarebbero condizionati esclusivamente dal lasso di tempo in cui il credito è maturato.

Infatti la distribuzione temporale dei crediti può assumere diverse configurazioni, difficilmente prevedibili ex-ante, ma che in virtù della ipotizzata soglia di "sbarramento" possono determinare effetti diversi sul reintegro, senza che sia obiettivamente individuabile un comportamento censurabile dell'operatore nell'attività di recupero del credito.

A ciò si aggiunge la difficoltà di individuare un criterio che possa consentire di associare l'insorgenza del credito ad un'annualità piuttosto che ad un'altra.

Anche la franchigia del 10% potrebbe essere a nostro avviso eliminata in quanto gli operatori mettono già in campo tutte le azioni finalizzate al recupero dei crediti.

Per le ragioni esposte si chiede di eliminare sia la percentuale di sbarramento al meccanismo di reintegro che la successiva franchigia del 10%.

La necessità di un pieno reintegro dei crediti è inoltre avvalorata anche dall'opinione espressa dalla società internazionale di consulenza NERA (allegato A) cui Enel ha chiesto una valutazione teorica sul reintegro dei crediti e una ricognizione delle esperienze di altri paesi sulla medesima tematica.

Dallo studio emerge che l'onere relativo ai "bad debt costs" non può considerarsi in alcun modo coperto neanche parzialmente dalla remunerazione del capitale investito, che secondo i principi su cui si basa il CAPM non è idoneo a coprire i rischi asimmetrici. In altre parole, la remunerazione del capitale investito copre solo i rischi simmetrici, ossia quei rischi che possono determinare sia una perdita economica che un guadagno per l'impresa. Nel caso in questione, il rischio che un credito diventi inesigibile e quindi non sia ripagato (o sia

ripagato solo parzialmente) dalla regolazione, può determinare (asimmetricamente) soltanto una situazione di perdita per l'impresa.

Per quanto riguarda le esperienze internazionali, vale la pena sottolineare come la prassi regolatoria evidenzia che i cd. "bad debt costs" vengono abitualmente riconosciuti ai distributori, di norma attraverso meccanismi di tipo "pass through".

In particolare, in UK¹ i DNO non sopportano il rischio credito poiché Ofgem è tenuta ad assicurare il pagamento dei corrispettivi di rete. Gli importi non riscossi sono riconosciuti negli oneri di rete degli anni successivi, a condizione che i DNO dimostrino di aver adottato tutte le azioni necessarie al recupero (per cui sono previste apposite linee guida dell'Autorità).

In Olanda, con la riforma del mercato introdotta nel 2013 i distributori non sopportano più il rischio di credito inerente i corrispettivi di rete non riscossi dai venditori.

In Australia, le National Electricity Rules (NER) riconoscono l'insolvenza dei venditori come un costo da riconoscere ai DNO attraverso un meccanismo di tipo «pass-through». I distributori sono tenuti a notificare l'insolvenza entro 90 giorni lavorativi dall'evento all'Autorità australiana (AER), che approva l'importo oggetto di riconoscimento.

In Germania, anche in mancanza di un meccanismo di tipo «pass-through» come quelli sopra richiamati, BNetzA riconosce gli importi inerenti la morosità dei venditori registrati nell'anno base e li include fra i costi operativi di riferimento.

Riteniamo quindi necessario riconoscere integralmente i crediti inesigibili relativi agli oneri di rete, in coerenza con la prassi regolatoria internazionale, risultando non condivisibile che un operatore regolato sopporti oneri che non ha contribuito a generare con la propria condotta.

Facciamo infine presente che, anche se il riconoscimento dei crediti inesigibili per oneri di rete sarà definito nel dettaglio con una delibera analoga a quella previsto dalla Delibera 50/2018 per gli oneri di sistema, è necessario che la Delibera di aggiornamento tariffario di fine anno delinei, anche i fini di una corretta rappresentazione nel bilancio di esercizio, i principi generali di applicazione di tale meccanismo, specificando che in prima applicazione il reintegro si applicherà a tutto l'ammontare del credito inesigibile pregresso.

¹ Ofgem (2 May 2019), Decision on modifications to the Electricity Distribution Licence to recover the costs associated with appointing a Supplier of Last Resort, p. 16.

2. RICONOSCIMENTO COSTI PER EVENTI METEOROLOGICI ECCEZIONALI

Condividiamo, come principio generale, la proposta di normalizzare i costi per eventi meteorologici eccezionali utilizzando la media del triennio 2016-2018 ai fini del calcolo del COE 2018; tuttavia riteniamo necessario prevedere altresì un meccanismo che escluda tali costi ai fini del calcolo dei recuperi di efficienza conseguiti nel NPR1, a cui sarà applicato il *profit-sharing*.

Infatti non è a nostro avviso condivisibile la posizione dell'Autorità secondo cui l'inclusione dei costi delle emergenze nel costo effettivo 2018 permetta di valutare l'effettivo livello di efficienza conseguito nel NPR1, dato che il COR 2018 (basato sul COE 2014) includeva i costi per emergenze sostenuti nel 2014. Infatti l'ammontare di tali costi nel 2014 era di poco superiore ai ... **omissis**... milioni di euro, quindi considerevolmente inferiore a quanto registrato negli anni 2017 (circa ...**omissis**... milioni) e 2018 (circa ...**omissis**... milioni).

