

**Osservazioni UTILITALIA al****DCO 318/2019/R/eel****“Criteri per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica”****OSSERVAZIONI GENERALI**

Utilitalia apprezza l’ipotesi ARERA declinata nel DCO di “operare, nell’ambito dell’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria in sostanziale continuità con i criteri adottati nel NPR1” (vedi punto 1.8). Permangono tuttavia alcuni dubbi riguardanti soprattutto gli effetti dell’applicazione delle proposte sui costi operativi riconosciuti alle Imprese distributrici, che saranno esposti in risposta ai singoli spunti di consultazione.

Preme inoltre sottolineare che, come disciplinato dal comma 7.3 del TIWACC ed evidenziato al punto 3.7 del DCO, la nuova stima del coefficiente  $\beta$  che verrebbe effettuata in tempo utile per l’inizio del nuovo periodo regolatorio al termine del NPR2, non consentirebbe di intercettare l’incremento della rischiosità dell’attività di distribuzione di energia elettrica legata all’impossibilità di recupero dei crediti inesigibili per i corrispettivi di trasporto che i DSO vantano nei confronti degli operatori che versano nelle medesime condizioni disciplinate dalla delibera 50/2018. Utilitalia, nelle more della futura revisione complessiva dell’impianto regolatorio per il nuovo periodo regolatorio, reputa necessario che ARERA individui un’opportuna modalità di riconoscimento degli oneri non recuperabili che, diversamente, rimarrebbero in carico agli Operatori regolati, senza alcun riconoscimento e nonostante essi abbiano agito nel pieno rispetto delle prescrizioni regolatorie.

Inoltre, per una più esauriente valutazione dei meccanismi di incentivo alle aggregazioni, si evidenzia la necessità che quanto prima si concluda l’iter di determinazione della tariffa individuale per gli anni 2016 e 2017 per le Imprese con meno di 25.000 POD e, conseguentemente, la tariffa 2018 quale primo anno del regime di transizione.

Al riguardo si ritiene comunque opportuno che, nelle more dei provvedimenti necessari alla definizione del ricavo ammesso, sia almeno esteso il meccanismo di acconto previsto per gli anni 2016-2017 anche alle annualità successive, al fine di mitigare i pregiudizi derivanti dalla situazione di attuale incertezza.

**OSSERVAZIONI PUNTUALI*****PARTE II - CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023******4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi***

- |            |   |
|------------|---|
| <b>S1.</b> | Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi. |
| <b>S2.</b> | Osservazioni in merito alle modalità di trattamento del leasing operativo.  |

**S1.** Come già espresso in premessa la Federazione condivide quanto espresso dall'Autorità in merito alla determinazione del costo riconosciuto in continuità con quanto adottato nel NPR1, trattandosi di una metodologia ormai consolidata che garantisce stabilità regolatoria.

Tuttavia è opportuno esprimere alcune riflessioni sulla determinazione del costo effettivo 2018 con particolare riferimento ai costi del servizio di misura. L'Autorità dichiara al punto 4.22 del DCO in oggetto che, per determinare le tariffe di misura a copertura dei costi operativi in modo da tener conto del graduale avvio dei piani di installazione massiva dei sistemi *smart metering* di seconda generazione, *"è intenzionata ad effettuare analisi di dettaglio, anche attraverso l'analisi dei dati storici ed il confronto con i costi dell'anno base 2018"*.

Si ribadisce, a tal proposito, che il passaggio dal 1G al 2G rappresenta un drastico cambio di paradigma e non una semplice variazione migliorativa dell'esistente, ed è perciò necessario un ridisegno completo sia dell'architettura informativa dell'azienda che dei processi operativi, nonché rilevanti modifiche organizzative.

La proposta illustrata dall'Autorità, ad avviso della scrivente, non riuscirebbe ad intercettare i costi operativi sorgenti legati ai piani di *roll-out* dei contatori 2G in quanto nel 2018 l'unico DSO ad avviare effettivamente il piano massivo è risultato essere e-distribuzione, non considerando quindi i costi sostenuti dagli altri operatori che avvieranno i piani a decorrere dal 2020 ai sensi della perfezionata disciplina di cui alla delibera 306/19.

Per tali operatori di dimensione inferiore rispetto a quello di riferimento, infatti, dovrebbero essere intercettati e riconosciuti i maggiori costi operativi netti sorgenti, generati da un sistema di *smart metering* 2G (maggior costo del personale per gestione dati misura, canoni software, canoni per il *cloud*, etc – oggetto di indicazione nelle RARI recentemente trasmesse al regolatore – cfr. comma 5.3 dell'Allegato alla citata delibera 306/19), ad oggi non intercettati dagli attuali meccanismi tariffari.

Per quanto riguarda la ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel NPR1 l'Autorità è orientata a prevedere la restituzione agli utenti finali di almeno il 50% di tali maggiori recuperi. In continuità con i precedenti periodi regolatori la Federazione propone di mantenere una ripartizione tra Imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività che non superi la soglia del 50% a favore del cliente. Ad avviso della scrivente si ritiene opportuno mantenere continuità con il precedente periodo regolatorio in ragione dei possibili impatti economici negativi che potrebbero subire le Imprese in seguito ad una modifica di una prassi ormai consolidata.

