



RISPOSTA DI ENEL
AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 318/2019/R/eeI
“CRITERI PER L’AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE
TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL’ENERGIA ELETTRICA”

OSSERVAZIONI GENERALI

L’aggiornamento della regolazione tariffaria per il prossimo semi-periodo rappresenta un passaggio fondamentale considerato il ruolo cruciale del DSO nel sistema elettrico del futuro, riconosciuto sia a livello europeo dal Clean Energy Package che a livello nazionale dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. In particolare, quest’ultimo prevede 26 mld € di investimenti per interventi sulle reti di distribuzione nel periodo 2017-2030.

La rete di distribuzione dovrà, infatti, permettere la connessione di tutti gli impianti di produzione da generazione distribuita, necessari a raggiungere gli ambiziosi obiettivi europei di sviluppo delle fonti rinnovabili, e dovrà permettere a tali risorse distribuite di partecipare ai mercati dell’energia e alla gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Per fare questo, la nuova regolazione tariffaria dovrà assicurare un quadro abilitante prevedendo una congrua remunerazione delle attività di distribuzione e garantendo in particolare un’adeguata copertura degli oneri sostenuti dagli operatori.

Tale obiettivo può essere perseguito, come avvenuto fino a oggi, mantenendo un adeguato incentivo all’efficienza. Ricordiamo infatti che le tariffe di distribuzione, grazie all’innovazione tecnologica nelle reti e alle efficienze conseguite dagli operatori, si sono sensibilmente ridotte negli anni, portando l’Italia ad avere le tariffe di rete più basse tra i principali paesi europei.

In particolare, riteniamo che l'obiettivo principale della revisione infra-periodo, oltre all'aggiornamento dei costi operativi, sia quello di aggiornare i criteri vigenti sulla base delle evoluzioni del contesto di riferimento, come peraltro già evidenziato nella delibera 654/2015, che ha previsto un aggiornamento infra-periodo, riguardante la fissazione del nuovo livello di costi operativi riconosciuti ed un possibile riesame dei criteri vigenti in caso di evoluzioni del contesto di riferimento.

Gli ambiti in cui risulta necessario un adeguamento della regolazione sono principalmente due: il riconoscimento dei crediti relativi agli oneri di rete e dei costi di ripristino per emergenze meteo ed eventi eccezionali in relazione ai quali risulta evidente che ci troviamo oggi in un contesto completamente diverso da quello del 2015, anno di definizione della regolazione del quinto periodo regolatorio.

In relazione al primo tema, negli ultimi anni il rischio credito del distributore è aumentato enormemente per il proliferare di inadempimenti posti in essere, a vario titolo, dai trader, la cui numerosità risulta in continua crescita con particolare riferimento a quelli di piccola dimensione, meno affidabili nei pagamenti. Ciò è confermato dal trend crescente di risoluzione dei contratti di trasporto da parte di e-distribuzione che dal 2016 ad oggi ha risolto oltre 30 venditori inadempienti, di cui oltre 10 da inizio 2019, che hanno lasciato crediti relativi ai corrispettivi di rete di importo molto rilevante. In particolare alcuni trader, strumentalizzando le sentenze amministrative del 2017 in tema di garanzie e oneri di Sistema e l'impasse normativa determinatisi, hanno interrotto il pagamento anche dei corrispettivi del servizio di trasporto.

Per quanto riguarda il secondo tema, evidenziamo come gli eventi meteorologici estremi, frutto dei cambiamenti climatici, siano - come noto - aumentati in frequenza e intensità, facendo incrementare in modo rilevante i costi sostenuti dal distributore per fronteggiare le emergenze.

In relazione alla mobilità elettrica, esprimiamo il nostro apprezzamento per l'approccio proattivo mostrato dall'Autorità nella definizione delle proposte – alcune delle quali

particolarmente innovative – contenute nel documento per la consultazione in oggetto. Tale approccio deve essere, tuttavia, perseguito adottando soluzioni semplici, aspetto quest'ultimo che, congiuntamente a quello dei costi di ricarica, è fondamentale per favorire lo sviluppo della mobilità elettrica nel nostro Paese.

In particolare, condividiamo la proposta di prorogare oltre il 2019 la tariffa monomia BTVE dedicata ai punti di prelievo in Bassa Tensione (BT) utilizzati per alimentare punti di ricarica accessibili al pubblico. L'assenza di componenti in quota fissa ed in quota potenza rende questa tariffa indispensabile per contenere i costi di ricarica, soprattutto nell'attuale fase di avvio del mercato in cui i prelievi di energia elettrica dalle colonnine risultano ancora contenuti.

Il costo della ricarica costituisce, infatti, un elemento rilevante per i clienti che intendono scegliere l'auto elettrica come soluzione di mobilità. Un prezzo per la ricarica elevato e soprattutto non competitivo rispetto a quello dei combustibili tradizionali rappresenta un disincentivo all'utilizzo dei veicoli elettrici e ne frena di fatto la loro diffusione.

Le stesse considerazioni valgono anche nel caso della ricarica pubblica che avviene sulle reti di Media Tensione (MT). È fondamentale che una tariffa analoga alla BTVE sia infatti introdotta anche per tutte le tipologie di ricarica in MT - incluse le stazioni ad alta potenza (c.d. High Power Chargers-HPC) - che registrano ancora dei consumi ridotti non sufficienti ad ammortizzare il peso delle quote fisse e delle quote potenza previste per le tariffe applicate ai clienti ordinari. L'introduzione di una tariffa monomia dedicata e applicata a tutte le infrastrutture di ricarica in MT è quindi 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 lo sviluppo della mobilità elettrica anche su medie/lunghe distanze grazie a tempi di rifornimento rapidi e paragonabili a quelli delle auto tradizionali. La tendenza del mercato è, infatti, quella di



uno sviluppo sempre più importante delle infrastrutture di ricarica connesse in media tensione, come dimostrato anche dai piani di sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei principali operatori europei.

Riportiamo di seguito le nostre proposte sui singoli temi.