La circostanza che i costi sostenuti per le azioni conseguenti ad eventi meteo eccezionali (sisma, tempeste di neve, trombe d'aria, alluvioni, ecc.) si siano significativamente incrementati negli ultimi anni in relazione alla maggiore frequenza e intensità di queste tipologie di eventi, è confermata dal fatto che e-distribuzione si è dotata dal 2018 di una specifica procedura (Istruzione Operativa 1510) volta a definire i criteri di classificazione della gravità di un'emergenza, i ruoli e responsabilità delle unità aziendali coinvolte nella gestione dell'emergenza e le relative modalità di intervento sul campo.

In particolare, negli anni 2017 e 2018 la gestione delle emergenze ha comportato costi operativi aggiuntivi difficilmente controllabili da parte della Società, sia per lo svolgimento delle attività tecniche indispensabili al ripristino del servizio (ispezioni anche eliportate e con droni per l'individuazione dei guasti, utilizzo di gruppi elettrogeni durante l'emergenza, riparazione dei guasti, ecc.) sia per l'attivazione di forme di coordinamento e di comunicazione con tutti i soggetti istituzionali (Protezione Civile, ANCI, Regioni), i clienti e gli stakeholder interessati a vario titolo dalle emergenze.

Sulla base di quanto premesso, richiediamo che, almeno per un ammontare pari alla differenza tra la media registrata nel triennio 2016-2018 e il valore rilevato nel 2014, il costo riconosciuto per le emergenze non sia computato ai fini del calcolo delle efficienze conseguite nel NPR1.

Infine, con riferimento alla possibilità di prevedere ulteriori interventi regolatori soltanto nei casi in cui le imprese diano evidenza di avere sostenuto oneri tali da pregiudicare il proprio equilibrio economico finanziario, e comunque non inferiori al 15% del ricavo ammesso di distribuzione, riteniamo che già una percentuale significativamente più bassa dei ricavi ammessi (ad esempio compresa in un *range* del 3%-5%) indichi una situazione di emergenza di portata eccezionale tale da legittimare la richiesta di un meccanismo di integrazione ad hoc per singola impresa.

3. ALTRE TIPOLOGIE DI COSTI OPERATIVI

Nel Documento di consultazione, l'Autorità, in continuità con quanto espresso nei precedenti periodi regolatori, conferma l'intenzione di escludere dai costi riconosciuti tutte le voci di spesa per le quali la relativa copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio), in particolare oneri assicurativi non previsti da obblighi normativi e costi per la copertura di rischi, sanzioni, contenzioso, ecc.

Al riguardo si ribadisce la necessità di includere tali voci nei costi riconosciuti, in quanto, come già ribadito nella risposta al DCO 318/19, si tratta di oneri sostenuti per l'espletamento dell'attività caratteristica, del tutto fisiologici per operatori che gestiscono milioni di utenti con asset presenti su tutto il territorio nazionale.

Pertanto, si sottolinea che la proposta di Enel prevede il riconoscimento non già degli importi accantonati nel Fondo Rischi ma degli importi utilizzati di tali Fondi, che rappresentano l'onere effettivamente sostenuto dall'impresa nell'anno, coerentemente con quanto già avviene per il Fondo incentivi all'esodo.

4. MECCANISMI DI RIPARTIZIONE DEI RICAVI NETTI DERIVANTI DALL'UTILIZZO DELL'INFRASTRUTTURA ELETTRICA PER FINALITÀ ULTERIORI AL SERVIZIO ELETTRICO

Nel Documento l'Autorità esprime l'intenzione di effettuare, nei confronti delle imprese soggette al regime tariffario individuale, un monitoraggio annuale dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture di distribuzione per finalità ulteriori al servizio elettrico e di procedere ad un aggiustamento, a cadenza annuale, dei costi operativi riconosciuti nei

confronti degli operatori i cui ricavi netti superino nell'anno 2018 lo 0,5% dei ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione.

Non risulta chiara quale dovrebbe essere la periodicità di verifica del superamento della suddetta soglia di significatività. A nostro avviso, considerato che i ricavi netti provenienti dall'utilizzo delle infrastrutture di rete per usi diversi possono avere un andamento molto discontinuo nel tempo, verificare il superamento della soglia solo all'inizio del quadriennio, sulla base dei valori dell'anno 2018, potrebbe generare discriminazioni tra le imprese.

Infatti, potrebbe verificarsi la situazione in cui sarebbero sottoposte al *claw back* imprese che superano la soglia di significatività solo nel 2018 e non anche negli anni a seguire e, viceversa, verrebbero escluse dal *claw back* imprese i cui margini non superano tale soglia nel 2018 ma potrebbero superarla negli anni successivi.

Pertanto, per evitare effetti discriminatori, riteniamo necessario sottoporre a verifica annuale il superamento della soglia di significatività, in modo da procedere all'aggiustamento dei costi operativi riconosciuti soltanto per gli anni in cui i margini registrati dal singolo operatore superino la suddetta soglia.

