

Aggiornamento della Regolazione della Qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023

Documento per la consultazione 287/2019/R/eel del 2 luglio 2019

Osservazioni di Elettricità Futura

6 settembre 2019

Osservazioni di carattere generale

Elettricità Futura ritiene decisamente necessaria l'attività di aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023, poiché numerosi fattori, sia esogeni che endogeni al sistema elettrico, stanno impattando in maniera significativa sulle performance registrate dalle reti di distribuzione e, di conseguenza, sugli indicatori di qualità del servizio. L'attuale meccanismo di regolazione del numero e della durata delle interruzioni senza preavviso, infatti, è caratterizzato da livelli obiettivo al 2023 particolarmente sfidanti, definiti non tenendo in debita considerazione gli impatti del cambiamento climatico degli ultimi anni sulle performance di continuità del servizio. Si ritiene opportuno quindi richiedere un'approfondita revisione, con un approccio che permetta un migliore adattamento alle condizioni attuali, preservando da una parte l'elevato grado di qualità raggiunto dalle reti elettriche italiane, e dall'altra evitando di penalizzare le imprese a causa di meccanismi/obiettivi troppo rigidi e non coerenti con le reali esigenze degli utenti. Ciò anche alla luce dell'evoluzione verso logiche di riconoscimento dei costi di investimento in ottica TOTEX, in cui la regolazione output based della qualità del servizio di distribuzione potrà essere efficacemente integrata. Un primo passo di tale approccio innovativo, seppur con determinate rigidità ancora presenti, può essere individuato nella proposta dell'Autorità di implementare degli "esperimenti regolatori" (i.e. sandbox UK) disegnati e proposti dalle stesse imprese di distribuzione, al fine di sperimentare nuove modalità e nuovi obiettivi per la regolazione della qualità e continuità del servizio di distribuzione.

Risposte agli spunti di consultazione

Q1. Si condividono gli elementi della Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio?

Q.2 Si condivide l'orientamento dell'Autorità a introdurre un meccanismo finalizzato ad assicurare maggiore omogeneità territoriale nei livelli di qualità? Motivare le risposte

Q.3 Si ritiene che in una prospettiva di successivo periodo di regolazione (con inizio dal 2024) l'ipotesi avanzata al punto 2.11 possa essere adottata strutturalmente per il dimensionamento dei premi e delle penalità?

Q1. Condividiamo l'analisi dell'Autorità, secondo la quale la regolazione è stata efficace nell'incentivare l'impegno delle imprese verso il raggiungimento degli attuali livelli di qualità del servizio, in sensibile miglioramento rispetto ai livelli di avvio della regolazione, ma, come riportato nelle considerazioni generali, riteniamo che sia giunto il momento di rivedere in maniera approfondita l'impianto regolatorio, al fine di consentire agli operatori la necessaria flessibilità per rispondere agli effetti dei fattori esogeni (cambiamenti climatici, quali fulminazioni e inondazioni) ed endogeni (incremento della generazione distribuita, maggiore

penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali, ecc.), consentendo al contempo il mantenimento/raggiungimento dei migliori standard di qualità possibili.

Q2. Elettricità Futura non condivide la proposta dell'Autorità, poiché penalizzare gli ambiti con performance di durata e/o numero delle interruzioni migliori rispetto ai livelli tendenziali (riducendone i premi) può avere l'effetto - opposto rispetto ai desiderata dell'ARERA - di scoraggiare gli investimenti in tali ambiti, rischiando di causarne il deterioramento delle performance. Non verrebbero, inoltre, forniti incentivi per il miglioramento delle performance negli ambiti con livelli di continuità del servizio non in linea con i livelli tendenziali.

Q3. Come riportato nelle considerazioni di carattere generale, riteniamo necessario che sia ripensato l'intero approccio alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione, aggiornando e ridefinendo non solo i meccanismi premi/penalità, ma anche i livelli obiettivo da raggiungere al 2023, che devono tenere in considerazione le mutate condizioni nel quale operano oggi i distributori, a causa dei suddetti fattori esogeni ed endogeni.

Q.4 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite interventi regolatori di tipo tradizionale? Quali altre azioni potrebbero essere messe in atto? Motivare le risposte.

Q.5 Quale tra le due possibili regolazioni speciali prospettate (numero di interruzioni oppure durata e numero di interruzioni) si ritiene preferibile e perché?

Il sistema proposto conferma l'impianto regolatorio esistente poiché basato sulla riconferma dei livelli obiettivo già identificati per il 2023, che è peraltro un periodo troppo breve anche per pianificare e mettere in campo in maniera economicamente efficiente gli investimenti. Si ritiene pertanto preferibile un approccio più innovativo come quello basato sugli "esperimenti regolatori", di cui ai quesiti successivi.

Q.6 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite esperimenti regolatori? Motivare le risposte.

Q.7 Si ritiene che le caratteristiche degli esperimenti regolatori che potranno presentare le imprese distributrici siano tali da assicurare un efficace e trasparente perseguimento degli obiettivi? Se no, per quali motivazioni?

