

RISPOSTA DI ENEL 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

31 Ottobre 2017

1. Premessa

La definizione di resilienza è stata spesso declinata, negli ultimi tempi, anche con riferimento a temi non strettamente correlati alla sua definizione originaria. Tuttavia, si ritiene che la definizione che segue possa essere efficacemente applicata ai sistemi elettrici nel loro complesso.

Si definisce Resilienza¹: *“la velocità con cui un sistema [...] ritorna al suo stato iniziale, dopo essere stato sottoposto a una perturbazione che l’ha allontanato da quello stato. Solitamente, la resilienza è direttamente proporzionale alla variabilità delle condizioni ambientali e alla frequenza di eventi catastrofici a cui si sono adattati una specie o un insieme di specie”*.

Si ritiene, infatti, che tale definizione sia estensivamente applicabile anche a un sistema elettrico nell’accezione di capacità dello stesso di essere preparato e pronto a resistere a forti sollecitazioni esterne- quali posso essere gli eventi meteorologici estremi - ritornando nel più breve tempo possibile al suo stato di funzionamento precedente, contenendo gli effetti di dette sollecitazioni estreme sia in termini di numero di clienti coinvolti che in termini di tempi di ripristino.

Da un punto di vista strettamente ingegneristico, sebbene il concetto di “protezione” e “resilienza” di un’infrastruttura rappresentino due elementi complementari della strategia globale di gestione dei rischi, i due concetti sono tra loro distinti. Per “protezione” di un’infrastruttura si intende la capacità di prevenire o ridurre gli effetti di un evento avverso, mentre per resilienza si intende la capacità di contenere l’estensione, l’impatto e la durata di tale evento². Molto spesso, poi, c’è la tendenza a confondere tra loro i concetti di: resilienza, sicurezza, continuità, valutazione/gestione dei rischi, crisi e gestione delle emergenze. Va poi aggiunto che, come principio generale, un’infrastruttura che sia resistente ed affidabile non è da considerarsi necessariamente «resiliente»; la robustezza dei singoli componenti che costituiscono tale infrastruttura, definita su basi di progetto, potrebbe infatti non essere sufficiente a garantire la resilienza della rete in caso di eventi estremamente impattanti, molto estesi e di carattere eccezionale anche in termini di frequenza.

¹ <http://www.treccani.it/enciclopedia/resilienza/>

² “Guidelines for Critical Infrastructures. Resilience evaluation” - Published by AIIC, February 2016

Ciò implica che progettare un'infrastruttura seguendo criteri ingegneristici *standard* di ridondanza che rispettino i riferimenti internazionali sia in ambito tecnico che economico, quale ad esempio il consueto criterio “n-1”, può non essere sufficiente ad assicurare la resilienza della rete a fronte di eventi meteorologici che non hanno precedenti e che sono conseguenza dei recenti mutamenti climatici³.

In relazione al tema specifico della frequenza degli eventi si pensi ad esempio che, solo nel corso dell'ultimo anno, l'Italia ha sperimentato due fenomeni metereologici particolarmente severi e di natura opposta che hanno interessato, per quanto riguarda il sistema elettrico nazionale, sia le linee aeree in conduttore nudo sia quelle in cavo interrato. Nel mese di gennaio 2017, come noto, la nevicata che ha coinvolto in particolare la Regione Abruzzo è stata tra le più intense registrate negli ultimi 100 anni, con 20 milioni di tonnellate di neve caduta al suolo, equivalenti a circa 1 metro di neve distribuita su tutto il territorio della Regione. Per contro, l'estate 2017 è stata la seconda estate più calda della storia e la quarta in termini di minori precipitazioni.

A ciò si aggiunga che altro elemento chiave della definizione sopra riportata riguarda il punto della “adattabilità” di un sistema che, seguendo un principio quasi darwiniano, a valle di fenomeni che superano i limiti intrinseci del sistema stesso deve avere il tempo e le risorse per adattarsi; per fare questo si ritiene importante seguire un approccio pragmatico che dia un chiaro indirizzo su chi debba definire le priorità di realizzazione. Gli interventi sulle infrastrutture elettriche infatti non seguono solo il driver della resilienza ma anche altre esigenze altrettanto sensibili, spesso complementari, quali ad esempio quelle del miglioramento degli aspetti di continuità del servizio in situazioni “normali” o “ordinarie”, le spinte innovative a servizio di nuove modalità di produzione e consumo oltre che l'esigenza di intervenire con criteri di sempre maggiore efficienza nelle scelte di investimento.