Con riferimento all'intenzione dell'Autorità di aggiornare i meccanismi di inclusione degli effetti della PSA nelle tariffe di riferimento, al fine di garantire la coerenza di detti meccanismi con il corretto dimensionamento dei costi riconoscibili alle imprese, si ritiene condivisibile – nelle more della pubblicazione da parte dell'Autorità di dettagli ulteriori delle misure annunciate – un intervento che corregga eventuali effetti indesiderati nel riconoscimento "parametrico" dei costi operativi per quelle aziende che abbiano avuto accesso ad un riconoscimento puntuale dei costi, per l'appunto attraverso la PSA.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. 1800/2019/AR del 20/09/2019 - PC/FF/YF/GG/MS

Infine, in merito al recupero tariffario dei costi di acquisizione dei TEE, si chiede l'avvio di un confronto con l'Autorità al fine di definire una possibile soluzione di copertura degli extra-costi non coperti dal contributo riconosciuto nell'1NPR.

Ad avviso della Scivente, trattandosi di costi emersi in passato derivanti da mutamenti del quadro normativo e diversamente non recuperabili, dovrebbe essere applicato il meccanismo stabilito dal TIT (art. 11.1.c) che prevede che *"Nel corso del NPR1, l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti della tariffa di riferimento, di cui ai commi 8.1, a copertura dei costi operativi, applicando: [...] il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale"*.

Per tale ragione, la Federazione si pone a completa disposizione degli Uffici per tutti gli approfondimenti tecnico-economici ritenuti necessari.

Parallelamente, si auspica che tali maggiori costi possano essere intercettati nella base di calcolo del COR 2020.

**S2.** Per quanto riguarda l'introduzione delle nuove disposizioni in merito al trattamento contabile dei contratti di leasing operativo l'Autorità ha previsto che, in linea con il nuovo principio IFRS16, il diritto d'uso del bene oggetto del contratto venga iscritto tra le immobilizzazioni. Pertanto il valore del diritto d'uso del bene sottostante sarà considerato nell'ambito del capitale investito riconosciuto e contemporaneamente si registrerà una diminuzione dei costi operativi riconosciuti. In ragione del fatto che non tutte le Aziende redigono il bilancio secondo i principi contabili internazionali è necessario che l'Autorità definisca una soluzione, in modo da evitare che le aziende che redigono il bilancio secondo i principi civilistici non si vedano riconosciuti né i costi operativi né quelli di capitale derivanti dai contratti di leasing operativo in atto. Preme infatti segnalare che, stanti primi approfondimenti interni, numerosi DSO risulterebbero non adottare i principi contabili internazionali e conseguentemente, per effetto dell'attuale disciplina regolatoria di ripartizione dei costi operativi, verrebbero comunque penalizzati dalla riduzione del monte complessivo dei costi operativi a livello nazionale. Resta inoltre da capire se tale effetto si possa manifestare già a partire dall'anno base 2018, ovvero se la quota parte dei costi operativi riconosciuti a ciascuna impresa verrebbe singolarmente decurtato dall'ammontare oggetto di capitalizzazione, a seguito dell'adozione dell'IFRS 16 considerando che la data di entrata in vigore di suddetto principio è il primo gennaio 2019. Si evidenzia inoltre che, a causa del lag regolatorio con il quale viene riconosciuto l'ammortamento, per il valore d'uso contabilizzato come cespite nel 2019 (primo anno di applicazione obbligatoria dei principi IFRS 16), quale che sia la sua vita utile, il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti avverrebbe solo a partire dal 2021, creando un mancato riconoscimento nel 2020.

#### 5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

<b>S3.</b> Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.
---

**S3.** Si ritiene che la restituzione ai clienti finali dei maggiori recuperi di produttività ancora in capo alle imprese debba essere trasferita ai clienti finali non entro il 2023 ma in un tempo più lungo, corrispondente all'avvio del regime TOTEX, nel corso del successivo periodo regolatorio.

**6. Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico**

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

**S4.** Le aziende apprezzano la proposta del meccanismo dello *sharing* dei ricavi netti derivanti dalla messa a disposizione dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriore. Si ritiene tuttavia opportuno effettuare alcuni approfondimenti ulteriori in merito alla proposta in analisi. In particolare, la casistica principale di utilizzo dell'infrastruttura è rappresentata dall'utilizzo della stessa per la posa della fibra ottica. In questo caso, sono applicabili le regole definite dal D.lgs. 33/2016 che prevedono, da parte del gestore dell'infrastruttura fisica, l'obbligo di concedere l'accesso alla stessa, salvo casi particolari e nel rispetto dei principi di trasparenza, non discriminatorietà, equità e ragionevolezza. Per una migliore specificazione di questi ultimi criteri è opportuno rifarsi, applicando una interpretazione analogica, a quanto previsto all'art.4 comma 6<sup>1</sup>. Di conseguenza, il distributore deve definire un corrispettivo per l'accesso alla propria infrastruttura tale da permettere il mero recupero dei costi non già coperti dalla regolazione tariffaria (i.e. i costi dell'infrastruttura stessa), senza possibilità di ottenere extra ricavi da tale attività.

Quanto appena detto ha valore in un'ottica di "ciclo di vita" dell'attività in analisi mentre evidentemente a livello annuale – cioè quello "fotografato" dal conto economico annuale – si potrebbero rilevare casi in cui, a causa delle modalità di costruzione dei corrispettivi stessi, di loro applicazione, nonché della dinamica delle richieste di accesso ricevute, apparentemente il distributore ottiene un extra ricavo che, però, per le cause precedentemente descritte è destinato ad annullarsi nel medio periodo.

