

## COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 645/2017/R/EEL “INCREMENTO DELLA RESILIENZA DELLE RETI DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA”

Con il presente documento il Gruppo A2A esprime le proprie considerazioni in merito all'introduzione di possibili meccanismi incentivanti, sia di tipo economico che reputazionale, volti a favorire l'incremento della resilienza del sistema elettrico e l'adozione di specifiche azioni per la prevenzione strutturale dei fattori critici.

### Premessa

Il Gruppo A2A condivide le finalità della presente consultazione e partecipa infatti attivamente al Tavolo Tecnico sulla Resilienza, nell'ambito del quale ha inviato al regolatore **il proprio piano di lavoro**.

Il recente incontro del Tavolo Tecnico ha certamente contribuito a chiarire meglio gli obiettivi alla base delle proposte illustrate in questo documento: stimolare la proattività dei distributori a proporre interventi effettivamente necessari per le diverse realtà locali, evitando in questo modo distorsioni nel processo di pianificazione.

Accogliendo in modo costruttivo tale apertura, A2A ritiene opportuno sollecitare un ampliamento della mappatura dei fattori di rischio anche alle ondate prolungate di calore. Ciò infatti permetterebbe di includere nell'analisi sulla resilienza le specificità e le criticità, in termini di tenuta alle sollecitazioni della rete elettrica oltre i vincoli di progetto, che derivano dal servire un contesto territoriale fortemente urbanizzato.

Inoltre, si rileva come l'ipotesi di introdurre un **meccanismo incentivante asimmetrico** (solo penalità) possa risultare **poco sostenibile** da parte di un'impresa distributrice in una prospettiva di miglioramento del servizio per l'utente finale nel lungo termine.

Tra l'altro, la Delibera 09 marzo 2017 127/2017/R/eel, va già nella direzione di penalizzare il distributore: il regolatore ha infatti disposto che, al superamento delle 72 ore di interruzione, gli indennizzi automatici ai clienti finali siano a carico degli operatori di rete.

### Considerazioni generali e risposta agli spunti di consultazione

**Q1.** *A livello generale, si condivide il quadro d'insieme e gli obiettivi di questa consultazione? Quali ulteriori aspetti andrebbero considerati?*

Si condivide il quadro d'insieme individuato e gli obiettivi della consultazione in quanto coerenti con:

- l'impostazione metodologica di analisi e programmazione già adottata dagli operatori di rete nei loro piani di resilienza, di cui, anzi, è prevista un'evoluzione in un'ottica di consolidamento delle attività correlate all'aumento della tenuta alle sollecitazioni e di quelle finalizzate ad efficientare la tempestività delle operazioni di ripristino;
- la necessità di implementare una pianificazione di tipo *forward-looking* degli investimenti e delle attività operative, utile per una valutazione prospettica delle strategie di mitigazione dei rischi connessi a fenomeni metereologici

particolarmente violenti, con un possibile effetto anche sulla curva dei consumi di energia;

- la nuova impostazione regolatoria che prevede meccanismi incentivanti di tipo output-based e logiche di selettività degli investimenti.

Si rileva, tuttavia, l'esigenza di una maggior dettaglio informativo sulle modalità e i criteri di attribuzione di premi/penalità in modo tale da permettere agli operatori sia di effettuare una pianificazione idonea a garantire un efficace coordinamento delle risorse umane, tecniche ed economiche, così come un'attenta gestione del processo autorizzativo, al fine di effettuare gli interventi considerati "ad alta priorità" senza incorrere in penalità sia di poter disporre di un'adeguata flessibilità operativa e finanziaria nella formulazione di proposte inerenti ad azioni aggiuntive.

Inoltre, aver focalizzato il lavoro sulla robustezza delle reti e rimandato alcuni fenomeni impattanti sulle reti a successivi approfondimenti potrebbe portare alcuni distributori a concentrarsi su fenomeni di scarsa rilevanza con una non efficiente allocazione degli investimenti.

Sarebbe auspicabile, con una attività di omogeneizzazione delle metodologie di approccio sul tema resilienza, identificare indicatori (possibilmente di facile determinazione) che rendano tra loro confrontabili gli interventi proposti dai vari operatori in termini di priorità.