Riteniamo che sia necessario avviare una riflessione maggiore sulla necessità di coordinamento di queste diverse esigenze sia con il contributo degli operatori che già operano le loro scelte di intervento nell'esercizio quotidiano del servizio a loro affidato, con opportune azioni di indirizzo sia normative e che regolatorie, tra loro armonizzate, che diano un quadro unitario e una visione chiara di quello che sarà il ruolo delle infrastrutture di rete nel sistema elettrico del futuro.

2. Osservazioni generali

Enel condivide l'orientamento dell'AEEGSI di definire delle logiche innovative per incrementare la resilienza delle reti di distribuzione, perseguendo l'obiettivo di promuovere tutti quegli investimenti in grado di massimizzare i benefici a livello di sistema tramite la definizione di univoci elementi metodologici per l'individuazione e la valutazione degli interventi in resilienza. Trattasi, quindi, di un approccio totalmente nuovo per le imprese di distribuzione e che necessita fin da subito della definizione di un percorso che garantisca al tempo stesso: i) la certezza del quadro regolatorio per la definizione dei piani di sviluppo, ii) l'adeguatezza degli strumenti atti a promuovere gli investimenti,

³ WMO GREENHOUSE GAS BULLETIN No. 13 / 30 October 2017: *The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2016*

iii) un certo grado di flessibilità nelle scelte degli interventi più opportuni da realizzarsi sulla rete, coerentemente con il perimetro di responsabilità dei distributori.

In particolare, sul primo aspetto, Enel ritiene necessario che in tempi molto brevi l'AEEGSI definisca nel dettaglio tutte le logiche alla base della nuova regolazione – non limitandosi, quindi, esclusivamente a fornire indicazione degli aspetti correlati alla modalità di pianificazione degli interventi, ma definendo anche tutti gli aspetti relativi ai meccanismi di incentivazione – in modo da consentire alle imprese di procedere correttamente con la predisposizione delle schede resilienza *in primis* e dei Piani Integrati di Distribuzione (PID) poi, secondo le tempistiche ipotizzate dall'Autorità nel presente documento di consultazione.

Con riferimento al secondo aspetto, si evidenzia che in tutti i sistemi regolatori, il ricorso agli incentivi da parte del Regolatore, come strumento di indirizzo degli investimenti degli operatori di rete, ha da sempre rappresentato lo strumento più efficace e con ha consentito il conseguimento di notevoli risultati. Si ritiene, pertanto, che tale approccio debba essere seguito anche nei meccanismi di incentivazione a sostegno di tutti gli investimenti mirati all'incremento della resilienza.

Infine, con riferimento al terzo aspetto, Enel ritiene che il ricorso a criteri di selettività degli interventi in resilienza non debba tradursi nell'imposizione di vincoli esterni che rischierebbero da un lato di distorcere le scelte di investimento delle imprese - laddove venga ipotizzato un criterio diverso dai normali standard tecnico economici - e dall'altro non garantirebbe un'adeguata flessibilità ai distributori, necessaria per apportare modifiche o integrazioni rispetto alle azioni inizialmente pianificate (ad esempio per cogliere l'opportunità di perseguire soluzioni tecnologiche più innovative).

Pertanto, si evidenzia come l'imposizione dei suddetti vincoli, sia in forma diretta – tramite l'introduzione di obblighi di intervento come ipotizzato nel documento di Strategia Energetica Nazionale del MISE - che in forma indiretta – tramite la previsioni di penali a carico dei distributori su un perimetro prestabilito di interventi – rischierebbe di indirizzare le imprese verso l'esecuzione di taluni interventi senza alcuna certezza in merito alla loro efficacia per il sistema, con conseguenti possibili ricadute negative per gli utenti nell'ipotesi in cui dovessero fronteggiarsi situazioni di emergenza.

Stante l'esigenza da parte dell'Autorità di identificare un criterio univoco per tutti gli operatori per l'individuazione e l'incentivazione degli interventi in resilienza, Enel ritiene condivisibile, in linea generale, l'utilizzo di un indicatore quale l'indice di rischio/indice di resilienza come riferimento per la definizione di massima del perimetro di interventi prioritari per ciascun operatore. Tuttavia, all'interno di tale perimetro, è fondamentale che venga lasciata alle imprese la facoltà di scegliere gli interventi ritenuti più opportuni in rapporto sia al beneficio netto di tali interventi che alle specifiche peculiarità delle diverse reti di distribuzione, il cui esercizio è nella responsabilità degli stessi distributori.