Infine, con riferimento alle modalità operative del meccanismo di restituzione, concordiamo con la proposta che tali correzioni ai ricavi riconosciuti siano applicate per singola impresa in sede di perequazione annuale.

5. CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AI CANONI DI LEASING OPERATIVO

Nel Documento 318/2019 l'Autorità aveva proposto di recepire anche ai fini tariffari il trattamento contabile previsto dal principio IFRS16, in vigore dal 1° gennaio 2019 in sostituzione del precedente IAS17, che prevede l'iscrizione, tra le immobilizzazioni, del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di leasing, al verificarsi di determinate condizioni (ad es. durata contrattuale superiore ad 1 anno, significatività dell'importo, individuazione univoca del bene oggetto di contratto e piena disponibilità e controllo da parte del locatario).

Come già rappresentato all'Autorità nella Nota inviata il 3 ottobre scorso, a partire dal Bilancio 2019 e-distribuzione capitalizzerà tra le immobilizzazioni dello Stato patrimoniale il diritto d'uso relativo ai contratti c.d. *in scope* IFRS16 esistenti al 31.12.2018, calcolato come attualizzazione dei canoni futuri. Il suddetto cespite accoglierà poi ogni anno gli incrementi

patrimoniali relativi all'attualizzazione di eventuali rinnovi contrattuali o stipula di nuovi contratti.

Sottolineiamo anche che l'applicazione del principio IFRS16 farà sì che, a partire dal 2019, la capitalizzazione del diritto d'uso assorbirà anche la quota dei canoni *in scope* che fino all'anno 2018 era iscritta tra le immobilizzazioni relative agli impianti, ai sensi dello IAS16, pari a circa ...**omissis**... milioni di euro, come si evince dalla tabella seguente.

(Valori in Euro)

... **omissis**...

Nel Documento 481/2019, l'Autorità, facendo seguito alle osservazioni ricevute dagli operatori e tenendo conto del fatto che molti distributori non adottano i principi contabili internazionali, ha confermato solo per Terna la proposta di recepire il principio contabile IFRS16 a partire dalle tariffe 2020, riconoscendo (analogamente a quanto fatto per il trasporto e lo stoccaggio gas) nell'ambito del capitale investito il valore del diritto d'uso dei canoni di leasing relativi ai contratti posti in essere a partire dall'anno 2019, e remunerando tra i costi operativi in maniera puntuale i canoni di leasing relativi ai contratti già in essere al 31 dicembre 2018.

Viceversa, per le attività di distribuzione e misura l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di remunerare i canoni di leasing in una logica di continuità con il passato, quindi tra i costi operativi, facendo riferimento all'ammontare indicato nei conti annuali separati dell'anno 2018.

Qualora l'Autorità intenda confermare l'orientamento espresso nel presente DCO e riconoscere tra le opex i costi per canoni di leasing, sterilizzando l'effetto dell'adozione del principio IFRS16, dovrebbe in primo luogo includere nel costo riconosciuto ai fini delle tariffe 2020-2023 non solo il costo operativo per canoni di leasing risultante dai CAS 2018, ma anche la quota dei canoni capitalizzata nel 2018 per i canoni *in scope*, pari a circa ...**omissis**... mln di euro.

L'inclusione di tale quota capitalizzata nel COE 2018 non genererebbe alcun *double counting* ai fini tariffari, in quanto, a regole vigenti, il COE 2018 è preso a riferimento per la copertura dei costi operativi per il periodo 2020-2023, anni nei quali gli investimenti realizzati

non conterranno più tale quota, assorbita dalla capitalizzazione del diritto d'uso per effetto dell'adozione del nuovo principio contabile IFRS16 (non considerata ai fini tariffari).

Sottolineiamo, peraltro, che tale quota di costo da includere nel COE 2018, deve essere riconosciuta integralmente nelle tariffe 2020-2023 e quindi esclusa ai fini del calcolo dei recuperi di efficienza conseguiti nel NPR1, a cui sarà applicato il *profit-sharing*.

Infine, per garantire l'equivalenza tra l'opzione proposta a Terna e l'opzione proposta ai DSO, si dovrebbero includere nella RAB gli incrementi patrimoniali relativi alla capitalizzazione ex IFRS16 di eventuali nuove tipologie di costi per canoni di leasing, non incluse nella fotografia opex dell'anno di riferimento 2018.

6. PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI TRA LE IMPRESE DISTRIBUTRICI

Come espresso in risposta al DCO 318/2019, Enel concorda con l'Autorità circa l'opportunità di perseguire una crescente riduzione del numero di imprese distributrici di piccola dimensione al fine di favorire una maggiore efficienza del sistema.

In questo quadro, è già stato ricordato come, pur in un contesto in cui i meccanismi incentivanti previsti "hanno mostrato un'efficacia complessivamente limitata" (vd. pt. 7.2 del DCO 318/2019), e-distribuzione abbia già contribuito attivamente al citato obiettivo realizzando operazioni straordinarie di acquisizione, in esecuzione dell'art. 9 del d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79, che hanno consentito il superamento di situazioni di compresenza territoriale tra distributori in 46 comuni italiani, nel corso degli ultimi 6 anni.