Ad ogni modo, l'Autorità ha dichiarato che intende valutare l'opportunità di applicare il meccanismo dello *sharing* in maniera differenziata tra operatori di rete, anche attraverso meccanismi di tipo perequativo nel caso in cui ricavi netti siano differenziati e disomogenei tra imprese distributrici.

Anche questa proposta ci trova d'accordo perché si configurerebbe un incentivo ad impegnarsi attivamente, calibrato sul reale *effort* compiuto da ciascuna impresa.

Per quanto riguarda lo *sharing* in presenza di costi di investimenti comuni o multiservizio, per esempio in caso di *asset* appositamente realizzati, in merito al criterio di ripartizione dell'investimento tra l'attività infrastrutturale e l'attività diverse, si ritiene che, in luogo di

---

<sup>1</sup> "[...] il prezzo [...] è tale da garantire che il fornitore di accesso disponga di un'equa possibilità di recuperare i suoi costi e resti indenne da oneri economici conseguenti e connessi alla realizzazione delle opere necessarie all'accesso. Il prezzo [...] non copre i costi sostenuti dal gestore dell'infrastruttura, laddove questi siano già riconosciuti nelle eventuali strutture tariffarie volte ad offrire un'equa opportunità di recupero dei costi stessi".

Osservazioni di Utilitalia - Prot. 1800/2019/AR del 20/09/2019 - PC/FF/YF/GG/MS

percentuali forfettarie medie, la scelta più rappresentativa delle specifiche realtà sia quella basata su parametri tecnici desunti dai singoli progetti e stabiliti dalle aziende.

### **PARTE III - ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA**

#### **7. Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici**

- S5.** Osservazioni relative ai criteri per la promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici.
- S6.** Osservazioni riguardo al trattamento proposto nel caso di processi di disaggregazione di imprese che hanno goduto dell'incentivo.

**S5.** Le Imprese manifestano apprezzamento per le proposte declinate nel capitolo dedicato. Riteniamo tuttavia che non sia corretto escludere qualche forma di premialità anche per processi aggregativi di Imprese di maggiori dimensioni.

In merito alle nuove proposte, sempre al fine del perseguimento dell'obiettivo di ridurre il numero di operatori sul mercato, si propone che l'incentivo proposto per le soluzioni C e D possa essere reso disponibile anche in caso di aggregazioni della soluzione A. O in subordine per esse si ritiene ad esempio possa essere ripristinata la forma incentivante prevista nel vecchio periodo regolatorio.

In merito alle nuove proposte, sempre al fine del perseguimento dell'obiettivo di ridurre il numero di operatori sul mercato, si propone che l'incentivo proposto per le soluzioni C e D possa essere reso disponibile anche in caso di aggregazioni della soluzione A.

Inoltre parrebbe opportuno che le forme di incentivo alle aggregazioni trovino applicazione a decorrere dall'inizio del NPR1, diversamente da quanto ipotizzato da ARERA al punto 7.33, al fine di evitare un "buco regolatorio" con riferimento alle forme di incentivo alle aggregazioni, da sempre tema all'attenzione del regolatore e che ha riflessi in ultimo positivi per i cittadini e le stesse Imprese.

**S6.** Nessuna osservazione.

#### **8. Proposte di semplificazione del meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito**

Visto il modesto impatto sui costi riconosciuti alle imprese, la proposta di semplificazione è certamente condivisibile.

#### **9. Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici**

- S7.** Si concorda con la proposta di prorogare ulteriormente il periodo di agevolazioni, ad esempio di ulteriori quattro anni?
- S8.** Si riterrebbe invece preferibile ridefinire tali agevolazioni in modo tale da renderle strutturali, riformulando il testo del TIC?
- S9.** Quali strumenti informativi si suggeriscono per raggiungere la platea dei clienti domestici potenzialmente interessati?

**S7.- S8.** Sul tema della messa a disposizione ai clienti di maggiore granularità di potenza e delle agevolazioni previste con la finalità di incentivare la scelta del corretto livello di potenza necessario (né troppo, né troppo poco) si concorda con l'osservazione che probabilmente gran parte della clientela non ne abbia ancora consapevolezza. Per tale ragione, si concorda con l'opportunità di prorogare ulteriormente le agevolazioni, a patto che si istituiscano i meccanismi perequativi per ristorare i distributori del mancato incasso del contributo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi. Tali meccanismi perequativi, annunciati in occasione della introduzione del biennio di agevolazioni ma non ancora definiti, diventano tanto più importanti per i distributori quanto più le richieste di variazione potenza giungano, auspicabilmente nell'interesse del sistema, da una platea di clienti sempre più significativa.

Inoltre, è opportuno integrare la regolazione tariffaria anche per tener conto del fatto che i contributi rappresentano – ai fini tariffari - delle poste negative che vanno a diminuire il capitale investito riconosciuto. In caso di restituzione di parte del contributo versato in caso di diminuzione della potenza contrattuale è quindi opportuno individuare un meccanismo, di facile applicazione, che vada a diminuire l'ammontare di contributi considerati ai fini tariffari. Un possibile metodo potrebbe essere quello di considerare annualmente, nelle raccolte dati RAB EE, l'ammontare netto dei contributi incassati nell'anno di riferimento, pari alla somma algebrica di quanto complessivamente incassato nell'anno e di quanto restituito, sempre nell'anno, agli utenti che si sono avvantaggiati della facoltà in analisi.

