

Osservazioni IREN 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"

Considerazioni generali

Preliminarmente alle considerazioni specifiche in merito agli spunti di consultazione, la Scrivente esprime la propria condivisione circa l'approccio regolatorio proposto nel documento, che intende proseguire, nel quadriennio 2020-2023, in sostanziale continuità di regole tariffarie adottate nel primo quadriennio 2016-2019 del quinto periodo regolatorio.

Le osservazioni di seguito presentate intendono quindi intervenire come affinamenti delle proposte contenute nel DCO per meglio intercettare vincoli ed esigenze aziendali, pur nel rispetto degli obiettivi previsti nel quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità.

Con specifico riferimento alle proposte in merito alla ricarica dei veicoli elettrici, in considerazione dei diversi stakeholders che possono tracciarne gli indirizzi (i.e.: privilegiando l'uso pubblico rispetto al privato), si chiede di valutare la possibilità di dedicare al tema una consultazione specifica inerente tutte le attività correlate (produzione colonnine, veicoli e batterie, connessione, vendita, dispacciamento, tariffe ...).

Osservazioni puntuali

Nel seguito sono riportate le valutazioni di carattere puntuale relative ai singoli spunti di consultazione.

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

In merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, si condivide l'impiego dei (i) CAS 2018 normalizzati per definire il livello di costi riconosciuti 2020 e (ii) di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per il 2018 - al netto delle maggiori

efficienze realizzate nei periodi precedenti - e il costo operativo effettivo relativo allo stesso anno; di seguito si rappresentano alcune osservazioni ulteriori:

- Si condivide la necessità di dimensionare la copertura tariffaria relativa ai costi operativi della misura tenendo conto del graduale avvio dei PMS2. In particolare tra i principali costi operativi emergenti si segnalano i costi informatici correlati alla gestione del sistema 2G (es. costi per il cloud) che:
 - dovranno essere identificati e valutati in modo specifico per trovare piena copertura dall'anno di sostenimento degli stessi;
 - è necessario integrare puntualmente visti i differenti pesi che avranno per i vari DSO in base alla soluzione tecnico strutturale adottata.
- 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' NPR1 e nell' NPR2. A nostro avviso, 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 "l'Autorità aggiorni annualmente la quota parte delle componenti della tariffa di riferimento [...] 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". Parallelamente, tali maggiori costi dovranno essere intercettati e trovare copertura anche nell'ambito dell' NPR2.
- Si rimarca l'importanza di disporre in tempo congruo di dettagli numerici sull'evoluzione dei valori dei costi operativi riconosciuti, al fine di poter presentare ulteriori osservazioni suffragate da analisi quantitative interne;
- Rimaniamo in attesa dell'emanazione del documento di consultazione sulla PSA al fine di poter fornire specifiche considerazioni in proposito.

S2. Osservazioni in merito alle modalità di trattamento del leasing operativo.

L' applicazione dell' IFRS16 a partire dal 2019 riguarda le società che hanno adottato i principi contabili internazionali; Ad oggi molte imprese hanno tuttavia mantenuto i principi contabili nazionali nella predisposizione dei propri bilanci di esercizio. L'orientamento espresso dall' Autorità nella consultazione sembra discriminare gli uni rispetto agli altri e solleva alcuni dubbi che di seguito si rappresentano:

- Si evidenzia disparità di trattamento tra i DSO che applicano e quelli che non applicano i principi contabili internazionali. Infatti, in base alle indicazioni contenute nel DCO e nella richiesta dati del 27/8/2019, per tutti i DSO tali costi sarebbero esclusi dalla copertura tariffaria degli opex. Tuttavia:
 - i DSO che applicano gli IAS ne vedrebbero il riconoscimento puntuale come Capex nell' ambito della RAB;
 - i DSO che non li applicano, non li vedrebbero riconosciuti ne come Opex ne come Capex in quanto non comparirebbero negli asset del bilancio e conseguentemente non ne vedrebbero il riconoscimento nella RAB.

A prescindere dai principi contabili adottati riteniamo che i costi riconducibili all' IFRS16 (canoni di leasing, affitti, noleggi...) debbano continuare a trovare adeguata copertura tariffaria.

- Non è chiaro se per generare l'incremento patrimoniale in RAB relativamente ai costi previsti dall' IFRS16 sia sufficiente il verificarsi delle condizioni di cui al medesimo principio contabile oppure sia necessario che il DSO applichi i Principi contabili internazionali.
- E' necessario comprendere se i costi coinvolti sono solo quelli relativi ai canoni di leasing o a tutte le tipologie di costi richiamati dall' IFRS16.