In generale si condivide la proposta degli "esperimenti regolatori", che rappresentano un primo passo dell'Autorità per una revisione dell'approccio alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione, verso modelli più flessibili che siano caratterizzati da logiche output-based. Ciononostante, si ritiene che la proposta attuale presenti ancora delle rigidità che rischiano di disincentivare la partecipazione delle imprese di distribuzione a tali sperimentazioni, in particolare a causa del fatto che la partecipazione ai progetti sperimentali comporta una deroga alla regolazione ordinaria soltanto temporanea, in quanto, come riportato al punto 4.6 del DCO "in caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento [...], l'impresa dovrebbe rinunciare a forme di premialità e versare le eventuali penalità che avrebbe conseguito nel periodo, in assenza della deroga." La rimozione di tale vincolo, considerando anche che tali progetti riguarderanno aree circoscritte, potrebbe agevolare la partecipazione delle imprese di distribuzione. Come detto, inoltre, il mantenimento degli

attuali livelli obiettivo al 2023 non terrebbe conto del mutato contesto nel quale si trovano oggi ad operare i distributori, delle reali esigenze dei clienti e dei rischi insiti nell'implementazione di tecnologie innovative.

Inoltre, si evidenzia che la finestra temporale a disposizione per presentare le proposte di sperimentazione è troppo breve (entro febbraio 2020) e che andrebbe rimosso il vincolo di poter inviare all'Autorità soltanto una comunicazione in cui inserire tutte le eventuali proposte.

Q.8 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione premi/penalità del numero di interruzioni senza preavviso? Motivare le risposte.

Diversi fattori endogeni ed esogeni, ed in particolare il fenomeno delle fulminazioni a terra, stanno impattando in maniera significativa sugli indicatori del numero di interruzioni, soprattutto con riferimento alle interruzioni brevi. Pertanto, in generale condividiamo l'intento definire dei meccanismi che consentano un adattamento della regolazione su interruzioni brevi in base all'evoluzione di tali fattori, pur non avendo allo stato attuale ulteriori elementi per individuare una preferenza tra le due opzioni proposte.

Ad ogni modo, si ritiene necessario rivedere il meccanismo del PCP attualmente in vigore, passando da una logica per fasce orarie di sei ore predefinite ad una logica per fasce orarie mobili, anche di durata più ampia rispetto alle 6 ore attualmente previste in regolazione. Tale modifica permetterebbe di identificare condizioni di eccezionalità manifestatesi tra due delle attuali fasce orarie considerate dal PCP; condizioni che attualmente non vengono colte dal meccanismo di sterilizzazione statistico, contribuendo quindi "impropriamente" agli indicatori N1 e D1.

Q.9 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di standard di durata massima delle interruzioni per singolo cliente e revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali? Se no, per quali motivazioni?

Q.10 Quali tra le opzioni di cui al punto 6.6 si ritengono preferibili, e perché?

La delibera ARERA 127/2017/R/eel del 9 marzo 2017 ha già incrementato il livello di contribuzione delle imprese di distribuzione con diverse misure (indennizzi a carico del DSO in caso di interruzione per causa di forza maggiore oltre le 72 ore, ecc.), pertanto riteniamo che l'opzione di cui alla lettera *b*) del punto 6.6 non sia percorribile, condividendo invece le altre proposte di cui al punto 6.6.

Q.11 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità di cui al capitolo 7 in materia di regolazione della continuità del servizio? Se no, per quali motivazioni?

Si condividono gli orientamenti dell'Autorità, e inoltre si propone di incrementare i Corrispettivi CTS applicati agli utenti MT con potenza disponibile superiore a 100 kW che non abbiano ancora, a distanza di 15 anni, adeguato i propri impianti.

Con riferimento alle proposte finalizzate a perseguire l'obiettivo strategico OS.2 "Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione", riteniamo che non sia necessaria la pubblicazione anche dei cosiddetti "effetti economici" dei livelli di qualità del servizio raggiunti (cioè i premi ricevuti e le penalità pagate), poiché tali dati, oltre a non contribuire in maniera significativa alla "consapevolezza del consumatore" potrebbero trasmettere un messaggio distorto sulla reale performance complessiva delle imprese. Peraltro,

ricordiamo che già in occasione della definizione delle regole per la pubblicazione dei Piani di Resilienza gli operatori avevano avuto modo di condividere con l'Autorità delle analoghe perplessità.

Inoltre, non condividiamo la proposta dell'Autorità di prevedere un obbligo per i distributori di attivare una specifica sezione del loro sito internet con i principali dati di qualità del servizio.

Q.12 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni di cui all'Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?

Q.13 Si condivide l'ipotesi di introdurre un nuovo standard di qualità commerciale cui riferire le segnalazioni di guasto al display del contatore da parte degli utenti e le successive sostituzioni dei contatori? Se sì, come potrebbe essere disciplinata la prestazione e dimensionato lo standard?

Q.14 Come potrebbero essere dimensionate le franchigie applicabili richiamate al paragrafo dell'Appendice 4 "Errori di calcolo della durata delle interruzioni"?

Q.15 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento dell'ISR di cui all'Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?

Q12. Non abbiamo osservazioni a riguardo.

Q13. Il problema del non funzionamento del display del contatore a prima vista non appare così significativo dal punto di vista numerico da dover richiedere la definizione di un apposito standard di qualità. Al momento riteniamo preferibile mantenere quanto previsto dall'attuale regolazione, cioè che tale tipo di malfunzionamento non sia compreso all'interno della regolazione/rendicontazione dei guasti del gruppo di misura. Si può, eventualmente valutare, in subordine, un monitoraggio delle segnalazioni dei clienti per display malfunzionante in modo da consentire alle imprese una corretta quantificazione dell'incidenza di tale tipologia di malfunzionamenti sul totale delle casistiche di guasto al gruppo di misura.

Q14. Non abbiamo osservazioni a riguardo.

Q15. Non abbiamo osservazioni a riguardo.