In relazione alla regolazione sui contributi per variazione di potenza, si segnalano alcune situazioni che determinano una difficoltà da parte dei venditori in relazione alla determinazione degli importi da addebitare ai clienti richiedenti la variazione di potenza in aumento qualora gli stessi ricadano nell'ambito della preventivazione rapida ed abbiano una potenza superiore ai 6 kW (dunque al di fuori delle incentivazioni per clienti domestici fino a 6 kW).

In particolare questa situazione si verifica laddove il punto di connessione beneficia di una cosiddetta "potenza in franchigia", vale a dire una potenza di connessione tecnicamente già realizzata sul punto di prelievo ed eccedente il livello di potenza contrattualmente attivo sullo stesso. In questa particolare casistica, alcuni distributori non applicano i contributi per variazione di potenza per tutti i kW che eccedono la potenza contrattuale, bensì li applicano ai soli kW che superano la potenza in franchigia.

I venditori diversamente preventivano e fatturano gli importi determinati sulla base della variazione di potenza calcolata non tenendo conto della cd. potenza in franchigia, in quanto non previsto da normativa nonché informazione non disponibile, ma esclusivamente tenendo conto della differenza tra la potenza richiesta e la potenza contrattualmente attiva.

Si viene in questo modo a determinare una differenza sostanziale tra quanto preventivato e fatturato dal venditore al cliente finale e quanto fatturato dal distributore al venditore, differenza che risulta a scapito del cliente finale. In taluni casi tali casistiche emergono a seguito del reclamo del richiedente la connessione che lamenta la differenza tra quanto preventivato dal venditore e quanto riferitogli dal distributore. In tale situazione il venditore per applicare al cliente l'importo fatturatogli dal distributore, non avendo elementi oggettivi per assecondare il reclamo del cliente (di fatto il cliente asserisce quanto riferitogli dal distributore), è costretto ad adoperarsi in una complessa attività di conciliazione tra il ciclo di fatturazione attivo e quello passivo, a valle della quale procede con il conguaglio degli importi precedente fatturati.

Peraltro, tale attività non dovrebbe essere necessaria in quanto la previsione di regole standard per la determinazione dei corrispettivi tariffari per la variazione di potenza dovrebbero rendere autonomo il venditore nel determinare gli importi corretti. Nella situazione descritta, invece si viene a determinare un'incertezza sulle regole di determinazione degli importi che, in queste particolari casistiche, non possono prescindere dal coinvolgimento del distributore, ancorché la normativa non lo preveda e coerentemente non preveda flussi di comunicazione per il recepimento delle informazioni necessarie alla corretta determinazione degli stessi, con evidenti difficoltà di gestione.

Si sottolinea poi come un'interpretazione non univoca della normativa sulla determinazione degli importi per variazione di potenza sia foriera di una discriminazione tra clienti sottesi a distributori diversi. Sarebbe pertanto auspicabile che l'Autorità cogliesse l'occasione del presente provvedimento per intervenire e risolvere la criticità segnata.

**S9.** Considerato l'esiguo numero di richieste pervenute, l'Autorità chiede ai distributori di elaborare delle proposte in modo da diffondere tra i clienti la possibilità di usufruire di tali agevolazioni.

A tal proposito, si ritiene che i mezzi per aumentare la consapevolezza degli utenti relativamente a queste opportunità e, in generale, rispetto al complessivo funzionamento, commerciale ma non solo, del sistema elettrico sia imprescindibile una adeguata e pervasiva campagna di comunicazione istituzionale attraverso i media che maggiormente possono veicolare il messaggio agli utenti finali, soprattutto quelli non particolarmente attenti o interessati a queste modifiche ad alto contenuto tecnico. Inoltre, si potrebbe prevedere una specifica sezione del portale offerte, eventualmente sia come FAQ che visualizzata obbligatoriamente (come pop-up) nella fase di inserimento dei dati propedeutici al confronto delle offerte, in cui sia chiarita questa possibilità, i suoi benefici, le modalità per aderirvi (con esempi numerici) e contenente dei consigli per individuare il livello di potenza ottimale per l'utente.

#### 10. Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione

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

**S10.** Nessuna osservazione.

#### 11. Revisione dei criteri di allocazione dei costi e razionalizzazione della disciplina delle connessioni dei punti attivi e passivi

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

**S12.** Osservazioni relative all'ipotesi di prorogare l'attuale regime transitorio, previsto dalla deliberazione ARG/elt 67/10, fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni.



Osservazioni di Utilitalia - Prot. 1800/2019/AR del 20/09/2019 - PC/FF/YF/GG/MS

**S11.** Si coglie l'occasione per segnalare una criticità derivante dalla diversa interpretazione, recentemente emersa, che gli operatori di filiera danno della definizione di **punto di connessione domestico**, che sta generando criticità gestionali non risolvibili se non tramite un intervento chiarificatore da parte dell'Autorità. In particolare, a seguito della nuova interpretazione, alcuni operatori ritengono che ai fini dell'attivazione di un punto di fornitura domestico debbano sussistere due condizioni: che l'utenza sia ad uso domestico e che l'intestatario della fornitura sia un cliente persona fisica.

In proposito giova ricordare che il TIT all'articolo 2.2 lettera a) i) individua le utenze domestiche in base all'utilizzo dell'energia:

*I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:*

***a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:***

*i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;*

La verifica sulla tipologia di intestatario della fornitura (persona fisica o persona giuridica) viene invece richiesta nel gas (i riferimenti alle tipologie di clienti domestici si trovano all'interno del TIVG, comma 2.3 lettera a).