Limitarsi a considerare le priorità di intervento per singolo operatore potrebbe portare ad un meccanismo distorto.

Si potrebbe, infatti, arrivare al paradosso di essere obbligati a realizzare interventi per aumentare la resilienza in corrispondenza di fenomeni di scarsa rilevanza per le reti dello specifico operatore a scapito di altri investimenti ritenuti più utili ed efficaci per l'incremento della qualità del servizio per le reti dello stesso operatore.

Sarebbe, infine, opportuno identificare un valore di soglia di resilienza, eventualmente per tipologia di fenomeno, al di sopra del quale l'operatore non debba essere "obbligato" ad intervenire per incrementare il valore di resilienza.

**Q2.** *Si hanno osservazioni sui fattori critici di rischio già analizzati dalle varie imprese e su quelli che dovrebbero essere ritenuti prioritari?*

Per quanto riguarda i distributori che svolgono l'attività in aree fortemente urbanizzate si sottolinea la necessità di includere tra i fattori di rischio anche quelli legati alle ondate di calore, pur evidenziando le difficoltà di caratterizzazione delle dinamiche e degli effetti di tali fenomeni.

I Periodi di Condizioni Perturbate indicati nel documento inviato da Unareti all'Autorità, "Piano di Lavoro per l'incremento della resilienza della rete elettrica di distribuzione", mostrano chiaramente che gli eventi meteorologici per i quali la rete di Unareti si è rivelata meno resiliente, corrispondono, in primis alle cosiddette "ondate di calore" e in secondo luogo a precipitazioni eccezionali (Temporali-Allagamento).

Non si ritiene pertanto corretto escludere il fenomeno "ondate di calore" dai fattori critici di rischio da considerare per una trattazione esaustiva sul tema resilienza. Partendo da tale prospettiva si accoglie con favore l'apertura alla discussione dimostrata dal regolatore nell'ambito dell'ultimo incontro del Tavolo per la resilienza, anche considerando l'attività di predisposizione e coordinamento che si sta svolgendo in ambito

interassociativo di diversi studi finalizzati a fornire indicatori tecnici, strumenti di valutazione e modellizzazione dei rischi legati a suddetto fenomeno, che alcune imprese distributrici, anche in collaborazione con Istituti Universitari, stanno elaborando.

**Q3.** *Quali aspetti del coordinamento tra operatori di distribuzione e di trasmissione si ritiene che possano essere semplificati alla luce dell'esperienza fin qui maturata?*

Per migliorare gli effetti sinergici sul sistema elettrico derivanti dall'implementazione coordinata degli interventi sulla resilienza programmati da Terna e dalle imprese distributrici sarebbe auspicabile un maggior flusso informativo anche in fase di work in progress dei Piani.

A tal fine e per rendere il più proficua possibile l'attività di coordinamento si ritiene dovrebbero essere definiti dei periodi e delle modalità di messa a disposizione standardizzate.

**Q4.** *Quali azioni concrete e da parte di quali attori si ritengono opportune per dare seguito a quanto auspicato dall'AEEGSI in tema di aggiornamento delle mappe di rischio utilizzate per la normativa tecnica sui limiti strutturali di progetto delle linee?*

Si ritiene che tale attività debba essere svolta dal CEI, nell'ambito delle attività di aggiornamento delle norme relative alla progettazione delle linee, secondo le procedure di consultazione già in essere in modo da coinvolgere tutti i soggetti titolati a fornire parere (RSE in primis per la fornitura dei dati) e da evitare un disallineamento tra la normativa tecnica e la regolazione.

In generale, si sottolinea la necessità di avere delle mappe di rischio comuni alle quali riferirsi anche per altri fattori di rischio (allagamenti, ondate di calore, ecc...)