1. REINTEGRO MOROSITÀ CORRISPETTIVI DI RETE

Il documento di consultazione non tocca esplicitamente il tema del reintegro della morosità sui corrispettivi di rete, che invece, come evidenziato nelle osservazioni generali, è opportuno affrontare anche in vista del superamento della maggior tutela che molto probabilmente comporterà un ulteriore aumento del numero di venditori e del relativo rischio credito. Un adeguamento della regolazione risulta necessario in quanto il quadro di riferimento è nettamente cambiato rispetto a quello del 2015.

Un intervento regolatorio sul tema del reintegro dei crediti inesigibili risulta coerente con i principi espressi nella delibera 609/2015 di approvazione del CADE e nella delibera 654/2015 di approvazione del testo integrato per il trasporto per il primo semi-periodo 2016-2019, che avevano espressamente previsto che, al verificarsi di situazioni eccezionali, sarebbe stato necessario adottare specifiche misure di copertura dei crediti non riscossi dei distributori.

D'altra parte tale onere non può essere coperto dal beta, che secondo i principi su cui si basa il CAPM non è idoneo a coprire rischi asimmetrici quale sarebbe quello di un onere che insorge in assenza di copertura tariffaria.

Enel considera che una modalità di reintegro efficace possa essere quella di includere il valore dei crediti inesigibili come componente del capitale investito netto da riconoscere all'impresa, sia ai fini della remunerazione del capitale, sia ai fini del calcolo degli ammortamenti riconosciuti. Si verrebbe in tal modo a creare, all'interno della Regulatory Asset Base (RAB), in analogia a quanto già previsto per il Fondo Pensione Elettrici, un

“cespite figurativo” determinato puntualmente in base ai dati di ciascuna impresa. Si potrebbe prevedere una vita utile per questo cespitem di 3 anni, in modo da contenere l’impatto sui consumatori¹. Questa tempistica è compatibile con quanto la stessa Autorità ha stabilito nella Delibera 351/2012 (e confermato nella Delibera 372/2014) per la modalità di riconoscimento dei crediti non riscossi di Snam².

Questa modalità di reintegro dei costi ha vari aspetti positivi importanti:

- il reintegro non è determinato forfettariamente o come media di settore come avverrebbe nel caso di riconoscimento nei costi operativi, ma come detto è individuato puntualmente per ciascuna impresa;
- limita l’impatto sul cliente finale poiché la vita utile di 3 anni diluisce nel tempo il reintegro dei crediti non riscossi;
- il valore del “cespite figurativo” è aggiornabile nel tempo al fine di tener conto degli eventuali incassi ottenuti dall’operatore di rete successivamente (ad esempio a seguito di azioni giudiziarie);
- non si costituisce un meccanismo ad hoc ma si gestisce tale tema in modo coerente e coordinato con il riconoscimento dell’insieme dei costi delle attività di distribuzione.

Peraltro, vale la pena sottolineare come la prassi regolatoria internazionale offra diversi esempi in cui i cd. “bad debt costs” vengono riconosciuti ai distributori tipicamente attraverso meccanismi di tipo “pass through”, ad esempio in UK³.

¹ Per questa tipologia di cespitem l’ammortamento dovrebbe essere riconosciuto, per quota intera, a partire dal primo anno successivo a quello di iscrizione del valore come cespitem virtuale, e non a partire dal secondo anno successivo a quello di entrata in esercizio come previsto per i nuovi investimenti.

² Nella delibera l’ARERA ha previsto l’allungamento del periodo di rateizzazione degli oneri da recuperare, già definito con la deliberazione 321/2012, ad un minimo di 36 mesi (anziché 12 mesi).

³ 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. COSTI PER EMERGENZE METEO ED EVENTI ECCEZIONALI

Si tratta di costi operativi sostenuti per le azioni di ripristino messe in campo a seguito di eventi meteo estremi e in genere eccezionali (sisma, tempeste di neve, trombe d'aria, alluvioni, ecc.). Come noto, l'impatto, sia organizzativo che economico, della gestione di tali eventi è significativamente aumentato nel corso degli ultimi anni.

Ciò premesso, la proposta di Enel per la remunerazione tariffaria 2020-2023 di tali costi è di:

- includere nel COE 2018 un costo riconosciuto per emergenze ed eventi eccezionali pari al valore medio del costo registrato dalle imprese nel triennio 2016-2018 (oggetto della raccolta dati in corso presso le imprese di distribuzione); tale costo medio dovrebbe essere aggiornato all'avvio di ogni semi-periodo regolatorio;
- prevedere un meccanismo che escluda tali costi ai fini del calcolo dei recuperi di efficienza conseguiti nel NPR1, a cui sarà applicato il *profit-sharing*;
- prevedere, qualora si verificano nel corso del quadriennio eventi di portata eccezionale i cui costi siano significativamente superiori a quelli medi riconosciuti, un meccanismo di integrazione ad hoc per singola impresa.

Tale proposta è peraltro coerente con le intenzioni espresse dall'Autorità di "normalizzare", ai fini del calcolo del COE 2018, tutti quei costi che, pur appartenendo alla gestione caratteristica, non si verificano in modo continuativo ovvero si manifestano, in un dato anno, in maniera eccezionale o anomala, di cui i costi sostenuti per le emergenze rappresentano a nostro avviso la principale tipologia.

3. ALTRE TIPOLOGIE DI COSTI OPERATIVI

Come già sostenuto nell'ambito della revisione tariffaria del 2015, non condividiamo l'esclusione dal riconoscimento tariffario di alcune tipologie di costi, che fanno parte della gestione caratteristica dell'impresa.

3.1 Costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese

Non si condivide l'intenzione dell'Autorità di escludere dai costi riconosciuti i canoni di affitto per l'utilizzo di reti di proprietà di altre imprese, che sono da considerarsi sostitutivi dell'investimento/ammortamento che l'impresa avrebbe sostenuto se avesse realizzato in proprio l'infrastruttura necessaria, e che come tale avrebbe trovato riconoscimento ai fini tariffari.