*a) "punto di riconsegna nella titolarità di un cliente domestico" è il punto di riconsegna nella titolarità di un cliente finale che utilizza il gas naturale per alimentare applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare e locali annessi o pertinenti all'abitazione adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage, purché:*

- l'utilizzo sia effettuato con un unico punto di riconsegna per l'abitazione e i locali annessi o pertinenti;*
- **il titolare del punto sia una persona fisica.***

Per cui ancorché secondo alcuni questa differenza sia sostanziale (l'esplicitazione di quest'ultima condizione per il gas e non per l'elettrico fa presumere che sia corretto ritenere che nell'elettrico non sia una condizione da verificare ai fini dell'attivazione di una fornitura domestica) per altri invece rappresenta una "best practice" a cui anche le forniture elettriche debbano sottostare.

Di fatto questa divergenza interpretativa, oltre a essere potenzialmente foriera di discriminazioni a livello territoriale laddove distributori diversi diano interpretazioni diverse, potrebbe determinare situazioni non facilmente risolvibili, laddove la divergenza di interpretazioni coinvolga venditori e distributori, a detrimento della chiarezza e del servizio erogato ai clienti finali.

La casistica tipicamente oggetto di queste diverse interpretazioni è quella riconducibile alle abitazioni ad uso foresteria, vale a dire abitazioni ad uso di personale dipendente il cui contratto



Osservazioni di Utilitalia - Prot. 1800/2019/AR del 20/09/2019 - PC/FF/YF/GG/MS

di fornitura di energia elettrica è intestato ad aziende o ad altri enti, comunque diversi da persone fisiche.

Per risolvere l'*empasse* sarebbe auspicabile un intervento da parte del regolatore volto a **chiarire** il fatto che detto vincolo non sia applicabile alle forniture di energia elettrica o **diversamente a modificare la normativa citata**, esplicitando gli ulteriori vincoli circa la condizioni del soggetto intestatario (persona fisica).

**S12.** In vista dell'evoluzione normativa attesa di superamento della maggior tutela, occorrerà comprendere il trattamento e la gestione di questa specifica tipologia di utenza.

Occorre considerare anche le criticità relative alla corretta applicazione delle imposte vigenti sui consumi di energia elettrica da parte del venditore.

#### 12. Ammodernamento delle colonne montanti

- S13.** Osservazioni in merito allo schema di provvedimento riportato nell'Appendice B, sia di carattere puntuale che generale.
- S14.** Quale durata della regolazione sperimentale si ritiene preferibile, due o tre anni? Motivare le risposte.

**S13.** Come già espresso in risposta al DCO 331/18, Utilitalia manifesta apprezzamento per l'iniziativa regolatoria che dà seguito a quanto già accennato nel TIQE e rispetto al quale, come ricordato nella premessa dell'Appendice B, la bozza di articolato andrebbe a sovrascrivere l'attuale art. 134.

Di seguito schematicamente rappresentiamo le principali osservazioni al testo consultato e che riteniamo possano contribuire ad una efficace operatività dell'ipotesi di regolazione sperimentale. L'ipotesi di aumento a 6,6 kW della maggioranza di tutte le forniture, comporta anche l'adeguamento dei tratti di rete a monte della CM, fino al coinvolgimento delle cabine secondarie con probabile necessità di costruzione di nuove cabine di trasformazione MT/BT. Si evidenzia la difficoltà di reperimento di siti idonei all'interno di tessuti urbanizzati in tempi brevi e compatibili con le attese del progetto CM.

#### **Perimetro di applicazione della sperimentazione**

La premessa dell'Appendice B prevede che l'articolato "si applica ad ogni impresa distributrice", quindi a prescindere da un'adesione volontaria e senza considerare i differenti regimi tariffari (individuale e parametrico – quest'ultimo tutt'ora in attesa di alcune importanti determinazioni funzionali alla definizione delle tariffe di riferimento definitive delle Imprese di minori dimensioni).

Pur apprezzando da un lato la ratio del Regolatore riteniamo preferibile una sperimentazione a carattere volontario e che non vincoli in maniera obbligatoria ogni Distributore, che potrebbe non riscontare sulla propria rete le condizioni e la necessità di intervenire.

Per altro, un provvedimento a carattere sperimentale deve necessariamente essere circoscritto – nel tempo ma anche nello spazio - e in tal senso, posto che i principali Distributori che servono i centri urbani di maggiori dimensioni hanno già manifestato la propria disponibilità a sviluppare tali iniziative, riteniamo che a termine di tale percorso, si potranno riscontare i necessari elementi per caratterizzare il quadro regolatorio.

**Censimento delle colonne montanti vetuste**

Il punto 12.7 e l'art. 134novies sembrano in contrasto limitatamente all'individuazione della *deadline* per l'esecuzione del censimento delle CM vetuste. Il primo genericamente parla di "entro il termine della sperimentazione" mentre il secondo indica espressamente "entro il 31 gennaio 2022" pur nell'ipotesi dichiarata in premessa dell'Appendice B di una durata triennale della sperimentazione. Riteniamo preferibile che le attività di bonifica delle CM e il censimento vengano eseguiti parallelamente, traguardando quindi il termine della sperimentazione per consentire le onerose attività di censimento.