Alla luce di quanto rappresentato nel documento di consultazione attuale (pt. 19), continuiamo a ritenere che il meccanismo di incentivazione proposto dall'Autorità potrebbe rivelarsi non sufficiente a supportare adeguatamente l'aggregazione fra imprese in regime puntuale e quelle in regime parametrico. Ribadiamo, come espresso in risposta al DCO 318/2019, che sia opportuno potenziare il meccanismo proposto nel precedente documento di consultazione attraverso l'aggiunta di un ulteriore incentivo che potrebbe essere erogato direttamente da CSEA in favore del cedente, con l'obiettivo di esplicitare i benefici del meccanismo di incentivazione così proposto. Enel ritiene che un incentivo efficace e di facile comprensione per i gestori delle imprese di piccole dimensioni (tipicamente amministrazioni locali) possa essere quello di riconoscere all'impresa cedente un incentivo esplicito pari a una quota (es. 30-50%) del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica in vigore al 2023. Con l'obiettivo di favorire ulteriormente le imprese di

più piccole dimensioni, sarebbe inoltre auspicabile che tale quota possa variare all'interno di una fascia di valori ed essere inversamente proporzionale alla misura dell'operazione.

7. CONTRIBUTI FISSI PER LE VARIAZIONI DI POTENZA RICHIESTE DAI CLIENTI DOMESTICI

Si concorda con la proposta di un ulteriore proseguimento del periodo di agevolazioni in oggetto limitato al solo diritto fisso, mentre non si ritiene opportuno prorogare le agevolazioni sui corrispettivi per le quote potenza, in quanto finalizzati al finanziamento degli investimenti sulla rete.

Appreziamo l'intento dell'Autorità di consolidare e ufficializzare forme di perequazione relative al mancato ricavo da parte delle imprese distributrici, derivante dalla mancata applicazione ai clienti domestici dei contributi in quota fissa. per gli anni 2017-2019. Richiediamo però che le modalità operative del meccanismo perequativo vengano definite all'inizio del 2020.

Inoltre, come già evidenziato nella risposta alla precedente consultazione, facciamo presente che le disposizioni del TIC, ed in particolare l'articolo 8bis comma 2 lettera c), andrebbero modificate per salvaguardare il diritto del cliente di usufruire del livello di potenza disponibile per il quale ha già corrisposto il contributo di connessione nei casi in cui presenti una richiesta di aumento della potenza contrattualmente impegnata successivamente ad una richiesta di riduzione.

Più specificatamente, le disposizioni andrebbero allineate alla prassi consolidata secondo cui i distributori non richiederebbero ai clienti il pagamento del corrispettivo sulla quota potenza per la quale sia stato precedentemente versato il contributo corrispondente. Ciò indipendentemente dalla data di presentazione della richiesta della riduzione di potenza e non solo in relazione alle richieste di riduzione successive al 1 aprile 2017, come attualmente previsto dall'articolo 8bis comma 2 lettera c).

Chiaramente la sopra citata prassi non viene applicata ai casi in cui sia stato restituito al cliente il contributo in quota potenza previsto all'articolo 8bis comma 3 lettera b).

Con riferimento al tema della riforma relativa agli oneri generali di sistema applicati ai clienti domestici, cogliamo infine l'occasione per richiedere all'Autorità di esprimersi in merito al completamento della stessa al 1° gennaio 2020 o alla previsione di un ulteriore periodo di

proroga. Ciò al fine di consentire agli operatori di disporre del tempo necessario all'adeguamento dei propri sistemi di fatturazione.

8. MECCANISMO INCENTIVANTE PER L'OTTENIMENTO DI CONTRIBUTI PUBBLICI

Nel DCO l'Autorità esprime l'intenzione di voler cessare, per ragioni di inefficacia, l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici per il finanziamento di opere infrastrutturali.

A nostro avviso è invece necessario che l'Autorità confermi anche per il NPR2 tale incentivo, indispensabile per incrementare il ricorso degli operatori di rete ai fondi pubblici (soprattutto comunitari) destinati alla realizzazione di investimenti infrastrutturali. Tale misura permetterebbe infatti di trasferire ai consumatori elettrici i benefici derivanti dall'ottenimento del contributo.

Tuttavia, è necessario apportare dei correttivi al suddetto meccanismo, per incrementarne l'efficacia, chiarendo, in primo luogo che lo stesso non è volto a compensare gli investimenti, bensì i costi operativi e i rischi sorgenti, che non troverebbero altrimenti copertura nell'attuale meccanismo di remunerazione tariffaria dei costi operativi.

Al riguardo si allega una Nota sul meccanismo di incentivazione sopra descritto (vedi Allegato B ...(*riservato*)...).

9. RICONOSCIMENTO MAGGIORE REMUNERAZIONE INVESTIMENTI (EXTRA WACC)

Relativamente al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, si ribadisce la condivisione di quanto proposto dall'Autorità nel precedente DCO, circa il riconoscimento in un'unica soluzione degli importi spettanti, con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione.

10. ASPETTI TARIFFARI RELATIVI ALLA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI

Il PNIEC vede la mobilità elettrica come uno degli strumenti volti a raggiungere i target europei in tema ambientale; da qui al 2030 è prevista una crescita graduale sia delle auto ibride che delle auto full electric.