**Q5.** *Si condivide la proposta di fattori critici oggetto di specifiche azioni regolatorie già nell'emi-periodo di regolazione 2016-2019? Se no, perché?*

L'analisi puntuale degli eventi meteorologici severi considerabili come fattori critici di rischio è tuttora in corso e la stessa Autorità ritiene necessario effettuare un aggiornamento della normativa tecnica e pervenire al primo consolidamento delle Linee Guida. Pertanto sembra prematuro prevedere già nell'emi-periodo di regolazione 2016-2019 l'avvio di meccanismi di premi/penalità o anche solo reputazionali. Lo stesso step intermedio del percorso verso i Piani Integrati di Distribuzione contiene indicazioni implementative ancora troppo vaghe, nonché le opzioni incentivanti di tipo economico prevedono una seconda consultazione.

Si ritiene, quindi, maggiormente opportuno utilizzare i prossimi due anni per definire e condividere i criteri per la predisposizione di Piani per la resilienza e Piani integrati di Distribuzione omogenei.

**Q6.** *Si condivide il percorso delineato verso Piani Integrati di Distribuzione?*

Pur condividendo l'obiettivo finale di predisposizione di Piani Integrati di Distribuzione, sarebbe utile adottare una maggiore flessibilità nell'avvio dello step intermedio. In

particolare, ed anche alla luce della recente esperienza nel settore del trasporto gas<sup>1</sup>, il 2018 potrebbe essere considerato un anno “transitorio”, in cui determinare puntualmente i criteri di predisposizione delle sezioni dei Piani dedicate alla resilienza e far emergere eventuali criticità nel processo di standardizzazione del livello informativo, soprattutto con riferimento all’analisi costi-benefici, anche in coordinamento con quanto disposto dalle Linee Guida. Questo obiettivo necessita della individuazione di appositi *template*, i quali permettano non solo una corretta imputazione dei costi/benefici, ma anche di garantire una migliore confrontabilità tra i diversi interventi pianificati dagli operatori e una maggiore consapevolezza nelle scelte da attuare. A fronte di tali argomentazioni si ritiene ragionevole che la presentazione dei Piani Integrati di Distribuzione avvenga nell’emi-periodo di regolazione 2020-2023.

**Q8.** *Si condividono i criteri minimi di omogeneità per le sezioni dedicate alla Resilienza dei Piani di sviluppo delle imprese distributrici di maggiori dimensioni?*

Si ritiene che quanto più le modalità di presentazione degli interventi sono omogenee tanto meno si incorre in fenomeni di errata allocazione delle risorse e degli investimenti.

È, quindi, opportuno che l’Autorità avvii, in collaborazione con gli operatori, nell’ambito del Tavolo Tecnico già costituito, un’azione di predisposizione dettagliata di tali modalità e dei relativi *template*.

**Q9.** *Si condividono le proposte in tema di schede intervento resilienza (vd. anche Appendice 3), ad accompagnamento dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione?*

Si condividono le proposte.

Emerge però la necessità che vi siano delle modalità di calcolo comuni e condivise tra gli operatori, in particolare per la determinazione dei costi e dei benefici.

**Q10.** *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/cliente/anno, con riferimento all’intera base di clienti BT)? Quale parametro si ritiene preferibile per la commisurazione dei premi e delle penali, e perché?*

**Q11.** *Quale/i indicatore/i si ritengono più idonei per rappresentare il trend storico rispetto al quale verificare l’addizionalità degli interventi per la resilienza?*

Sebbene sia condivisibile la necessità di limitare la sovrapposizione di meccanismi incentivanti di tipo economico con quelli già in essere per la continuità del servizio e la scelta di un approccio “bottom-up” nell’identificazione degli interventi critici (il punto di partenza sono infatti i Piani di Sviluppo dei distributori), suscita dubbi in termini di

---

<sup>1</sup> Vedi Delibera 689/2017/R/Gas

efficacia incentivante l'adozione di sole penalità prevista nell'opzione TE-1 in caso di non rispetto delle tempistiche di realizzazione dell'intervento, definite oltretutto ex-ante dal regolatore. Sotto tale aspetto andrebbe anche considerato l'iter autorizzativo in cui verrebbe localizzato l'intervento: l'incertezza dell'orizzonte temporale e un eccesso di carico regolatorio e amministrativo da una parte aumentano il grado di rischio non controllabile dall'impresa e dall'altro determinano una diseconomia non opportunamente valutata nella quantificazione della penale. Inoltre, l'identificazione di una soglia come criterio discriminante per definire se un intervento sia o meno "ad alta priorità" riduce significativamente il margine di autonomia dell'impresa nella pianificazione e realizzazione degli investimenti, comportandone una possibile revisione vincolata in termini di dimensione e numerosità, con possibili inefficienze di costo e di gestione delle risorse.