3.2 Costi per assicurazioni

Non si condivide l'intenzione dell'Autorità di escludere dai costi riconosciuti i costi assicurativi, in quanto essi rispondono ad un principio di diligenza nella gestione aziendale e riteniamo siano indispensabili per tutelare in maniera adeguata asset e risorse in genere (oltre che i terzi) e per svolgere in sicurezza tutte le attività relative alla gestione caratteristica. Qualora i distributori decidessero di limitare le proprie coperture assicurative a quelle obbligatorie per legge, sarebbero infatti esposti a conseguenze potenzialmente estreme in termini di costi, che secondo il principio di copertura dei costi e di salvaguardia dell'equilibrio economico finanziario delle imprese, dovrebbero essere comunque in qualche modo coperti dal sistema tariffario e quindi andrebbero a gravare sul cliente finale.

A tal proposito vale la pena notare come il riconoscimento efficiente dei costi di assicurazione sostenuti dai distributori sia una pratica adottata da numerosi regolatori

europei. Basti citare il caso inglese, dove Ofgem⁴ include tali spese nei propri modelli di riferimento.

Facciamo inoltre presente che gli stessi costi non trovano copertura in altri meccanismi di remunerazione del capitale, in particolare nell'ambito del parametro beta, la cui metodologia di determinazione esclude per definizione rischi di tipo diversificabile, quali quelli coperti dai contratti assicurativi.

Costi per la copertura di rischi, sanzioni, penali, risarcimenti e contenzioso

Tra i costi che l'Autorità considera non riconoscibili, sono compresi anche gli accantonamenti per la copertura di rischi ed oneri, gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti (derivanti da inadempienze contrattuali o da danni provocati a terzi), nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente.

Anche per questi costi, come già sostenuto in passato, Enel non condivide l'esclusione in quanto si tratta di oneri sostenuti per l'attività caratteristica, peraltro del tutto fisiologici per imprese che gestiscono milioni di clienti e asset diffusi in maniera capillare su tutto il territorio. È quindi giusto riconoscerli all'impresa, a valle di un'analisi che ne individui la corretta entità e modalità di riconoscimento.

Nel caso di costi contabilizzati attraverso il fondo rischi, la modalità, in analogia a quanto adottato dall'Autorità nel NPR1 per il riconoscimento Fondo incentivi all'esodo (confermato anche per il NPR2), potrebbe essere quella di escludere dai costi riconosciuti la quota di accantonamento al relativo Fondo (poiché riferita ad eventi non certi o di competenza di più esercizi) ma includervi l'importo relativo all'utilizzo del Fondo, che esprime l'effettivo onere sostenuto dall'impresa nell'anno, "normalizzando" di fatto l'importo annuo da riconoscere in tariffa.

⁴ Ofgem (28 November 2014), "RIIO-ED1: Final determinations for the slow-track electricity distribution companies Business plan expenditure assessment", p. 130-131.

4. PROFIT SHARING

Alla luce del ruolo chiave che riveste il distributore nel permettere e facilitare la transizione energetica, si ritiene indispensabile che il regolatore continui a mantenere un contesto favorevole alla promozione di progetti volti all'efficientamento dei costi.

In particolare la presenza di un meccanismo di incentivo all'efficienza, quale il profit sharing, ha reso possibile effettuare, negli ultimi anni, importanti investimenti in innovazione tecnologica e digitalizzazione, a vantaggio dell'efficienza e della qualità del servizio per la totalità dei clienti finali. È tipico, viceversa, il caso di alcuni Paesi in cui la ripartizione asimmetrica dei recuperi di efficienza a favore dei clienti si è tradotta in una mancata incentivazione per gli operatori a migliorare i loro livelli di efficienza nei costi, con effetti paradossalmente negativi sui clienti finali.

Considerata l'efficacia del meccanismo del profit sharing, richiediamo che questo rimanga immutato al 50% al fine di garantire un adeguato incentivo al perseguimento dell'efficienza nei costi anche attraverso nuovi investimenti in innovazione e digitalizzazione.

Oltretutto si sottolinea che, già oggi in base alla formula di sharing dei recuperi di produttività conseguiti dal distributore, oltre il 50% è restituito agli utenti finali. La formula infatti prevede che nel primo anno del semiperiodo solo 4/10 delle extra-efficienze siano trattenuti dall'operatore di rete mentre i restanti 6/10 siano attribuiti ai consumatori.

Inoltre, considerato il livello di efficientamento dei costi operativi del settore, che presentano ormai ridotti margini per ulteriori recuperi di produttività, richiediamo un allungamento ad 8 anni dell'arco temporale di restituzione, in modo da rafforzare l'incentivo alla realizzazione di ulteriori progetti di efficientamento dei costi.

5. 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 introdurre un meccanismo di *sharing* dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture per finalità ulteriori al servizio elettrico, basato su una percentuale del margine che gli operatori del settore elettrico maturano per utilizzi diversi delle proprie infrastrutture (quale il servizio di appoggio della fibra ottica).

In considerazione della ridotta significatività di tali margini rispetto ai ricavi totali della società e del fatto che lo sviluppo della fibra ottica già comporta benefici tecnico-economici per il cliente elettrico, riteniamo opportuno non applicare per ora alcun claw-back. Tale meccanismo di *sharing* potrebbe, a nostro avviso, essere introdotto solo al superamento di determinate soglie di margini, e in tal caso dovrebbe essere aggiornato con cadenza annuale in quanto i ricavi netti provenienti dall'utilizzo delle infrastrutture per usi diversi potrebbero manifestare un andamento molto discontinuo nel corso degli anni.

Inoltre lo *sharing* dovrebbe essere applicato anche in caso di margine negativo in quanto determinate tipologie di costi potrebbero emergere in modo concentrato solo in alcuni anni portando il margine in negativo.

6. RECEPIMENTO AI FINI REGOLATORI DELLE DISPOSIZIONI INTRODOTTE DAI PRINCIPI CONTABILI IFRS16

L'Autorità ha proposto nel DCO di recepire anche ai fini regolatori, in sede di determinazione del costo riconosciuto per il NPR2, le disposizioni introdotte dal principio contabile IFRS16 (entrato in vigore dal 1° gennaio 2019 in sostituzione del precedente principio IAS17) che prevede l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di leasing, al verificarsi di determinate condizioni (sostanzialmente

che si tratti di contratti pluriennali e che il bene oggetto di contratto non sia di modico valore, sia individuabile e sia nella piena disponibilità e controllo del locatario).