In merito ai principi generali che devono guidare l'evoluzione tariffaria, facciamo presente che ad oggi non si ravvisano particolari criticità nell'adeguamento della rete volto a consentire la diffusione della mobilità elettrica. Infatti, la rete subirà un processo di sviluppo sia di tipo fisiologico che a supporto della transizione energetica, per il quale il PNIEC ha previsto un investimento cumulato di 26 mld di euro al 2030, di cui solo una parte minore è legata allo sviluppo della mobilità elettrica. Nel lungo termine, l'entità degli interventi di adeguamento della rete sarà strettamente correlata a vari fattori esterni quali ad esempio l'effettivo trend di diffusione dei veicoli elettrici, la loro concentrazione in una determinata area, la tipologia dei punti di ricarica con relativa potenza, la contemporaneità delle sessioni di ricarica, la possibilità di utilizzo dello smart charging.”

D'altra parte, dal punto di vista del fabbisogno energetico, si rappresenta che i prelievi della mobilità elettrica sono stimabili al 2030 in circa 10 TWh (pari al 3-4% dell'attuale domanda) e che in passato la rete è stata in grado di supportare tassi di incremento ben superiori (una crescita simile si è realizzata anche nell'arco di 1-2 anni).

Inoltre il generale processo di sviluppo dell'efficienza energetica tenderà a contenere gli altri consumi sulla rete; si pensi in particolare all'efficientamento dell'illuminazione (con la diffusione dei LED) e delle altre apparecchiature domestiche.

Pertanto apprezziamo il fatto che l'Autorità nell'ultimo Documento di Consultazione abbia confermato la tariffa per la bassa tensione (BTVE), senza introdurre il vincolo di riduzione della potenza prelevata come proposto invece nella precedente consultazione proprio in virtù di presunte preoccupazioni circa gli impatti sulla di rete.

Per lo stesso motivo, pur essendo ragionevole prevedere in futuro l'utilizzo dello smart charging, questo va visto in ottica prospettica solo in caso di effettiva necessità.

Ad ogni modo l'introduzione di requisiti funzionali per le colonnine pubbliche e anche per quelle private (wall-box), come proposto nella consultazione, va a nostro parere nell'ottica di costruire da subito una soluzione resiliente a lungo termine, attivando economie di scala che possano rendere le soluzioni intelligenti e connesse sostenibili economicamente.

Punti di ricarica pubblica BT

Confermiamo che la sola proroga della BTVE non risulta sufficiente e che il suo valore andrebbe ridotto in misura significativa. Tale riduzione, oltre a rimuovere un ostacolo alla

diffusione della mobilità elettrica, porterebbe ad una tariffa più equa rispetto alle altre tipologie di clienti e più cost reflective, come meglio specificato di seguito.

Giova ricordare che la tariffa BTVE prevede che gli oneri di sistema e gli oneri di rete siano calcolati solo in quota variabile (€/MWh) tenendo conto delle componenti in quota fissa e in quota potenza ripartite su un prelievo ipotetico della singola infrastruttura di ricarica.

Tale procedura di calcolo fa sì che, essendo tale prelievo ipotetico ancora contenuto, gli oneri di sistema della BTVE risultino nettamente superiori a quelli mediamente applicati per altre tipologie di clienti come evidenziato dalla tabella sottostante.

ONERI DI SISTEMA BT	€/MWh
BTVE (auto elettrica)	126
15 kW - 18.000 kWh (utenza commerciale)	89
25 kW - 60.000 kWh (piccola impresa artigiana)	66

Questo aspetto deve essere senz'altro sanato attraverso una riduzione degli oneri di sistema della BTVE (che potrebbe essere nell'ordine del 50%); infatti non si comprende perché i consumi della mobilità elettrica debbano contribuire agli oneri di sistema (es. allo sviluppo delle rinnovabili) in misura maggiore rispetto ai consumi delle altre tipologie di clienti.

Anche gli oneri di rete (anch'essi variabilizzati nella BTVE) andrebbero ridotti (anche in questo caso, la riduzione potrebbe essere nell'ordine del 50%). Nonostante tale riduzione, questi continuerebbero comunque a garantire un gettito tariffario che, sulla base delle prime stime, sarebbe in grado di coprire i costi di adeguamento della rete.

Ad ogni modo apprezziamo l'apertura dell'Autorità a ridurre la tariffa BTVE per far sì, come espresso nel punto c6, che l'equivalenza di spesa fra tariffa BTA e tariffa BTVE si registri per volumi maggiori di energia prelevata.

Punti di ricarica pubblica MT

Valutazioni analoghe giustificerebbero l'introduzione di una tariffa incentivante analoga alla BTVE anche per la ricarica pubblica in media tensione. Infatti risulta ancora più evidente rispetto al caso della bassa tensione la circostanza che oggi i consumi prelevati presso le

infrastrutture di ricarica connesse in MT contribuiscano agli oneri di sistema in modo esageratamente maggiore rispetto alle altre utenze.