L'opzione TE-2, invece, contempla anche premialità e prevede una maggiore discrezionalità di scelta per i distributori, pur nell'insieme ristretto degli interventi con indici di resilienza critici e aventi carattere strutturale. Si evidenzia tuttavia una criticità nel condizionare l'erogazione del premio all'evidenza di addizionalità degli interventi per la resilienza rispetto al trend storico degli investimenti: tale indicatore potrebbe penalizzare quelle imprese che hanno evidenziato ammortamenti molto significativi in alcuni anni e in generale un andamento del livello di ammortamento poco omogeneo nel tempo a seguito della stratificazione dei cespiti effettuata nell'ambito del regime di perequazione specifica ai fini della valorizzazione della RAB.

In un'ottica di futura e più pervasiva implementazione di una regolazione incentivante di tipo output-based, si potrebbe invece utilmente legare l'erogazione del premio a specifici **menù regolatori** in base ai quali calibrare efficacemente l'incentivo.

In generale, il rischio potrebbe essere quello di definire obblighi che risultino eccessivi e/o immotivati per talune realtà.

L'opzione TE-0, infine, risulta neutra in termini di penalità/premi e attiene ad una condivisibile finalità di *disclosure* e monitoraggio dei Piani di Sviluppo delle imprese distributrici verso i propri stakeholder, disposizione già prevista proprio nel metodo Totex. A conclusione di tali osservazioni, risulta evidente che per una valutazione più nel merito delle diverse opzioni sarebbe opportuno avere maggiori dettagli.

Con riferimento, invece, alle metriche di misurazione, il parametro che, a nostro giudizio, sarebbe più idoneo per la commisurazione di premi e penalità è il numero di utenti sottesi all'intervento e non l'energia distribuita. Per verificare, invece, l'addizionalità degli interventi per la resilienza potrebbero, in prima analisi, essere considerati come indicatori la riduzione delle linee aeree (per il fenomeno "manicotti di ghiaccio") e la riduzione delle cabine interrato (per i fenomeni "allagamenti").

**Q13.** *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?*

Le opzioni RI-1 e RI-2 delineano uno scenario di sole premialità da attribuire ad azioni di ripristino presentate volontariamente dalle imprese distributrici, previa verifica ex post da parte del regolatore di effettiva attuazione. In tal senso si potrebbe evidenziare un'opportunità per i distributori di strutturare in modo organico azioni di ripristino che

contemplino non solo strumenti di pre-allertamento degli utenti finali, utilizzando anche le più innovative tecnologie di comunicazione come le App, ma anche piani di coordinamento con istituzioni ed enti locali funzionali ad una più rapida ed efficace capacità di ripresa del sistema elettrico.

Inoltre, fatto che le azioni qualificate dell'opzione RI-1 vengano presentate dalle singole imprese distributrici, considerando a regime un orizzonte temporale pluriennale e prevedendone anche le opportune modalità di verifica ex post, garantirebbe un approccio incentivante maggiormente *"tailor-made"* e fornirebbe al distributore una maggiore visibilità sulle procedure di controllo da parte del regolatore.

Si evidenziano tuttavia diversi dubbi e criticità in termini di assessment basato su un sistema a punteggio e di commisurazione ex-ante del premio.

L'opzione RI-2, sebbene preveda la definizione di azioni speciali con modalità più standardizzate e comuni per tutte le imprese distributrici, presenta un meccanismo di recupero dei costi aggiuntivi di più facile applicazione.

Per entrambi le opzioni sarebbe tuttavia necessario un maggior grado di dettaglio al fine di effettuare una valutazione più nel merito.