Si chiede, nell'ambito della successiva consultazione, a valle dell'elaborazione dei dati raccolti, l' indicazione dell'incidenza dei costi riconducibili all'IFRS16 che sarebbero decurtati dai Costi riconosciuti 2020 così da poter effettuare valutazioni interne più approfondite.

S3. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

Nel DCO sono indicate le previsioni di *"ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del NPR1 prevedendo la restituzione agli utenti finali di almeno il 50% di tali maggiori recuperi"* e che *"i recuperi di produttività conseguiti nel corso del NPR1 (2016-2019) siano trasferiti ai clienti finali entro il termine del quinto periodo di regolazione (2023)."* A tal proposito si chiede di calibrare opportunamente la percentuale di ripartizione in modo che non superi il limite del 50% mantenendo quindi anche un meccanismo incentivante per i DSO.

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

Si condivide l'introduzione del meccanismo del *profit sharing* a livello di "Ricavi netti" per (i) compensare i clienti finali dell'utilizzo delle infrastrutture energetiche e (ii) incentivare i DSO a sfruttare maggiormente le infrastrutture in appoggio allo sviluppo di altri business, tuttavia si evidenzia quanto segue:

- il peso delle attività di utilizzo dell'infrastruttura sui COR è direttamente dipendente dall'incumbent; per gli altri DSO l'impatto di tali voci assume dimensioni marginali e differenti tra singoli operatori. Infatti, la loro incidenza è conseguenza del maggiore/minore interesse degli operatori delle telecomunicazioni per i vari ambiti territoriali serviti dai vari DSO. In ragione di quanto sopra, si suggerisce di introdurre a favore delle imprese di grandi dimensioni (es. oltre 100.000 POD) meccanismi individuali di ripartizione dei ricavi netti, al fine di intercettare al meglio le specificità dei singoli DSO. Per le altre imprese si propone una valutazione parametrica.
- di valutare il margine da ripartire tra clienti finali e DSO sulla base dell'intera vita utile del progetto in quanto talvolta costi e ricavi hanno una distribuzione temporale differente tra loro.

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

Si condivide pienamente la volontà dell'ARERA di implementare criteri che promuovano ulteriormente le aggregazioni tra i DSO.

In proposito, al fine di consentire un'effettiva riduzione del numero degli operatori, si propone di:

- estendere i meccanismi indicati per le soluzioni C e D relativamente alla corresponsione di un incentivo monetario *una tantum* commisurato ai costi sostenuti nelle fasi iniziali dell'aggregazione anche ai casi di aggregazione di tipo A;
- introdurre forme di incentivazione inversamente proporzionali al numero di POD che vengono incorporati;
- valutare l'introduzione di meccanismi incentivanti simili a quelli prospettati nella presente consultazione anche per il gas.

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

Si condivide la volontà espressa da ARERA di disincentivare operazioni di disaggregazione che annullano il beneficio a livello di sistema apportato dalla precedente aggregazione.

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?

Si concorda con le proposte presentate di prorogare/rendere strutturali le agevolazioni ma è altresì importante che parallelamente vengano confermati i meccanismi perequativi dei mancati ricavi ottenuti da parte delle imprese distributrici.

Si suggerisce di monitorare la futura evoluzione del meccanismo al fine di prevenire comportamenti opportunistici con richieste a frequenza stagionale di modifica del livello di potenza

da parte dei clienti finali, in quanto ciò esulerebbe dalle finalità perseguite dalla del. 782/2016/R/eel.

Nel caso in cui le modifiche al TIC assumessero carattere strutturale, occorrerà:

- definire alcuni aspetti operativo / attuativi quali ad esempio se il cliente potrà sempre usufruire dell'agevolazione a prescindere dal tempo trascorso dall'attivazione di uno specifico POD;
- comprendere come aggiornare la RAB in caso di restituzione di parte del contributo versato per effetto della diminuzione della potenza contrattuale. In questo caso dovrà essere infatti diminuito l'ammontare dei contributi considerati ai fini tariffari. Si propone di valutare l'ammontare netto dei contributi incassati nell'anno di riferimento;
- tener conto dell'evoluzione regolatorio / normativa delle disposizioni in tema di ricarica dei veicoli elettrici.

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

Al fine di consentire una maggiore partecipazione al meccanismo, per una corretta individuazione delle proprie necessità di potenza e quindi un corretto dimensionamento delle necessità del sistema elettrico attuale, si ritiene importante l'attivazione di campagne informative dedicate, che prevedano il coinvolgimento dei Venditori e del Regolatore, anche tramite canali istituzionali.