L'Autorità è orientata a considerare il valore del diritto d'uso del bene sottostante ai contratti di leasing come incremento patrimoniale nell'ambito del capitale investito riconosciuto, nella categoria di cespiti "Altre immobilizzazioni immateriali", con una vita regolatoria pari a 5 anni.

Segnaliamo che e-distribuzione, a far data dal 1° gennaio 2019, ha applicato il trattamento contabile previsto dal principio IFRS16 non a tutti i contratti di leasing operativo in essere al 31 dicembre 2018, ma solo a quelli che possiedono quelle caratteristiche che permettono la capitalizzazione del relativo diritto d'uso, rilevando la relativa attività tra le "Attività materiali in leasing".

Ciò premesso siamo disponibili a valutare forme di riconoscimento dei canoni di leasing basate sull'applicazione dell'IFRS16, a condizione che venga garantita un'invarianza del valore riconosciuto e che, in relazione all'investimento 2019, la relativa quota di ammortamento sia riconosciuta già a partire dal 2020 e non, come da regole vigenti, a partire dal 2021, in modo da non creare un "vuoto" di remunerazione nel primo anno del NPR2.

7. INVESTIMENTI INCENTIVATI

Relativamente al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, Enel condivide l'ipotesi del documento di consultazione che prevede la possibilità per le imprese interessate di richiedere il riconoscimento in un'unica soluzione della maggiore remunerazione spettante con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione.



8. ENERGIA REATTIVA IN AT E AAT

Enel apprezza l'intento dell'Autorità di rivedere la disciplina dei corrispettivi unitari per i prelievi e le immissioni dell'energia reattiva AT.

Tuttavia, come già rappresentato nella risposta al documento per la consultazione 420/2016, a cui si rimanda, si ribadisce, che l'analisi dei flussi di potenza relativa alla sola rete AT, per quanto aggiornata al 2018 non sia di per sé sufficiente per valutare gli effetti sull'intero sistema elettrico.

Enel conferma, anche alla luce dell'attuale e futura crescita della generazione distribuita, la necessità di un'analisi dei flussi di potenza reattiva estesa anche alle reti di distribuzione, per considerare in maniera adeguata un maggior numero di effetti e ricadute tecnico-economiche sul sistema rispetto a quanto già analizzato dagli studi condotti da Terna e dal Politecnico di Milano.

Infatti, come si può dedurre anche dall'analisi dei dati relativi ai prelievi di energia reattiva relativi a Clienti MT e BT fino a 16,5 kW e a Clienti AT e Cabine Primarie inviati a seguito delle richieste effettuate da ARERA rispettivamente in data 18/10/2017 e 28/06/2018, appare evidente che il fattore di potenza medio della rete AT è notevolmente diverso da quello della rete MT e BT.

Si riporta, a titolo di esempio, la tabella contenente la ripartizione dei prelievi di energia reattiva (disaggregati per cosfi medio mensile e per fasce) relativi all'anno 2016.

Cosp	Cabine Primarie			Clienti MT			Clienti BT > 16,5			Clienti MT e BT > 16,5		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3	F1	F2	F3	F1	F2	F3
0,8<= cosp <= 0,8499	1%	0%	1%	5%	5%	5%	9%	10%	11%	7%	6%	6%
0,8499< cosp <= 0,8944	2%	1%	2%	11%	9%	8%	13%	14%	14%	11%	11%	10%
0,8944< cosp <= 0,9496	12%	7%	8%	30%	27%	25%	25%	25%	22%	28%	26%	24%
cosp < 0,8	1%	0%	1%	5%	4%	4%	10%	9%	12%	6%	5%	7%
cosp > 0,9496	80%	84%	79%	34%	40%	41%	42%	42%	41%	36%	40%	41%
cosp in anticipo	5%	7%	10%	15%	16%	16%	1%	1%	1%	11%	11%	12%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Ciò premesso, la riflessione sul nuovo modello di riferimento in materia di energia reattiva dovrebbe essere impostata ab initio, considerando in maniera integrata l'intero sistema elettrico, ovvero analizzando in profondità, e nel loro insieme, le tematiche di gestione caratteristiche della generazione, sempre più distribuita, della trasmissione e della distribuzione ai diversi livelli di tensione, anche in situazioni di assetto dinamico. In caso contrario, ipotetici benefici valutati secondo un'ottica parziale (o considerando solo situazioni statiche) potrebbero tradursi in inefficienze e oneri in altri ambiti del sistema. Solo a valle dei risultati di tale analisi e di un eventuale tavolo tecnico, si avrebbero elementi esaustivi per la valutazione degli effetti fisici dei flussi di energia reattiva sull'intero sistema elettrico e dei corrispondenti impatti economici.

In particolare, prima di avviare riflessioni sui livelli di riferimento, sulle responsabilità di controllo, sui corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva, e sull'estensione dell'analisi quantitativa alle rete MT-BT, si ritiene opportuno prevedere ambiti di sperimentazione relativi all'esercizio evoluto della rete di distribuzione, come già previsto da Autorità con la delibera 699/2018 per la risoluzione dei vincoli di rete per regolazione di tensione sull'alta tensione.

Infine, come peraltro evidenziato da Autorità nel citato DCO 420/2016, la revisione della disciplina relativa alla tariffazione dell'energia reattiva non può prescindere dall'armonizzazione tra le relative disposizioni e gli altri provvedimenti – attualmente

oggetto di consultazione - inerenti la futura riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Alla luce delle considerazioni sopra esposte Enel ritiene pertanto auspicabile procedere con la definizione della regolazione concernente l'energia reattiva una volta completato il riassetto del MSD prevedendo al contempo l'ipotesi di condurre specifiche attività preliminari di analisi quantitativa e sperimentazione sulla rete MT-BT.