ONERI DI SISTEMA MT	€/MWh
200 kW - 30.000 kWh (punto di ricarica in MT)	316
400 kW - 30.000 kWh (punto di ricarica in MT)	556
150 kW - 450.000 kWh (impresa artigiana)	63
750 kW - 3.000.000 (manifattura non energivora)	57

L'introduzione di una tariffa monomia dedicata e applicata a tutte le infrastrutture di ricarica in MT è fondamentale per favorire la realizzazione di una rete di ricarica ad elevata potenza (fino a 350kW per punto di ricarica e con POD connessi alla rete a potenze che in alcuni casi possono superare i 1.000kW) che risponda alle caratteristiche tecniche dei modelli più recenti di auto elettriche (batterie che ricaricano a potenze anche molto elevate) e consenta al cliente finale di guardare al veicolo elettrico non solo come seconda macchina ma anche come veicolo per soddisfare tutte le esigenze di mobilità grazie alla possibilità di affrontare medie/lunghe distanze grazie ad autonomie maggiori dei veicoli e tempi di rifornimento rapidi, paragonabili a quelli delle auto a combustione interna.

Riteniamo quindi indispensabile l'implementazione della tariffa monomia incentivante MTVE. Sottolineiamo anche che eventuali rischi di comportamenti opportunistici possono essere facilmente evitati in considerazione del fatto che il prelievo a cui applicare la MTVE sarebbe effettuato con una infrastruttura di ricarica pubblica i cui consumi potrebbero essere confrontati, da parte del soggetto deputato ai controlli (es. il GSE), con quelli del misuratore del distributore.

Infine, sia per quanto riguarda la ricarica BT che quella MT, si osserva che le tariffe della mobilità elettrica si applicheranno a consumi aggiuntivi e quindi, anche in caso di riduzione delle attuali componenti regolate, non si creerebbe alcun ammanco rispetto al gettito attuale.

Ricarica privata

Per la ricarica privata presso i box/garage risulta opportuno tornare all'ipotesi di applicazione di una tariffa uguale a quella prevista per il cliente domestico residente. In alternativa potrebbe essere applicata una tariffa BTVE (come proposto nella consultazione) ma solo a condizione che questa venga ridotta sensibilmente come proposto per la ricarica pubblica.

Tale proposta va nella direzione di evitare discriminazioni fra i clienti che hanno il box/garage collegato elettricamente all'abitazione principale (es. nella configurazione di una villetta) e

quelli che hanno un box/garage non collegato elettricamente perché vivono in un condominio o posseggono un garage a qualche metro di distanza dall'abitazione.

Per quanto riguarda la possibilità di comportamenti opportunistici da parte dei clienti, riteniamo che tale possibilità possa essere gestita tramite l'obbligo, già prospettato dall'Autorità nel documento, di installazione di una wall box idonea (ad es. modo 3 e telegestita) a valle del contatore. Tale installazione permetterebbe infatti di verificare che il consumo prevalente sia destinato alla ricarica elettrica ed in caso negativo, far attivare i controlli (che potrebbero essere a cura del GSE come già prospettato nella consultazione).

Come detto in precedenza, a livello generale non si ravvisano particolari criticità in termini di impatto della ricarica privata sulla rete, considerando l'opportunità di incentivare infrastrutture di ricarica che abilitano lo smart charging (in grado quindi di modulare la potenza in funzione dello stato di congestione della rete) e la circostanza che il processo di ricarica dell'auto elettrica in ambito domestico dovrebbe essere spesso gestito negli orari notturni, fermo restando quanto già sopra rappresentato.

Nei casi di necessità di una maggiore potenza si potrà comunque procedere con l'adeguamento della rete come oggi avviene per le altre tipologie di utenza (es. nuove utenze o aumenti di potenza).

Condividiamo, come utile fase iniziale pilota in vista di una applicazione più estesa delle funzionalità di smart charging, la proposta relativa alla possibilità di modulare la potenza in F3, con un aumento fino a 6 kW senza modifica del contratto. Chiaramente in questo caso, come in quello di un'eventuale applicazione della tariffa agevolata per i box/garage, andrebbe definito un processo che coinvolga il venditore, il distributore e il soggetto deputato al controllo (es. Gse) per acquisire le informazioni circa il possesso del veicolo e le caratteristiche dell'infrastruttura di ricarica che permettono l'applicazione dell'agevolazione, nonché un adeguato programma informativo per gli utenti finali anche per guidarli alla scelta dell'infrastruttura di ricarica più idonea.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

Si rimanda alla parte generale.

S2. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

Condividiamo l'intenzione espressa dall'Autorità nel presente Documento di effettuare una simmetrica ripartizione tra imprese e clienti finali dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel NPR1.

Infatti, lasciando invariata la quota di restituzione del 50%, si continuerà a garantire l'incentivo del distributore a perseguire l'efficienza nei costi, anche attraverso investimenti in innovazione tecnologica e digitalizzazione.

S3. Osservazioni in merito al trattamento dei canoni di leasing operativo.

Si rimanda alla parte generale.

S4. Osservazioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori.

Si rimanda alla parte generale.

S6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi per eventi meteorologici eccezionali.

Si rimanda alla parte generale.

S8. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi con riferimento al trattamento e riconoscimento dei costi di misura connessi alle attività trasferite nella responsabilità di Terna dall'1 gennaio 2017.