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

Si rimane in attesa di maggiori informazioni circa gli sviluppi previsti per la revisione della regolazione tariffaria di immissioni/prelievi di energia reattiva, al fine di poter fornire contributi fattivi alla consultazione.

Ci si riserva ulteriori considerazioni nell'ambito del DCO 322/2019/R/eel inerente il TIDE.

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.

Non vi sono osservazioni.

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.

Si condivide di prorogare l'attuale regime transitorio fino alla revisione complessiva della disciplina delle connessioni al fine di: (i) comprendere meglio il trattamento e la gestione di questa specifica tipologia di utenza anche nell'ambito del superamento della maggior tutela; (ii) considerare le criticità relative alla corretta applicazione delle imposte vigenti sui consumi di energia elettrica da parte del venditore.

Si vuole tuttavia segnalare che le connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti e similari rappresentano una casistica di clientela caratterizzata da (i) necessità pressoché immediate di connessione, (ii) consumi concentrati in un lasso di tempo molto contenuto, (iii) difficoltà di recupero del credito. Talvolta è difficile conciliare tali caratteristiche con le tempistiche di attivazione e gestione contrattuale e con il ciclo di fatturazione e incasso. Pertanto siamo a proporre lo sviluppo di formule innovative di consumo, ad esempio tramite carta prepagata, abbinate a modalità di connessione tramite misuratore con limitatore in modo da ridurre il rischio credito connesso a tali tipologie di utenza.

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

In merito alle proposte esposte dal Regolatore nel presente Documento di consultazione si evidenzia che:

- Il contributo forfait di 20€ a colonna montante censita in loco non rappresenta un valore confrontabile con l'entità della spesa sostenuta dal DSO per effettuare il sopralluogo.

Tale attività infatti non può essere organizzata di *default* in concomitanza ad altre attività ordinarie presso gli stabili, in quanto: (i) il singolo stabile oggetto di intervento potrebbe non avere una colonna montante, (ii) possono essere necessarie competenze diverse e specifiche, (iii) talvolta, le attività ordinarie possono essere svolte da imprese terze all'azienda.

Si propone pertanto, per rappresentare un valore maggiormente congruo e proporzionale all'*effort* nuovo richiesto al DSO, un livello di contributo almeno doppio rispetto a quello proposto in consultazione. Qualora si voglia commisurare più precisamente l'*effort* richiesto al DSO alla dimensione della singola colonna montante servita, si potrebbe valutare un contributo di 3€/POD sotteso alla singola colonna montante;

- Il termine del 31.1.2022 proposto in consultazione per la comunicazione / trasmissione all'Autorità del censimento di tutte le colonne montanti vetuste non si ritiene essere congruo. Nel nostro caso, ad esempio, conteggiando circa 230 giorni lavorativi annui e immaginando di avere attivamente squadre che effettuino il censimento sul territorio da gennaio 2020 a dicembre 2021, vorrebbe dire censire giornalmente oltre 40 condomini al giorno.

Si richiede pertanto che il termine per la comunicazione ad ARERA – in ogni caso ambizioso – non possa essere anteriore il 31.1.2023. Questo considerando il fondamentale rispetto del termine dell'invio di tale comunicazione, indispensabile per il riconoscimento dei costi in RAB in caso di partecipazione al meccanismo sperimentale.

Per accelerare i tempi si potrebbe ipotizzare l'avvio della seconda fase realizzativa durante la prima fase di sopralluogo, ad esempio dopo aver effettuato il censimento di colonne montanti che servono almeno il 50% dei POD. In tal modo il Regolatore disporrebbe dei dati necessari a valutare gli impatti tariffari e le attività di ammodernamento potrebbero avanzare più speditamente;

- In merito ai valori del contributo riconosciuto al condominio, si segnala che quelli riportati in tabella 22 risultano essere inferiori rispetto ai costi già anticipati agli Uffici dall'associazione di settore, in particolari per le rifiniture a medio e alto pregio. Ricordiamo che tali valori, derivando da capitolati in corso e da prezziari regionali, hanno carattere esogeno rispetto al DSO. Pertanto, si chiede di valutare l'opportunità di definire importi maggiormente allineati a quelli già trasmessi agli Uffici organizzando anche tavoli tecnici di confronto con gli operatori.

Si apprezza inoltre il positivo accoglimento dell'Autorità delle considerazioni espresse dagli operatori circa la loro oggettiva scarsa competenza nelle fasi di controllo dei lavori. Infatti pur mantenendo la responsabilità in capo ai DSO di segnalare all'Autorità eventuali casi riscontrati di violazioni delle regole da parte dei condomini, sarà l'Autorità stessa ad effettuare controlli specifici.