9. DISCIPLINA DELLE CONNESSIONI DEI PUNTI ATTIVI E PASSIVI

Riteniamo che una revisione della disciplina dei contributi di allacciamento, anche se non oggetto del presente procedimento, vada affrontata in tempi brevi, anche al fine di valutare la loro adeguatezza a livello economico.

10. PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI TRA IMPRESE DISTRIBUTRICI

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 vale la pena ricordare come, pur in un contesto in cui i meccanismi incentivanti previsti "hanno mostrato un'efficacia complessivamente limitata"⁵, 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.

Proprio grazie a tale esperienza, si ritiene che fra le quattro fattispecie di aggregazione considerate nel documento di consultazione proprio il caso B, dove uno o più operatori in regime parametrico si aggregano ad un'impresa in regime puntuale, sia quello in grado

⁵ Documento per la consultazione 318/2019, par. 7.2.

di offrire i maggiori risultati di efficienza del sistema e sia quindi la casistica da incentivare maggiormente al fine di ridurre il numero delle imprese distributrici ed aumentare la dimensione complessiva delle operazioni di aggregazione.

Riteniamo tuttavia opportuno rilevare come il meccanismo di incentivazione proposto per il caso B potrebbe rivelarsi non sufficiente a supportare adeguatamente l'aggregazione con imprese più piccole, spesso di proprietà di amministrazioni locali.

Infatti, la fattispecie che appare più frequente nel caso in esame è quella delle cd. "RAB depresse", tipicamente riscontrabili nelle imprese caratterizzate dalla gestione comunale. Per queste imprese l'Autorità propone, come incentivo a cedere l'infrastruttura, una valorizzazione della rete attraverso il capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica, senza considerare il meccanismo transitorio di gradualità ex del. 237/2018.

In questo caso, occorre osservare come la previsione, per i proprietari delle imprese soggette a regime parametrico, di ottenere annualmente, a partire dal 2023, la remunerazione di un valore pari a quello a cui dovrebbe essere valorizzata la rete in caso di aggregazione, possa non costituire un incentivo significativo alla cessione dell'infrastruttura.

Ciò premesso, Enel propone di potenziare il meccanismo proposto nel documento di consultazione per la fattispecie considerata (Caso B) 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 ulteriore 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.

Si propone inoltre di alzare la soglia prevista per il caso B da 25.000 clienti a 100.000 clienti al fine di incentivare maggiormente la creazione di imprese di maggiori dimensioni.

Un siffatto incentivo potrebbe essere previsto anche nei casi di RAB tradizionale o non depressa (cd. caso A), per cui non sono attualmente previste forme adeguate di sostegno.

Si concorda infine con l'Autorità circa l'opportunità che i meccanismi proposti possano trovare applicazione a partire dalle aggregazioni perfezionate già nel corso del 2018.

11. DIRITTO FISSO

Si concorda con la proposta di un ulteriore proseguimento del periodo di agevolazioni in oggetto limitato al solo diritto fisso, riportando invece ai valori pre-agevolazione i corrispettivi per le quote potenza, in quanto finalizzati al finanziamento degli investimenti sulla rete.

In relazione al diritto fisso dovrebbero essere presto consolidate e ufficializzate forme di perequazione relative al mancato ricavo da parte delle imprese distributrici, derivante dalla non applicazione ai clienti domestici dei contributi in quota fissa richiamati nel testo in consultazione.

Inoltre le disposizioni del TIC, ed in particolare l'articolo 8bis comma 2 lettera c), andrebbero modificate per salvaguardare il diritto acquisito da parte del cliente, che presenta una richiesta di aumento della potenza contrattualmente impegnata successiva ad una richiesta di riduzione, di poter usufruire di un livello di potenza disponibile per il quale è già stato pagato il contributo di connessione. Più specificatamente, le disposizioni andrebbero allineate alla prassi consolidata di non richiedere ai clienti il pagamento del

corrispettivo sulla quota potenza già pagata. 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).

Tale prassi si fonda sul fatto che le disposizioni di cui all'articolo 8 commi 9 e 10 del TIC non vadano applicate ai clienti domestici ma solo ai clienti non domestici con POD non dotati di un limitatore della potenza prelevata che chiedono una riduzione della potenza disponibile (e non della potenza contrattuale). Infatti tali disposizioni furono introdotte per consentire ai clienti con POD in media tensione, non muniti della prevista dichiarazione di adeguatezza dell'impianto e con potenza disponibile > 400 kW, di richiedere una riduzione della potenza disponibile e beneficiare in questo modo della riduzione del corrispettivo CTS dovuto.

Chiaramente la sopra citata prassi di non richiedere ai clienti il pagamento del corrispettivo sulla quota potenza già pagata non potrà essere applicata ai casi di restituzione al cliente del contributo in quota potenza previsti 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.

12. ATTIVITÀ DI MISURA AT

Circa l'intenzione espressa dall'Autorità di tenere conto del cambio di responsabilità delle attività di misura in alta tensione, introdotto con il TIME dall'anno 2017, nella determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti, si intende osservare

come questo non richieda interventi regolatori specifici ma possa essere gestito nell'ambito degli ordinari meccanismi di gestione tariffaria. In particolare, l'effetto del trasferimento della responsabilità delle operazioni di gestione dei dati di natura commerciale sarà riflesso nel bilancio unbundling 2018 di e-distribuzione e di Terna che sarà utilizzato ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi.

A tale proposito, occorre osservare che i costi relativi alle attività di rilevazione delle misure non sono diminuiti per e-distribuzione, in quanto non si sono registrati costi cessanti per la modifica delle responsabilità delle attività di misura in AT. Questo perché e-distribuzione continua a svolgere la rilevazione delle letture in quanto risulta necessario monitorare da remoto la regolare acquisizione dei dati, per rilevare in tempi brevi e indipendentemente dall'operatività di Terna, l'eventuale necessità di interventi di manutenzione degli apparati di misura (di proprietà della stessa e-d). Inoltre, i costi relativi a tali attività sono prevalentemente fissi (costi di sistemi TLC) e comuni ad altre attività che continuano a essere svolte (rilevazione misura per clienti MT e BT).