Ciò anche in linea con l'approccio "*totex-oriented*" che mira ad una maggiore responsabilizzazione degli operatori in merito alla tipologia di investimenti messi in campo; analogamente si ritiene debba seguirsi un approccio coerente con l'impronta *output-based* che l'Autorità vuole attribuire alla regolazione della resilienza, si ritiene che i meccanismi di incentivazione debbano premiare tutti gli interventi volti all'incremento della resilienza della rete commisurando tale incentivo al beneficio netto positivo (benefici vs. costi) ad essi correlato, a prescindere quindi da eventuali vincoli legati all'indice di resilienza, fermo restando che sulla base di quest'ultimo indice possa essere definito il perimetro degli interventi da pianificare, come meglio specificato nel seguito del documento.

Tutto ciò premesso, con riferimento alla posizione di Enel nei confronti degli orientamenti espressi dall'Autorità nel presente documento di consultazione, gli argomenti trattati nel successivo capitolo "Osservazioni Generali" sono stati, per maggiore chiarezza, organizzati in paragrafi, ciascuno riferito ad uno dei macro argomenti trattati nel DCO in esame.

2.1 Percorso dagli attuali Piani di Sviluppo ai Piani Integrati per la Distribuzione

Con riferimento agli orientamenti dell'AEEGSI riguardo al percorso di integrazione dei Piani di Sviluppo delle imprese di distribuzione, si condivide, in linea generale, l'approccio proposto dall'Autorità e la previsione di uno *step* intermedio della *roadmap* definita nel presente DCO. Tale fase intermedia prevede, in particolare, nel 2018, la pubblicazione sul sito internet delle imprese di distribuzione e dell'AEEGSI degli interventi in resilienza per le reti di distribuzione, con l'evidenza degli interventi selezionati e dei relativi costi e benefici associati, seguendo il formato riportato all'Appendice n. 3 del presente documento di consultazione.

Affinché ciò possa realizzarsi, come già anticipato, sarà necessario che l'AEEGSI consolidi in tempo utile le Linee Guida, integrando all'interno di tale documento il dettaglio delle modalità di calcolo dei benefici associati a ciascun intervento e i conseguenti meccanismi di incentivazione da riconoscere. A tal proposito, Enel ritiene di aver fornito all'Autorità, durante le interlocuzioni avute nel corso dell'ultimo anno, elementi sufficienti per la definizione di tale meccanismo, ad ogni buon conto Enel si rende comunque disponibile a fornire ulteriori evidenze che fossero ritenute necessarie, anche in sede di Tavolo Tecnico.

Con riferimento allo *step* successivo, che prevede l'integrazione degli interventi in resilienza all'interno dei piani di sviluppo delle imprese e la predisposizione dei PID (Piani Integrati per la Distribuzione), in un'ottica "*totex oriented*" le innovazioni apportate al meccanismo di selezione degli investimenti e redazione dei piani di sviluppo necessiteranno di ulteriori approfondimenti per cui si rimanda alle decisioni del Tavolo Tecnico e ai contenuti dei successivi documenti di consultazione anticipati dall'Autorità nel presente DCO.

2.2 Interventi per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni della rete

Enel condivide l'esigenza di individuare criteri univoci nella pianificazione degli interventi finalizzati ad un incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti elettriche, allo scopo di favorire una maggiore selettività degli investimenti rispetto alla loro utilità per il sistema.

Ciò richiede però, sia per l'identificazione degli interventi prioritari che per la successiva incentivazione degli investimenti, un approccio guidato da logiche di valutazione oggettive – di tipo tecnico-economico - quanto più possibile coerenti con gli ambiti di intervento delle imprese distributrici.

In qualità di responsabili della gestione e manutenzione della rete, le imprese distributrici operano, infatti, secondo logiche volte a promuovere il più possibile gli interventi destinati a migliorare il livello generale di servizio offerto, con particolare riguardo alla qualità, sicurezza e all'affidabilità del sistema.