S14. *Quale durata della regolazione sperimentale si ritiene preferibile, due o tre anni? Motivare le risposte.*

Stante i necessari tempi lenti per avviare il meccanismo (contatti con gli amministratori di condominio, riscontro dai condomini, ricerche di preventivi, ...), si ritiene che la regolazione sperimentale debba durare almeno 3 anni.

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

Si condividono le considerazioni generali proposte, in particolare le valutazioni che prediligono il sottendere infrastrutture di ricarica sotto a punti di prelievo esistenti rispetto all'alternativa di attivare nuovi POD dedicati esclusivamente alla ricarica. A tal proposito, si vuole tuttavia segnalare che:

- i bandi comunali per l'installazione di colonnine pubbliche su suolo pubblico finora emanati hanno sempre posto come requisito di partecipazione l'attivazione di POD dedicati;
- la mancata generazione di un POD virtuale rende promiscuo l'uso dell'energia prelevata dalla rete, con rischi fiscali legati al calcolo delle imposte e delle accise che prevedono aliquote difforme tra le varie tipologie di prelievo;
- l'utilizzo di POD condivisi comporta per il DSO la gestione di POD virtuali/sottesi e conseguentemente nuovi costi sorgenti che richiedono necessaria copertura tariffaria;
- la ricarica in luoghi accessibili al pubblico non necessariamente determina la possibilità di accedere al servizio di ricarica da parte del pubblico. Esistono infatti casi in cui le colonnine

sono posizionate lungo la sede stradale, ma il servizio è dedicato a uso esclusivo del titolare del punto di ricarica. In tale configurazione non si condivide l'applicazione della tariffa agevolata BTVE.

In fine, per una migliore comprensione di tutti i soggetti coinvolti, è fondamentale che vengano introdotte definizioni precise per ogni tipologia di ricarica (pubblica, privata, privata in luogo pubblico, ...) a cui dovrà corrispondere uno specifico trattamento tariffario.

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?*

- Ipotesi di lavoro 1: Si condivide la necessità di introdurre sistemi di controllo dei carichi ai fini di una migliore gestione della potenza disponibile, a fronte di una struttura tariffaria più conveniente. Tuttavia è necessario precisare che l'onere di tale intervento deve essere posto in capo gestore dell'infrastruttura di ricarica;
- Ipotesi di lavoro 2 e 3: si condivide la proposta ma si evidenzia la necessità di tempi congrui per modificare l'algoritmo di fatturazione con applicazione di prezzi differenziati in funzione delle fasce orarie in cui avvengono i consumi;
- Ipotesi di lavoro 4: ci si riserva di fornire le nostre considerazioni nell'ambito del DCO 322/2019/R/eel inerente il TIDE.

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

Si condividono in via generale le proposte presentate per la regolazione della ricarica privata. Tuttavia è necessario precisare che né i DSO né i Venditori dovrebbero essere responsabilizzati dei controlli circa il corretto e coerente utilizzo dei POD da parte degli utenti rispetto alla tariffa applicata. Si propone l'adozione di un sistema centralizzato per il censimento dei veicoli elettrici che verifichi la coerenza di cui sopra.

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

S20. *Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?*

- Ipotesi di lavoro 5: Si condivide la proposta in quanto misura di stimolo per la diffusione dell'auto elettrica. I rischi evidenziati circa l'insorgenza di comportamenti opportunistici potrebbero essere gestiti come esposto allo Spunto n. 18;
- Ipotesi di lavoro 6: si propone di limitare l'incremento della potenza impegnata fino al 70% solo per valori contrattuali base fino a 4.5 kW, al fine limitare squilibri tecnici tra le fasi nella linea di alimentazione. In proposito, è necessario comprendere come adeguare il contributo di connessione per il valore della potenza incrementata;
- Ipotesi di lavoro 7: (ricarica condominiale) si propone che l'attività di ripartizione dei consumi sia posta a carico dell'amministratore di condominio;
- Ipotesi di lavoro 8: (ricarica nei luoghi di lavoro), si condivide la proposta ma si segnalano importanti difficoltà a scorporare il consumo specifico per la ricarica dell'auto elettrica rispetto agli altri usi.

Infine, come indicato in precedenti ipotesi di lavoro, la tariffa di distribuzione al momento non è differenziata per fasce. Pertanto, nel caso in cui la regolazione spingesse in quella direzione, il DSO dovrebbe cambiare il tipo di fatturazione usando nuovi algoritmi, con importanti ricadute sui sistemi gestionali in termini di costi sorgenti. Inoltre 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.