La modifica delle responsabilità comporterà quindi esclusivamente che questi costi, che il distributore non può in alcun modo comprimere, verranno coperte dalle tariffe relative a una platea di clienti leggermente più ristretta (solo clienti BT e MT).

13. TARIFFE MOBILITÀ ELETTRICA

Come già espresso nelle Osservazioni generali, esprimiamo il nostro apprezzamento per l'approccio proattivo mostrato dall'Autorità nella definizione delle proposte contenute nel documento per la consultazione, alcune delle quali molto innovative.

Riteniamo tuttavia necessario che le future disposizioni in tema di tariffe per la mobilità elettrica vengano introdotte perseguendo un principio di semplificazione e attraverso due fasi successive.

Una prima fase (dal 2020) in cui dare applicazione alle proposte più urgenti e che richiedono interventi meno complessi sui processi regolatori ed operativi; una seconda fase in cui sarà necessario sviluppare le ulteriori proposte, anche attraverso successivi approfondimenti e consultazioni. Ciò in quanto alcune delle ipotesi illustrate nel documento per la consultazione richiedono la definizione di nuovi processi regolatori che coinvolgono i diversi soggetti della filiera.

Tre sono le proposte più urgenti che possono essere implementate già a partire dal 2020.

1. La proroga della tariffa incentivante BTVE con la contemporanea riduzione del 50% delle componenti regolate

Rimandando ad una fase successiva - come meglio specificato di seguito - l'eventuale introduzione del vincolo di potenza proposto nel documento di consultazione, anche sulla base del grado di sviluppo della mobilità elettrica e degli impatti effettivi sulle reti elettriche.

La suddetta proroga si rende necessaria alla luce della ormai imminente scadenza della tariffa incentivante BTVE; senza tale tariffa infatti la ricarica presso le colonnine pubbliche (che generalmente registrano ancora un limitato prelievo annuo) risulterebbe particolarmente onerosa, ostacolando di fatto la diffusione della mobilità elettrica⁶.

La riduzione del 50% delle componenti regolate della BTVE, a prescindere dall'ora in cui si effettua il prelievo, è necessaria per avvicinare il livello medio di tali componenti a quelle applicate ai clienti domestici che effettuano la ricarica utilizzando lo stesso punto di prelievo dell'abitazione di residenza.

A tale proposito, evidenziamo che Adiconsum ha recentemente lanciato una petizione online che sarà presentata alle Istituzioni per richiedere una riduzione del prezzo della

⁶ Il costo €/km sarebbe paragonabile o addirittura superiore a quello dei combustibili tradizionali.



ricarica. L'Associazione ha sottolineato che attualmente il costo dell'energia per le colonnine aperte al pubblico è troppo alto ed è quindi necessario, nella fase di transizione verso l'elettrico, avere una tariffa per la ricarica non superiore al costo dell'energia per i clienti domestici.

2. L'applicazione di una tariffa MTVE per tutte le configurazioni di stazioni di ricarica.

Tale proposta è fondamentale soprattutto in questa fase di sviluppo iniziale del mercato in cui le ricariche effettuate presso le stazioni ad alta potenza sono ancora in numero limitato; il ridotto volume di energia prelevato da ciascun POD si traduce in un costo al MWh molto elevato che non rende economica la ricarica in ambito pubblico. È quindi imprescindibile un intervento regolatorio che vada a ridurre il peso delle componenti fisse sulla tariffa MT, rendendole variabili come nel caso della tariffa BTVE, al fine di consentire lo sviluppo di stazioni di ricarica ad alta potenza e quindi l'utilizzo dell'auto elettrica anche per lunghi spostamenti senza dover effettuare soste troppo lunghe.

Ad esempio, ipotizzando una stazione di ricarica con un consumo medio annuo di 10MWh e un picco di potenza medio mensile di 200kW (è sufficiente che una Tesla Model S faccia una ricarica al mese presso un HPC) si avrebbe un costo al MWh di oltre 2.000 €/MWh che si tradurrebbe in un costo di 30 € per percorrere 100 km pari a circa 3 volte lo stesso costo calcolato per un'auto con motore diesel (nel confronto non sono stati considerati costi fissi di manutenzione e gestione che il CPO deve sostenere e che ripartendosi su consumi medi ridotti innalzerebbero ulteriormente il costo della ricarica).

3. L'applicazione di una tariffa uguale a quella prevista per il cliente domestico residente alla fattispecie di ricarica privata presso box/garage, indipendentemente dal fatto che questo sia una pertinenza dell'abitazione principale.

In un'ottica di semplificazione e per evitare discriminazioni, l'applicazione della tariffa domestica residente dovrebbe essere subordinata solo all'attestazione del possesso di una auto elettrica a vario titolo (proprietà, leasing, noleggio a lungo termine, etc.) da parte dell'intestatario del POD o di un componente del nucleo familiare.

Evidenziamo che nel caso della seconda e terza proposta sopra descritte (applicazione generalizzata della tariffa MTVE per la ricarica pubblica e di una tariffa uguale a quella prevista per i clienti domestici residenti per la ricarica privata presso box/garage) è necessario che la loro introduzione avvenga in tempi congrui a partire dalla pubblicazione della delibera tali da consentire gli interventi di aggiornamento dei sistemi dei distributori e dei venditori.

Di seguito alcune riflessioni preliminari per ciascuna delle ipotesi contenute nel documento di consultazione.

Ipotesi 1 – Obbligo d'adozione di sistemi automatici di controllo dei carichi

Per quanto riguarda l'ipotesi 1, si ravvisano diverse criticità in merito alla introduzione di un tetto massimo alla potenza di connessione del punto di prelievo (pari al 60-70% della potenza nominale dei punti di ricarica) come requisito per l'applicazione della tariffa BTVE.

Si osserva che nel caso di un utilizzo simultaneo delle infrastrutture di ricarica sottese allo stesso POD, questa proposta avrebbe un impatto negativo su una variabile chiave che è rappresentata dal tempo di ricarica, che oggi costituisce uno dei freni più importanti all'acquisto di un veicolo elettrico.