Così come espresso dall'Autorità nel corso dell'ultimo incontro del Tavolo tecnico del 25 ottobre scorso, il principio guida per le azioni delle imprese di distribuzione al fine di incrementare la resilienza della rete deve essere quello di ridurre l'indice di rischio correlato alle aree maggiormente "critiche" in funzione delle peculiarità della rete di distribuzione. Viceversa, la previsione di eventuali obblighi di rinnovo della rete generalizzati o comunque rispondenti a logiche diverse (come prospettato nella consultazione sulla SEN, richiamata anche nella presente consultazione nell'ambito dell'opzione T-0), trova la scrivente Società assolutamente contraria, in particolare laddove tali interventi non fossero coordinati con le attività tecniche finora svolte al tavolo tecnico sulla Resilienza in merito alle modalità di valutazione dei rischi e alla modellizzazione delle sollecitazioni. Ciò, infatti, porterebbe a nostro avviso ad una distorsione nelle scelte di investimento, privilegiando potenzialmente interventi non mirati, caratterizzati da un beneficio basso e talvolta anche da elevata complessità realizzativa, solo perché rientranti in una data categoria (es. bonifica della rete) a scapito di altre tipologie di interventi che invece possono presentare una maggiore utilità per il sistema.

Allo stesso modo, si ritiene controproducente la previsione di elementi di eccessiva rigidità nella predisposizione dei piani pluriennali per la resilienza, come può essere (i) l'introduzione di forme di penalità per ritardi negli interventi (opzione T-01 in consultazione) o (ii) il condizionamento nell'erogazione degli incentivi agli investimenti a particolari scelte tecnologie o a indicatori, come quelli sull'addizionalità degli investimenti, poco chiari e di difficile definizione (opzione T-02). Tali restrizioni finirebbero, infatti, per ridurre i necessari margini di flessibilità e discrezionalità delle imprese rispetto alla gestione delle incertezze o a esigenze di natura tecnica.

A tal proposito, si evidenzia che i progetti possono comunque subire modifiche per rispondere a richieste di *stakeholder* locali o a variazioni del contesto di mercato (es. per innovazione tecnologica), così come anche per esigenze specifiche di gestione ed esercizio della rete.

Ferma restando la necessità di individuare delle modalità di calcolo univoche⁴ per l'identificazione delle priorità d'intervento sulla rete di tutti gli operatori, Enel ritiene in prima battuta condivisibile la proposta di adottare l'indice di rischio/indice di resilienza come criterio di riferimento. Per come è strutturato, tale indice (tempo di ritorno di un evento diviso il numero di utenti disalimentati) rappresenta, infatti, un indicatore in grado di rappresentare in maniera semplificata i perimetri di intervento potenzialmente più rischiosi.

All'interno di tale perimetro identificato tramite il ricorso ai suddetti indicatori (ad esempio gli interventi ricadenti all'interno del 10° percentile del *ranking*), si ritiene che la scelta degli specifici interventi da eseguire debba essere lasciata agli stessi operatori.

In ogni caso, in merito all'ipotesi di identificazione di una soglia per interventi definiti "ad alta priorità" non si ritiene opportuno identificare tale soglia tenendo presente l'impatto in tariffa degli investimenti relativi agli interventi prioritari. Per quanto detto precedentemente, tale logica risulterebbe comunque distorsiva rispetto alle scelte di investimento che un'impresa effettua unicamente sulla base di criteri oggettivi di tipo tecnico/economico.

Da ultimo, si evidenzia l'esigenza di promuovere ed incentivare interventi ritenuti necessari da parte dell'operatore anche laddove caratterizzati da un rapporto benefici/costi minore di 1. Si fa riferimento, in particolare, agli investimenti in irrobustimento della rete localizzati nelle aree a maggiore vulnerabilità - quali possono essere ad esempio quelle dell'Appennino centrale caratterizzate da una bassa concentrazione di utenze servite prevalentemente da linee aeree di media tensione realizzate in conduttore nudo - contraddistinti da un costo particolarmente elevato derivante dalle complessità realizzative legate agli interventi stessi (quali, ad esempio: estensione e percorso delle linee, orografia del terreno, aree sottoposte a vincoli ambientali etc.) a fronte di un beneficio piuttosto contenuto conseguente proprio alla suddetta esiguità del numero delle forniture.