Proprio limitatamente alla mole di attività richieste per il censimento, manifestiamo forte preoccupazione principalmente in ragione:

- della eventuale o meno necessità che il censimento preveda un sopralluogo/ispezione in loco per ciascun condominio/CM, in ragione degli elementi da rilevare;
- dell'importo riconosciuto di 20 euro a condominio censito con ispezione in loco, valutato mediamente insufficiente alla copertura dei costi;
- dell'ingente *effort* gestionale per l'organizzazione di un censimento massivo, nell'ipotesi che debbano essere censite tutte le CM potenzialmente vetuste presenti nel territorio concessionario;
- del fatto che l'esecuzione del censimento sia condizione necessaria per attribuire gli importi riconosciuti al condominio al nuovo cespite "colonne montanti vetuste", che potrebbe paradossalmente fungere da deterrente per l'effettiva adesione alla sperimentazione da parte dei DSO (nell'ipotesi che ARERA dia seguito agli orientamenti per cui la sperimentazione trova applicazione per tutti i DSO).

Si propone quindi che il censimento con sopralluoghi in loco sia limitato al territorio individuato nella sperimentazione e che il DSO sia tenuto a fornire, al fine di valutazioni di impatto tariffario sulla platea dei clienti da parte di ARERA, la migliore stima delle restanti CM nel territorio concessionario. In subordine si potrebbe ipotizzare che il DSO, nell'arco dei 3 anni della durata della sperimentazione, provveda a censire con sopralluogo in loco almeno una percentuale di CM rispetto all'ammontare stimato complessivo di CM presenti nel territorio concessionario. In entrambi i casi il regolatore avrebbe così a disposizione informazioni che giudichiamo sufficienti a valutazioni di impatto tariffario.

In ogni caso, per quanto concerne la determinazione del corrispettivo riconosciuto per le attività di censimento con sopralluogo, alcune stime effettuate dalle Associate indicano come più rispondente ai costi un contributo pari a 3 euro circa ad utente. Tale costo non pare ulteriormente comprimibile ma, qualora accolta tale proposta, il complessivo ammontare derivante dalle attività di censimento risulterebbe inferiore rispetto a quello derivante dagli orientamenti esposti nel DCO.

**Importi unitari massimi riconoscibili (tabella 22a,b,e c)**

Sulla base delle valutazioni e stime prudenziali effettuate di concerto con le Associate e che sono state anticipate agli uffici di ARERA nel corso degli incontri tecnici, riteniamo che gli importi massimi riconoscibili siano sottostimati, soprattutto con riferimento ai livelli di pregio medio e alto delle finiture. Poiché l'impianto regolatorio di cui all'art. 134sexies prevede un riconoscimento dei costi effettivi con cap individuato proprio dagli importi massimi unitari, la definizione di un cap sottostimato potrebbe parzialmente inficiare il buon esito della

sperimentazione e non fornire i corretti segnali di prezzo al Regolatore per la definizione di un'eventuale disciplina "a regime" post sperimentazione. ARERA si riserva di effettuare verifiche ispettive mirate che, per altro, potranno dare ulteriori informazioni puntuali per la regolazione della materia. Si segnala anche l'opportunità di prevedere delle forme di remunerazione per le eventuali opere edili necessarie alla messa in sicurezza di quadri centralizzati esistenti, in quanto in alcune fattispecie si riscontrano resistenze degli utenti condominiali a sostenere le relative spese.

#### **Opere edili realizzate dall'impresa distributrice**

Non è chiaro perché nel caso in cui le opere edili vengano effettuate dal DSO il livello di pregio delle finiture è posto convenzionalmente pari al basso pregio. L'ipotesi che il DSO possa realizzare le opere deriva esattamente da quanto indicato al comma 134octies.1, ossia "qualora tale scelta rappresenti per entrambe le parti l'opzione più efficace in ragione dell'entità e delle caratteristiche delle opere da realizzare", ossia, in altri termini, anche per fornire al condominio più flessibilità di scelta nell'individuazione della soluzione per la bonifica delle CM. Per quanto sopra, riteniamo che, qualora le opere edili venissero realizzate dal DSO, gli importi massimi unitari riconoscibili dovranno essere commisurati ai differenti livelli di pregio delle finiture.

Si apprezza il recepimento delle considerazioni espresse dagli operatori circa la loro oggettiva scarsa competenza nelle fasi di controllo dei lavori, che ha portato alla proposta di controlli da parte dell'ARERA (art. 134sexies.5), pur mantenendo una responsabilità a monte del DSO nel segnalare all'Autorità eventuali casi riscontrati di violazioni delle regole da parte dei condomini (art. 134sexies.4).

A livello operativo, si chiede conferma del fatto che eventuali violazioni accertate determinano conseguenze economiche solamente nei confronti dei condomini che hanno impropriamente ricevuto il contributo, che saranno quindi tenuti a restituirlo; questo senza ulteriori implicazioni a livello di contabilità regolatoria o ulteriori coinvolgimenti operativi in capo al DSO – suo malgrado – coinvolto nel fatto.

**S14.** L'inerzia nell'avvio delle attività propedeutiche all'effettiva esecuzione delle opere di ammodernamento delle colonne montanti, compresa la sensibilizzazione dei condomini, nonché le azioni funzionali eventualmente al censimento delle colonne montanti vetuste suggeriscono di fissare una durata almeno triennale della sperimentazione, peraltro compatibile con le tempistiche con cui verrebbe definita la regolazione per il prossimo periodo regolatorio.