Enel conferma, come peraltro evidenziato dall'Autorità, la sostanziale invarianza dei costi operativi a carico delle imprese di distribuzione a fronte del cambio di responsabilità previsto dal TIME, in quanto i costi operativi legati alla rilevazione e alla gestione dei dati di misura non sono strettamente proporzionali al numero di punti di misura gestiti, bensì sono prevalentemente fissi.

È altresì condivisibile l'orientamento proposto di continuare a monitorare l'andamento dei costi di capitale e di modificare i criteri di riconoscimento solo nel caso di variazioni significative.

S9. Osservazioni relative alla perimetrazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura.

Tenuto conto del fatto che i costi operativi 2018 recepiscono già un incremento legato all'avvio del piano di installazione di e-distribuzione dei sistemi di *smart metering* 2G (in particolare costi di esercizio dei sistemi informatici dedicati e di telecomunicazione necessari per gestire l'aumento dei volumi di dati da trattare), e considerato non significativo il disallineamento temporale tra l'avvio del piano dei diversi operatori, riteniamo opportuno andare in continuità con i precedenti periodi regolatori circa il riconoscimento dei costi legati al servizio di misura, senza quindi modificare le logiche fondate sui costi medi di settore.

S10. Osservazioni sugli orientamenti relativi alle disposizioni in materia di trattamento dei contributi, agli altri temi del Titolo 8 del TIQ.TRA e su ulteriori aspetti per cui sia utile considerare un'eventuale incentivazione, anche alla luce delle disposizioni del pacchetto Clean Energy for All Europeans.

Si rimanda alla parte generale, riguardo al meccanismo di incentivazione per l'ottenimento di contributi pubblici.

S15. Osservazioni in merito ai criteri di recupero dei crediti inesigibili legati al mancato incasso da parte delle imprese distributrici dei corrispettivi di rete.

Si rimanda alla parte generale.

S17. Eventuali proposte inerenti alle modalità operative con cui procedere alla raccolta dei dati storici necessari al calcolo degli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa.

Con riferimento alla raccolta dati, si propone che gli operatori comunichino alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali il numero di variazioni di potenza richieste dai clienti negli anni 2017-2019 che, ai sensi della Delibera 782/2016, non hanno generato l'incasso della relativa quota fissa. L'ammontare annuo di perequazione spettante al distributore sarà pertanto calcolato come prodotto tra il numero delle suddette operazioni e il relativo contributo in quota fissa, vigente in quell'anno, non fatturato al cliente.

S18. Osservazioni in merito all'orientamento dall'Autorità finalizzato alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento all'aggiornamento dei corrispettivi per gli utenti in alta e altissima tensione.

S19. Osservazioni in merito alla cadenza proposta di aggiornamento dei costi che il gestore del sistema di trasmissione sostiene per la gestione dell'energia reattiva e dei volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante, e all'individuazione di un anno test per fare l'aggiornamento.

S20. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice B.

Come già evidenziato in risposta ai precedenti documenti di consultazione (DCO 420/2016 e DCO 318/2019) Enel ritiene che prima di avviare un importante aggiornamento tariffario quale quello delineato nel DCO in oggetto, sia necessario avere un quadro complessivo dell'impatto del transito della reattiva su tutte le reti e non solo sull'RTN, anche in considerazione delle evoluzioni in corso sul ruolo del distributore quale possibile acquirente di servizi di flessibilità, servizi tra cui potrebbe essere annoverata anche l'energia reattiva.

La possibilità da parte di Terna di attivare e gestire i flussi di energia reattiva immessa e/o prelevata dagli utenti andrebbe analizzata adeguatamente in un contesto organico a livello dell'intero sistema, valutando puntualmente l'impatto economico per il TSO derivante da politiche di approvvigionamento della reattiva ulteriormente ottimizzabili oltre che la quota parte di reattiva fisiologica per il corretto funzionamento della rete di trasmissione nazionale. Tale analisi puntuale deve essere effettuata in modo organico con uno studio che tenga in considerazione tutte le possibili interazioni con la rete di distribuzione nonché i possibili effetti e le ricadute che i nuovi meccanismi potrebbero determinare più in generale sulle

attività dei distributori, che hanno anche la responsabilità dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio erogato ai clienti.

Solo a valle dei risultati di tale studio, e di un eventuale tavolo tecnico ad hoc, gli operatori potrebbero avere elementi sufficienti per valutare l'efficacia, i pro e i contro di proposte di regolazione che modifichino l'assetto attuale.

La regolamentazione delle caratteristiche fisiche del prelievo/immissione di energia reattiva e la sua valorizzazione tariffaria dovrebbero essere definite innanzitutto in maniera coerente con le esigenze di qualità e sicurezza del servizio, vale a dire, in primis, del rispetto dei parametri di tensione di consegna dell'energia elettrica ai clienti finali.

Ferma restando la coerenza con gli obiettivi obbligatori e contrattuali di qualità del servizio oggi vigenti, la regolamentazione dovrebbe poi essere ispirata alla minimizzazione dei costi economici globali, tenendo conto dell'effetto dei comportamenti degli utenti sui principali costi di sistema associati alla gestione dei flussi di energia reattiva (es. perdite, dimensionamento rete...).