L'installazione di un sistema di accumulo, come indicato dalla stessa Autorità nel documento di consultazione, non solo non è sempre possibile tecnicamente ma comporterebbe anche un ulteriore aggravio sull'investimento e quindi sui costi di ricarica.

Inoltre la fissazione di un tetto massimo alla potenza di connessione risulta operativamente molto complesso. Dovrebbe infatti essere definito il processo regolatorio per la verifica di tale requisito, da effettuare sia in fase di connessione che in caso di variazione del numero delle colonnine o di aumenti di potenza. Andrebbe inoltre definito cosa dovrebbe fare il distributore e quale tariffa verrebbe applicata in caso di superamento della potenza disponibile (considerando che si tratta di utenze non limitate).

Alla luce di quanto sopra, sarebbe opportuno affrontare questa ipotesi in una fase successiva in modo da poterne definire in maniera più specifica le modalità di applicazione e verificarne l'effettiva necessità.

In ogni caso, qualora l'Autorità sia intenzionata ad introdurre comunque questa previsione, l'applicazione dovrebbe riguardare esclusivamente le colonnine di nuova installazione con un numero di punti di ricarica sottesi al POD superiore a 3 e potenze elevate (>50 kW). Si potrebbe inoltre valutare di applicare delle quote graduali di riduzione di potenza, in funzione del numero di colonnine sottostanti al singolo POD.

Ipotesi 2 – Tariffa “time of Use”

Riteniamo condivisibile la proposta di prevedere una riduzione della tariffa BTVE in fascia F3. Tuttavia, eventuali sconti praticati nelle ore notturne devono essere necessariamente accompagnati da una riduzione generalizzata delle componenti regolate (indipendentemente dal momento in cui avviene il prelievo), considerando che l'utilizzo delle infrastrutture di ricarica pubblica è maggiormente concentrato nelle ore diurne.

Dal punto di vista regolatorio si fa presente che l'introduzione di un corrispettivo di rete multiorario (basato sulle fasce regolate F1/F2/F3) andrebbe gestito alla luce del fatto che con il contatore 2G il venditore ha la facoltà di definire fasce diverse da quelle standard individuate dall'Autorità.

Il cliente quindi si troverebbe ad avere corrispettivi applicati su due diverse articolazioni di fasce, quelle del venditore di energia elettrica e quelle regolate applicate dal distributore. In tal caso chiaramente i totalizzatori del contatore potranno riportare solo i dati relativi a una delle due articolazioni. A tale proposito, si potrebbe prevedere che l'articolazione della fascia oraria F3 applicata dal venditore di energia elettrica coincida necessariamente con quella sulla base della quale il distributore applica il corrispettivo di rete, in modo da consentire al cliente di beneficiare dell'agevolazione.

Ipotesi 3 – Tariffa monomia per punti in media tensione

Per quanto riguarda la tariffa per i punti di prelievo in media tensione, come anticipato in premessa, si ritiene indispensabile introdurre già nella prima fase una tariffa monomia incentivante (MTVE) per tutte le configurazioni di stazione di ricarica pubblica connesse in MT, e non solo per il Trasporto Pubblico ed il car sharing, come proposto nel documento. Le stazioni di ricarica pubblica ad alta potenza rappresentano il caso in cui l'incentivazione risulterebbe più utile in quanto caratterizzato da livelli di utilizzo inferiori rispetto a quelli tipici del TPL e del car sharing.

Ipotesi 4 – Esperimenti regolatori per la flessibilità a livello di distribuzione

Si ritiene che l'approccio sperimentale sia da accogliere favorevolmente dato l'alto contenuto innovativo delle tematiche in oggetto. Si sottolinea che tali sperimentazioni – che come previsto nel documento in consultazione non dovrebbero riguardare solo i punti di ricarica, ma anche le altre unità di consumo e/o di produzione in grado di erogare servizi di flessibilità per il DSO – devono essere delineate più compiutamente nell'ambito della più generale revisione, ancora in corso, del dispacciamento elettrico, che prevede anche la definizione di un ruolo più ampio per il DSO.

Ipotesi 5 – Trattamento delle pertinenze dell’abitazione di residenza

Come già evidenziato, per quanto attiene la ricarica effettuata presso box o garage si ritiene che la proposta del DCO possa essere implementata già a partire dal 2020.

In un’ottica di semplificazione e al fine di evitare discriminazioni tra clienti, occorrerebbe superare la distinzione fra box di pertinenza e box non di pertinenza⁷ e prevedere quindi l’applicazione della tariffa allineata a quella del domestico residente per tutte le tipologie di box/garage, previa attestazione del possesso di un’auto elettrica (sia da parte dell’intestatario del POD che di un componente del nucleo familiare). L’ipotesi inoltre non dovrebbe essere limitata alla proprietà del veicolo ma dovrebbe essere estesa anche ad altri titoli (es. leasing, noleggio, etc.).

Per quanto riguarda la gestione operativa si potrebbe prevedere che:

- il venditore acquisisca la documentazione verificando solo la presenza di tutti i documenti, senza fare ulteriori verifiche;
- il venditore invii al distributore la richiesta di applicazione della tariffa di ricarica privata; questa tariffa deve essere distinta da quella applicata ai clienti domestici residenti (seppur di pari valore) al fine di gestire le differenze rispetto ai clienti residenti (ad es. applicazione del canone RAI);
- i controlli siano a cura del GSE che ha già la struttura e l’esperienza per effettuare verifiche sull’applicazione di incentivi.

Ad ogni modo, i processi regolatori di dettaglio andranno opportunamente definiti nel breve periodo, prima dell’implementazione di tali proposte.