#### **PARTE IV - LA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI**

In linea generale, Utilitalia esprime apprezzamento nei confronti delle proposte formulate nella presente parte del documento di consultazione, finalizzate al sostegno dei veicoli elettrici e delle relative infrastrutture di ricarica, anche in considerazione delle ambiziose stime del PNIEC 2030 in materia di diffusione dei veicoli elettrici e di investimenti destinati ai necessari asset.

Particolarmente apprezzabile risulta l'analisi effettuata e le varie ipotesi proposte, tutte con l'obiettivo di rimuovere ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica senza indurre una crescita ingiustificata e inefficiente dei costi per servizi di rete del sistema.

Fermo restando i successivi approfondimenti che certamente si renderanno necessari anche mediante focus group e incontri tecnici, non è chiaro se l'Autorità sceglierà, a valle delle opinioni degli stakeholder, una sola tariffa per le ricariche pubbliche e una per le private o se, prevedrà più opzioni a disposizione del cliente; si tenga conto che quest'ultima fattispecie potrebbe aumentare la complessità.

Sarà inoltre indispensabile disporre di un quadro maggiormente esaustivo in merito alle configurazioni impiantistiche concretamente attuabili rispetto alle singole ipotesi di lavoro e realmente percorribili in fase di richiesta da parte dei diretti interessati.

Si esprime infine la necessità che i possibili interventi regolatori in materia di tariffe di ricarica continuino non solo a salvaguardare il principio della stabilità dei ricavi delle imprese di distribuzione, ma che prevedano nuove forme di remunerazione a favore dei distributori stessi, in funzione del livello di complessità e dei target eventualmente raggiunti in termini di approvvigionamento di risorse di flessibilità da riutilizzare nell'ambito della gestione operativa della rete. Si ritiene infatti che le infrastrutture di ricarica possano rappresentare un valore aggiunto rispetto al ruolo innovativo che i distributori intendono acquisire nei prossimi tempi, nel quadro di una maggiore proattività nella gestione delle congestioni. Si riportano di seguito le osservazioni ai singoli spunti.

#### 14. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico

- S15.** Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?
- S16.** Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?
- S17.** Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?

**S15.** Si condividono le considerazioni generali con riferimento alla ricarica in luoghi pubblici, in particolare quelle concernenti i vantaggi di sottendere punti di ricarica a punti di prelievo preesistenti, con la conseguente minore incidenza degli oneri fissi ed i relativi benefici in termini di gestione delle reti locali. Si esprimono comunque necessità di chiarimenti circa l'eventuale requisito che vi sia un uso esclusivo della ricarica per veicoli elettrici. Qualora tale requisito non fosse previsto o non confermato, infatti, la complessità operativa e gestionale delle configurazioni impiantistiche in questione risulterebbe maggiore e richiederebbe probabilmente dei costi relativamente più elevati che andrebbero in qualche modo remunerati.

**S16.-S17.** Con riferimento all'ipotesi di lavoro n.1, si condivide la necessità di intervenire sul controllo dei carichi ai fini di una migliore gestione della potenza disponibile, a fronte di una struttura tariffaria conveniente per le ricariche. Si evidenzia tuttavia la necessità che l'investimento sui sistemi automatici di controllo carichi sia in capo al gestore dell'infrastruttura di ricarica. Inoltre, come già accennato, nel caso di configurazioni miste (prelievi sottesi sia per ricariche che per utenze tradizionali), la complessità impiantistica e gestionale potrebbe aumentare considerevolmente, fino a sfiorare le complesse tipologie di reti interne o locali. A tal fine saranno necessarie nuove forme di remunerazione dei gestori di rete per sperimentare

nuove tecnologie. Si chiede inoltre conferma che tale configurazione riguarderà solamente le nuove richieste di accesso alla tariffa BTVE.

In merito all'ipotesi di lavoro n. 2, si concorda con le relative proposte. Si suggeriscono riflessioni sull'opportunità di realizzare agevolazioni tariffarie anche in F1 ed in F2, non solo in F3 tramite l'applicazione della BTIP, specialmente nella fase di sviluppo iniziale delle ricariche, ovvero quando i volumi complessivamente trattati per tali finalità saranno ancora relativamente ridotti rispetto all'energia complessivamente trasportata in rete ed ancora non determineranno, quindi, impatti particolarmente significativi. In aggiunta l'ipotesi di prevedere prezzi di energia differenziati per fascia oraria, con sconti in fascia F3, qualora richiesto anche nella fatturazione da distributore a venditore, richiederebbe da parte dei distributori interventi sui sistemi operativi (le fatture dei distributori vs i venditori attualmente non sono per fascia oraria).

In merito all'ipotesi di lavoro n. 3, si evidenzia la necessità di ulteriori riflessioni e chiarimenti, in quanto il trattamento proposto con riferimento alle ricariche in MT per il trasporto collettivo nazionale e per il *car sharing* pubblico costituirebbe un'evoluzione del perimetro attualmente previsto dal TIT (Testo Integrato Trasporto) il quale potrebbe determinare incertezze interpretative in materia di trattamento delle istanze relative alle utenze in BT.

Si esprime particolare condivisione nei confronti dell'ipotesi di lavoro n. 4, la quale presuppone il ricorso al progetto pilota sul modello di quelli previsti da Terna e derivanti dalla delibera 300/17. Sarà infatti necessario prevedere la possibilità che i DSO possano accedere a tipologie di progetti pilota basati sul ricorso a nuove tecnologie ai fini dell'approvvigionamento di risorse di flessibilità. In tale ambito, si evidenzia la necessità di istituire modalità di copertura finanziaria autonomamente gestibili dai DSO stessi, alla stessa stregua di quanto avviene con riferimento ai progetti pilota Terna.

