

Spett.le

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Direzione infrastrutture energia e unbundling

Piazza Cavour, 5

20121 Milano

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it

Prot. n. 9287/17 del 31 ottobre 2017

Osservazioni al documento di consultazione 645/2017/R/eel

**“INCREMENTO DELLA RESILIENZA DELLE RETI DI TRASMISSIONE E
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
Attività svolte e ulteriori orientamenti”**

I. OSSERVAZIONI GENERALI

Acea interviene in risposta alla consultazione 645/2017/R/EEL in merito all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, esponendo quanto di seguito.

Acea riconosce che, nei precedenti cicli regolatori, il percorso di miglioramento e di evoluzione tracciato dalla regolazione in materia di continuità del servizio ha consentito il raggiungimento di un alto livello di performance su tutta la rete elettrica nazionale, attraverso la fissazione di target sempre più sfidanti e mediante i sottostanti meccanismi incentivanti: tale processo ha, infatti, innescato una spirale virtuosa che ha consentito agli operatori di raggiungere sulle proprie reti importanti miglioramenti nelle condizioni di operatività.

Ad oggi, la rete di distribuzione è diventata l'elemento qualificante del sistema elettrico, in un'ottica di maggiore complessità e integrazione e le sfide dell'attuale periodo regolatorio necessitano di un approccio innovativo. In tale contesto, occorre considerare elementi di cambiamento significativi quali, nello specifico, quelli associati ai cambiamenti climatici, sempre più aggressivi, all'evoluzione tecnologica sempre più rapida anche nelle sue applicazioni e, nel settore della distribuzione elettrica, alla possibilità di utilizzi

promiscui e bidirezionali della rete dai consumatori ai produttori (prosumers), oltre che al percorso standard dai produttori ai consumatori.

Resilienza, digitalizzazione e flessibilità sono le tre parole chiave su cui fondare una visione integrata della distribuzione elettrica, nuovi meccanismi regolatori, nuove metriche e indicatori di performance sui quali definire target e meccanismi incentivanti per le imprese, al fine di innescare spirali virtuose in risposta alle nuove sfide.

Il ruolo centrale della distribuzione è, d'altra parte, ben interpretato anche nella Strategia Energetica Nazionale in cui tra le tematiche della sicurezza energetica nazionale si evidenzia che: “l'evoluzione del parco di generazione e degli assetti del mercato elettrico richiede il potenziamento e l'ammodernamento infrastrutturale delle reti, sia nella trasmissione che nella distribuzione”. A questo proposito infatti la SEN assegna diverse attività a carico dei distributori proprio in riferimento alla sicurezza, alla digitalizzazione, all'ammodernamento delle reti “sia della componente hardware (e.g. per rendere anche le reti di distribuzione bi-direzionali) che di quella software (e.g. per abilitare iniziative di demand response management)”. In merito a questo importante cambio di passo a cui i distributori sono chiamati, le proposte contenute nel documento di consultazione potrebbero essere maggiormente orientate ad incentivare lo sforzo a cui i distributori sono obbligati. Ciò consentirebbe una maggiore espressione progettuale da parte dell'operatore, che vedrebbe riconosciuti gli sforzi profusi, senza doversi limitare nella predetta espressione nel timore di incorrere in penali.

A conforto di quanto espresso innanzi, si rileva, da parte della stessa Autorità, un orientamento proteso ad una più marcata integrazione tra la regolazione tariffaria, la regolazione della qualità del servizio ed il supporto all'innovazione secondo logiche di *output based*: la cosiddetta regolazione “totex”.

In questo quadro generale e tenuto conto delle complessità a cui il sistema della distribuzione e dunque gli operatori dovranno andare incontro, non si può prescindere da una sempre più concreta e maggiore contestualizzazione territoriale dell'attività dei singoli distributori, tanto più in tema di cambiamenti climatici e in presenza delle cosiddette “condizioni perturbate”. Infatti, da questo punto di vista, le specificità territoriali diventano, in una ottica integrata e in riferimento agli effetti e alle conseguenze dei casi di forza maggiore, ancora più stringenti ed il caso “medio Italia” si frammenta in tanti singoli ambiti, di cui certamente i più peculiari sono gli ambiti urbani metropolitani: la percentuale di investimenti di rinnovo rispetto a quelli di sviluppo, l'impatto di alcuni effetti del cambiamento climatico rispetto ad altri, in primis le ondate eccezionali di calore, la complessità nell'esecuzione degli interventi, le frodi e le perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione rendono tali ambiti particolarmente refrattari

a qualunque livello di standardizzazione che non ne contempra l'unicità. È importante, quindi, considerare tutti i fattori critici di rischio derivanti dai cambiamenti climatici e conseguentemente allargare lo spettro delle condizioni perturbanti e degli eventi successivi, inserendo opportunamente anche le ondate eccezionali di calore, e procedendo ad una nuova mappatura delle condizioni meteorologiche sul territorio nazionale, come proposto nello stesso DCO.

2. OSSERVAZIONI SUI SINGOLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

Q.1 A livello generale, si condivide il quadro d'insieme e gli obiettivi di questa consultazione? Quali ulteriori aspetti andrebbero considerati?