Si sottolinea a tal proposito che le tematiche affrontate nel presente DCO non possono essere trattate disgiuntamente da quelle inerenti il riassetto del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, il cui disegno di riforma è tuttora in fase di consultazione da parte dell'Autorità. Analogamente, andrebbero considerati in maniera integrata gli effetti di una modifica della regolazione tariffaria dell'energia reattiva sui processi e sulle regole di fatturazione del servizio di trasporto.

Si ritiene pertanto che la tempistica di entrata in vigore a partire dal 2021 della nuova regolazione proposta dell'Autorità non sia attuabile, in quanto non consentirebbe lo svolgimento del suddetto studio e le conseguenti valutazioni (anche tramite un tavolo tecnico ad hoc) e gli adempimenti attuativi che ne deriverebbero quali ad esempio potenziali interventi di investimento sulla rete di distribuzione per l'installazione di specifici componenti mirati a ridurre il solo effetto dei transiti di reattiva verso RTN e non utilizzabili altresì per far fronte alle esigenze relative alla reattiva sulla rete di media tensione del distributore.

Infatti per valutare l'utilità o efficacia a livello di sistema delle varie proposte avanzate dall'Autorità, andrebbe effettuata un'analisi costi benefici delle opzioni meno onerose per il sistema per regolare l'energia reattiva, analizzando e simulando i potenziali effetti delle evoluzioni in corso anche sul nuovo ruolo del distributore prima di intervenire sul quadro

regolatorio esistente con effetti potenzialmente non ottimali rispetto a uno scenario in rapida evoluzione quale quello in cui si trovano ad operare i gestori di rete tutti.

A prescindere da quanto sopra riportato è comunque necessario stimare correttamente i costi totali su cui basare il calcolo dei corrispettivi. A tal proposito è opportuno non considerare un solo anno campione come proposto (anno 2018), ma andrebbero stimati i costi attesi sul MSD, eventualmente basandosi su un'analisi di serie storica e su opportuni driver di proiezione per il futuro. Quantomeno, andrebbe calcolato un costo normalizzato standard, depurato da problematiche contingenti relative a singoli anni. Ogni anno può essere caratterizzato da una domanda e da un mix di generazione diversi, con differente impegno della rete AAT e conseguente diverso rischio di eccessive variazioni di tensione.

In conclusione, riteniamo quindi opportuno rimandare le modifiche del quadro regolatorio esistente sull'energia reattiva ad una fase successiva una volta portati a termine tutti gli approfondimenti sopra descritti.

S21. Osservazioni riguardo alle proposte avanzate in merito alla proroga dell'attuale struttura tariffaria BTVE e al contemporaneo avvio di tavoli di lavoro dedicati alla valutazione di un possibile aggiornamento della regolazione che ne disciplini l'applicazione.

S22. Osservazioni in merito alla proposta relativa all'introduzione di una maggiore potenza disponibile in fascia F3 secondo le modalità descritte. Quali aspetti relativi al flusso delle informazioni si ritiene di proporre per semplificare al massimo gli aspetti amministrativi?

Con riferimento alle proposte indicate ai punti 24.13 del documento di consultazione e C 19 dell'appendice e relative in particolare al tema della maggiorazione della potenza disponibile durante la fascia F3, che come detto condividiamo, riportiamo alcune prime riflessioni in merito al processo operativo per la richiesta e il riconoscimento di tale maggiorazione.

Il requisito relativo al possesso/disponibilità di un'auto elettrica andrebbe comunicato al venditore, ad esempio tramite un'autocertificazione, secondo uno specifico modello definito dalla stessa Autorità e senza allegare documenti ulteriori. Una nuova comunicazione del cliente andrebbe inviata solo in caso di perdita del requisito da parte dello stesso e non annualmente per conferma, come invece proposto nella consultazione.

I distributori riceverebbero l'informazione circa i clienti aventi il diritto alla maggiorazione dai venditori (senza l'invio dell'autocertificazione) attraverso le attuali procedure già in uso in bilaterale tra distributore e venditore per la gestione dei rispettivi processi commerciali (nuove attivazioni, modifiche contrattuali, ecc.), opportunamente adeguate per la gestione del caso di specie. Distributori e Venditori procederanno poi a valorizzare la fornitura nel RCU del SII, ciascuna parte per i dati di competenza, secondo le procedure già in uso e in coerenza con le disposizioni regolatorie in materia, anche qui apportando le modifiche strettamente necessarie.

Il distributore quindi applicherebbe la maggiorazione della potenza con le stesse modalità/tempistiche valide per le ordinarie richieste di aumento di potenza, tempistiche che dipendono in particolare dalla eventuale necessità di interventi di adeguamento della presa.

Infine i controlli documentali circa il rispetto dei requisiti di accesso dovrebbero essere effettuati da un soggetto terzo, quale il GSE, che potrebbe ricevere dal SII l'elenco delle forniture interessate alla maggiorazione.

Tale processo andrebbe comunque definito con maggiore dettaglio nell'ambito di uno specifico tavolo tecnico con i vari operatori coinvolti (GSE, SII, distributori, venditori). Nell'ambito del medesimo tavolo potrebbe essere definita puntualmente la data di decorrenza di questa agevolazione che dipenderà dalle soluzioni adottate e dalle tempistiche di modifica dei sistemi.

S23. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice C.

Si rimanda alla parte generale.