#### 15. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati

- |   |
|---|
| <p><b>S18.</b> Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi privati? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?</p> <p><b>S19.</b> Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?</p> <p><b>S20.</b> Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?</p> |
|---|

**S18.** In generale, si condividono le riflessioni concernenti l'opportunità di derivare l'energia destinata alla ricarica dei veicoli elettrici dallo stesso POD cui è sottesa l'abitazione, sebbene le eventuali esigenze di maggiore velocità di ricarica possano non necessariamente risultare compatibili con tale configurazione e necessitino di incrementi di potenza.

**S19.-S20.** Con riferimento all'ipotesi di lavoro n. 5, si comprende l'obiettivo di stimolare la diffusione delle auto elettriche attraverso l'applicazione della tipologia contrattuale domestica residente sia ai punti di prelievo installati presso le pertinenze dell'abitazione principale, sia alle casistiche non così residuali, a punti di prelievo installati presso box non collegati all'impianto

domestico ma per i quali è dimostrabile la pertinenza con l'abitazione principale in base alla documentazione catastale, parimenti è condivisibile applicare la tariffa domestica non residente alle casistiche del punto 15.7.b. Si evidenziano tuttavia rischi di eccessivi oneri di controllo in capo ai venditori, con riferimento alla documentazione inerente sia alla pertinenza, sia all'intestazione del veicolo elettrico. Si rinvia quindi alla possibilità di definire soluzioni basate su condivisione automatica di informazioni tra i vari enti pubblici coinvolti, oppure sul trasferimento dell'onere ai clienti finali interessati, con loro resa disponibile di alcuni documenti (fatture di lavori elettrici per la realizzazione della colonnina, dati dell'auto elettrica utilizzata, ...). Con riferimento al punto 15.7 lettera a) e lettera b) si riscontra infine la necessità di opportune forme di coordinamento con l'Agenzia delle Dogane, ai fini della corretta applicazione delle accise, ciò in quanto l'art. 52, comma 3, lettera e) del D.Lgs. 26.10.1995 n. 504 prevede l'esenzione dall'accisa l'energia elettrica consumata per qualsiasi applicazione nelle abitazioni di residenza anagrafica degli utenti, con potenza impegnata fino a 3 kW, fino ad un consumo mensile di 150 kWh, inoltre sono previste aliquote diverse per gli usi domestici (2,27 cent.€/kWh) e i non domestici (1,25 cent.€/kWh).

In merito all'ipotesi di lavoro n. 6, si chiedono conferme sul fatto che il cliente finale non debba sostenere i costi degli aumenti di potenza in F3 (maggiori contributi di allacciamento). Si riscontra inoltre l'esigenza di definire delle forme di discrezionalità dei distributori in merito alle limitazioni sugli aumenti di potenza in F3, al fine di renderli pienamente compatibili con i possibili vincoli operativi delle reti locali. Si riscontra inoltre la necessità di confronti e chiarimenti con l'Agenzia delle Dogane in materia di applicazione delle accise, ciò in quanto l'art. 52, comma 3, lettera e) del D.Lgs. 26.10.1995 n. 504 prevede l'esenzione dall'accisa l'energia elettrica consumata per qualsiasi applicazione nelle abitazioni di residenza anagrafica degli utenti, con potenza impegnata fino a 3 kW, fino ad un consumo mensile di 150 kWh. Per i consumi superiori ai limiti di 150 kWh per le utenze fino a 1,5 kW e di 220 kWh per quelle oltre 1,5 e fino a 3 kW, si procede al recupero dell'accisa secondo i criteri stabiliti nel capitolo I, punto 2, della deliberazione n. 15 del 14 dicembre 1993 del Comitato interministeriale dei prezzi.

In aggiunta tale intervento potrebbe non rivelarsi tecnicamente fattibile per tutte le tipologie di contatori 1G.

Riguardo all'ipotesi di lavoro n. 7, si profilano livelli di costo e complessità gestionali relativamente elevati, tranne nel caso in cui si preveda un POD condominiale esclusivamente dedicato alle ricariche elettriche. Si ritiene che l'attività di ripartizione dei consumi debba avvenire a valle del venditore (es.: amministratore di condominio). Si rinvia pertanto ad opportuni approfondimenti e confronti in materia.

Con riferimento all'ipotesi di lavoro n. 8, si evidenzia che una parte dei veicoli elettrici inclusi nelle flotte aziendali appartengono a dipendenti caratterizzati da orario di lavoro diurno e che quindi mettono in ricarica i propri veicoli durante le ore diurne, pertanto la soluzione prospettata in tale ipotesi di lavoro, concernente l'agevolazione in F3, potrebbe non sortire piena efficacia sull'intera flotta aziendale.

In generale, si vuole segnalare che la tariffa di distribuzione al momento non è differenziata per fasce. Pertanto, nel caso la regolazione volesse spingere in quella direzione, il DSO dovrebbe cambiare il tipo di fatturazione usando nuovi algoritmi, con impatti sui sistemi gestionali.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. 1800/2019/AR del 20/09/2019 - PC/FF/YF/GG/MS

Qualora pertanto la direzione da perseguire fosse quella sopra esposta, sarebbe necessario un congruo lasso di tempo per apportare le necessarie implementazioni informatiche, traducibili in non meno di 6 mesi dall'emanazione del nuovo TIT 2020-2023.