Andrebbe inoltre valutata l’opportunità di definire per queste casistiche una tariffa più bassa di quella del domestico residente. Questo al fine di incentivare il cliente a richiedere un punto dedicato alla ricarica, il che presenterebbe indubbi vantaggi a livello di sistema

⁷ Nei contesti urbani il box può trovarsi anche a diversi metri dall’abitazione principale.

in quanto consentirebbe il monitoraggio e la gestione attiva dei carichi in questione che sono destinati ad aumentare in modo significativo. Andrebbe chiarita in questi casi la possibilità di intestare il POD a un soggetto diverso dal titolare della pertinenza (es. operatore del servizio di ricarica), anche al fine di facilitare le procedure di installazione e dare un servizio all-inclusive al cliente.

Ipotesi 6 e 8 – Modulazione potenza disponibile in fascia F3

Apprezziamo il carattere innovativo di tali proposte che avranno certamente un impatto positivo sullo sviluppo della mobilità elettrica. La loro implementazione richiede tuttavia una più approfondita valutazione di carattere applicativo, tenuto conto del possibile disallineamento che potrebbe ingenerarsi tra le fasce individuate dal venditore di energia elettrica e quelle definite dall'Autorità, come già espresso con riferimento all'ipotesi 2. Come già detto infatti il contatore può gestire - sia ai fini della limitazione della potenza che della visualizzazione dei consumi - un solo set di fasce.

Ipotesi 7 – Ricarica privata collettiva (o condominiale)

La proposta è positiva ma affinché sia pienamente efficace è necessaria l'applicazione in luogo della tariffa BTVE di quella prevista per i clienti domestici residenti (in analogia a quanto proposto per i box/garage non collegati all'abitazione principale).

È inoltre necessario definire nel dettaglio quali devono essere le caratteristiche dal punto di vista catastale dell'area o dell'immobile su cui insiste la fornitura. Andrebbe chiarito anche in questo caso la possibilità di intestare il POD a soggetti diversi dal condominio (es. operatore del servizio di ricarica) al fine di superare la possibile inerzia degli amministratori, che potrebbero essere frenati dalle complessità di gestione e dal rischio morosità.

14. AMMODERNAMENTO DELLE COLONNE MONTANTI

In linea generale Enel ritiene condivisibile il contenuto dello schema di articolato proposto volto a integrare l'articolo 134 del TIQE.

In particolare, con riferimento all'art. 134novies, "Censimento delle colonne montanti vetuste" si rappresentano di seguito alcune considerazioni.

Il censimento, per come descritto, sembrerebbe essere un censimento documentale, prevedendo solo per determinati casi l'ispezione in loco (cfr. 134 novies.2lett.g).

Enel fa presente che il censimento, ancorché documentale, possa risultare un'attività molto onerosa per distributori che, come e-distribuzione, hanno milioni di utenze.

Gli archivi di e-distribuzione infatti, non contengono l'indicazione della vetustà degli impianti: l'informatizzazione degli archivi stessi è stata completata soltanto dopo il 2000, sia pur in modo retroattivo, ma in ogni caso l'informazione relativa alla presenza di colonna montante o di contatore centralizzato non è sempre disponibile, e soprattutto non è accompagnata da informazioni di tipo "storico".

La proiezione per l'intero perimetro di e-distribuzione di una prima stima sulla numerosità delle colonne montanti, basata sulla combinazione dell'età degli edifici (derivata dai dati Istat sul censimento 2011 degli edifici residenziali) e delle informazioni desumibili dai sistemi per un campione circoscritto all'Emilia Romagna porterebbe a un totale di edifici ante 1981 con colonna montante dell'ordine di circa 500.000 unità.

Un criterio di stima alternativo, basato sui dati che e-distribuzione sta raccogliendo nell'ambito della campagna di sostituzione dei CE2G porta comunque a una numerosità di colonne montanti dello stesso ordine di grandezza.

Alla luce di quanto sopra, il censimento generale in campo previsto da Codesta Autorità richiederebbe risorse considerevoli e tempi non coerenti con l'orizzonte previsto in consultazione.

Peraltro non appare congruo il corrispettivo forfetario di euro 20 per ciascun condominio censito con ispezione in loco, previsto al paragrafo 12.7 e più in dettaglio all'articolo 134novies.3 del presente DCO .

Sarebbe di più semplice e meno onerosa attuazione un'analisi basata sul maggior numero di informazioni disponibili attraverso un potenziamento degli archivi informatici che consenta l'integrazione con ulteriori banche dati (es. Istat).

Come già ribadito in occasione delle precedenti interlocuzioni con Codesta Autorità si ritiene che il criterio per l'individuazione degli interventi da effettuare debba basarsi sull'effettiva condizione delle colonne montanti, piuttosto che sulla loro vetustà. Potrebbero verificarsi casi in cui su colonne "vetuste" non si riscontrino situazioni di criticità (guasti o richieste di incremento di potenza superiori alla capacità della colonna). Colonne montanti di più recente costruzione potrebbero invece richiedere interventi di potenziamento per condizioni di utilizzo (fattori di contemporaneità, condizioni ambientali ecc.) più gravose.

Si segnala al riguardo che gli interventi effettuati da e-distribuzione negli ultimi 3 anni su colonne montanti che presentavano effettive criticità sono di ammontare del tutto trascurabile (circa 60 interventi su colonne con oltre 30 anni).

Si segnala inoltre che l'art. 134quinquies.4 lettera b) probabilmente contiene una imprecisione, in quanto la formulazione esatta – secondo l'articolato proposto – dovrebbe essere: "...l'importo complessivo di cui al comma 134quinquies.3, lettera g. e lettera h punto iv".

Relativamente all'art. 134sexies.3, lettera c) forse potrebbe essere opportuno chiarire meglio che il prodotto del costo unitario per il numero dei metri lineari è fino all'importo massimo di cui alla Tabella 22.c.

Enel ritiene preferibile che la durata della regolazione sperimentale sia di tre anni. Ciò al fine di consentire un adeguato tempo di esecuzione degli interventi e un monitoraggio di



quanto previsto dalla regolazione sperimentale in relazione alle modalità di esecuzione degli interventi e l'ammontare del rimborso degli importi sostenuti per l'ammodernamento delle colonne vetuste.

Per gli spunti per la consultazione si rimanda a quanto riportato nelle considerazioni generali.