R.1 Rimandando integralmente alle osservazioni espresse nella parte generale, si specifica che per la valutazione e decisione degli investimenti destinati al rinnovo delle reti di distribuzione (punto 1.17), si debba necessariamente considerare la assoluta peculiarità del contesto territoriale in cui lo scrivente operatore agisce e, in particolare come fattore dirimente, si deve tener conto della specificità delle reti di distribuzione in contesti urbani. Inoltre sempre al fine di fare fronte alla complessità e peculiarità del settore, si evidenzia che quanto indicato nell'Allegato 2 con riferimento ad e-distribuzione non necessariamente assuma valore paradigmatico per gli altri operatori di settore.

Q.2 Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?

Q.3 Quali aspetti del coordinamento tra operatori di distribuzione e di trasmissione si ritiene che possano essere semplificati alla luce dell'esperienza fin qui maturata?

R.2 Si ribadisce l'importanza di introdurre tra i fattori critici di rischio le ondate eccezionali di calore. Si suggerisce anche l'opportunità di un maggiore approfondimento degli indicatori di riferimento prima dell'introduzione di un sistema di penalità e premi, avvalendosi di eventuali nuovi documenti di consultazione.

R.3 Non si hanno osservazioni al riguardo, confermandosi l'utilità del coordinamento con il TSO per la completa valutazione degli interventi sulla rete dei distributori, in tema di corretta valutazione dei tempi e degli effetti degli interventi sulla rete di distribuzione a valle della rete di trasmissione.

Q.4 Quali azioni concrete e da parte di quali attori si ritengono opportune per dare seguito a quanto auspicato dall'Autorità in tema di aggiornamento delle mappe di rischio utilizzate per la normativa tecnica sui limiti strutturali di progetto delle linee?

Q.5 Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell'emipariodo di regolazione 2016-2019? Se no, perché?

R.4 Come indicato anche nelle osservazioni generali e tenuto conto della necessità di un sempre maggiore coordinamento del tavolo Resilienza, si concorda sull'esigenza di aggiornare e integrare le mappe di rischio ribadendo la necessità di introdurre tra i fattori critici di rischio le ondate eccezionali di calore.

R.5 Si ritiene che le tempistiche per una appropriata definizione delle azioni vadano ampliate, superando l'orizzonte temporale del 2018 proposto nel DCO.

Q.6 Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?

Q.7 Si condivide in particolare l'orientamento ad applicare, in prima attuazione, lo step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti?

Q.8 Si condividono i criteri minimi di omogeneità per le sezioni dedicate alla Resilienza dei Piani di sviluppo delle imprese distributrici di maggiori dimensioni?

Q.9 Si condividono le proposte in tema di schede intervento resilienza (vd. anche Appendice 3), ad accompagnamento dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione?

R.6 Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione, pur ritenendo opportuna una maggiore gradualità di approccio.

R.7 Si condivide l'orientamento relativo all'applicazione dello step intermedio alle imprese distributrici con più di 300.000 clienti, ma in riferimento all'anno di implementazione si ritiene necessario introdurre una tempistica più ampia rispetto a quella indicata nel DCO.

R.8 Non si hanno osservazioni a riguardo.

R.9 Su questo punto si ritiene necessario un maggiore livello di approfondimento.

Q.10 Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione di interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni per il settore della distribuzione? Quale delle tre opzioni appare preferibile? Nel caso dell'opzione TE-1 (solo penalità), quale impatto massimo dovrebbe essere previsto per le imprese distributrici? In caso di adozione dell'opzione TE-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto sulla tariffa (per esempio in euro/clientel'anno, con riferimento all'intera

base di clienti BT)? Quale parametro si ritiene preferibile per la commisurazione dei premi e delle penali, e perché?

Q.11 Quale/i indicatore/i si ritengono più idonei per rappresentare il trend storico rispetto al quale verificare l'addizionalità degli interventi per la resilienza?

Q.12 Si condivide la proposta per il settore della trasmissione?

R.10-11 Si ritiene che l'impianto delle proposte per gli interventi sulla resilienza descritto nel DCO possa essere eccessivamente penalizzante per le imprese, in particolare con riferimento ai casi di mancato conseguimento, nei tempi prestabiliti, degli interventi definiti "ad alta priorità" dall'AEEGSI. Non si condivide in alcun caso l'introduzione di forme di incentivazione che non prevedano una premialità. Tale considerazione vale per gli interventi che saranno previsti dalla SEN, per gli interventi che migliorino la tenuta alle sollecitazioni, per quelli di ripristino (ancorché ancora in fase di studio) e per qualunque livello di attività che l'operatore effettui e che porta effettivi miglioramenti al sistema elettrico.

R.12 Non si hanno osservazioni a riguardo.

Q.13 Si condividono gli aspetti della possibile incentivazione per migliorare l'efficacia del ripristino del servizio di distribuzione in condizioni di emergenza? Quale delle opzioni presentate appare preferibile? Nel caso delle opzioni RI-1 e RI-2, quale impatto massimo dovrebbe essere previsto?

Q.14 Si ritiene opportuno prevedere forme di incentivazione anche per il ripristino del servizio di trasmissione da parte di Terna? Per quali motivi e con quali modalità?

R.13 Per poter esprimere una valutazione delle opzioni prospettate, con riferimento ai meccanismi RI-1 e RI-2, si necessita di maggior dettaglio esplicativo.

R.14 Non si hanno osservazioni a riguardo.

Il Responsabile Regulatory
(Ing. Emanuela Cartoni)