2.3 Commenti alla dinamica degli investimenti di e-distribuzione (Appendice 2 del DCO)

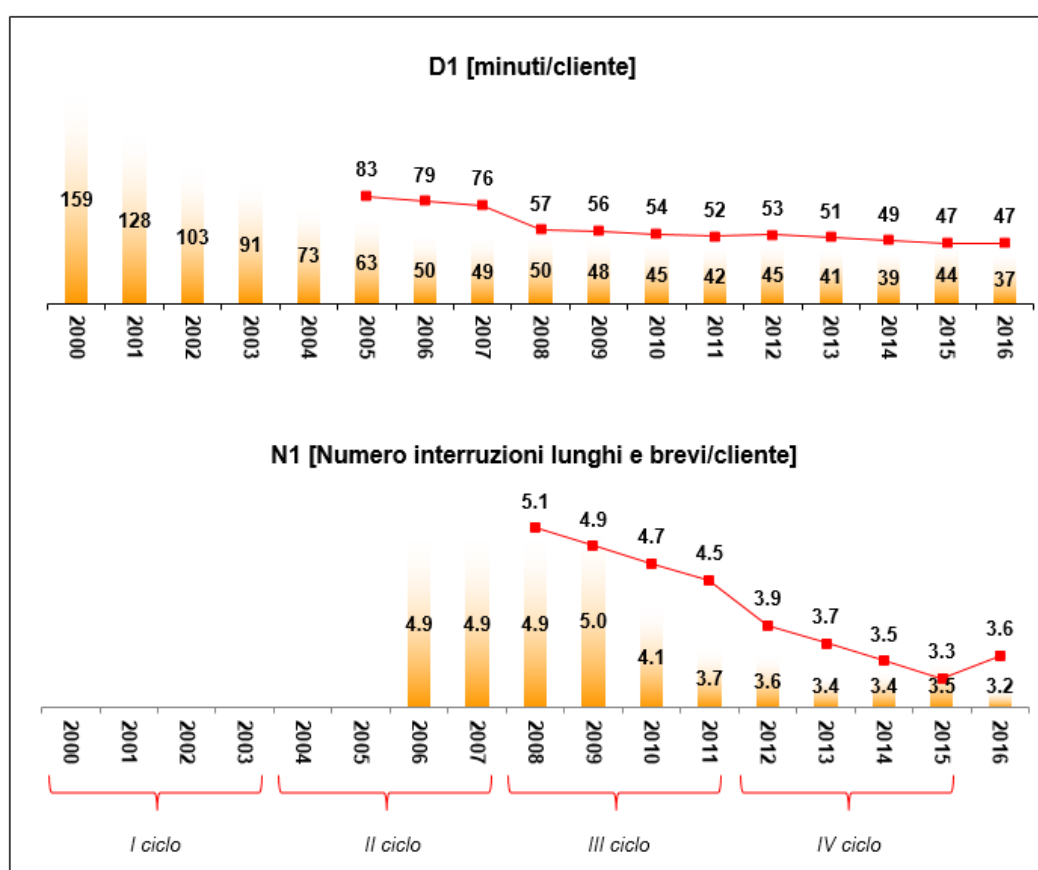
In merito all'andamento della media mobile dei tassi di sviluppo della rete di e-distribuzione, riportato nell'Appendice 2 "*Dinamica degli investimenti di trasmissione e distribuzione*" al presente documento di consultazione - pur comprendendo lo spirito di AEEGSI di voler fornire uno stimolo che fosse di forte impatto per tutte le imprese di distribuzione in merito al tema degli investimenti per l'incremento della tenuta della rete - non si ritiene che tale grafico costituisca un adeguato indicatore rappresentativo dell'effettivo andamento degli investimenti di e-distribuzione. Ciò, fondamentalmente, per i tre aspetti principali che si riportano di seguito:

- L'andamento riportato non tiene conto delle efficienze raggiunte da e-distribuzione nel corso degli ultimi anni, con riferimenti ai propri investimenti sulla rete. Infatti, a titolo di esempio, il ricorso a gare internazionali per l'approvvigionamento di materiali e componenti di rete

⁴ Le modalità di calcolo adottate da tutti gli operatori devono rispettare i medesimi criteri per fornire risultati confrontabili. Questo significa in particolare, dover condividere le medesime modalità per calcolare gli spessori di ghiaccio e neve, i tempi di ritorno, la fragilità e la modificabilità della rete.

tramite fornitori globali qualificati Enel, ha consentito, solo nell'ultimo anno, il conseguimento di efficienze per oltre l'8%.

- L'indicatore preso in esame non tiene conto dell'avanzamento tecnologico raggiunto nella componentistica e nelle modalità di esercizio e manutenzione degli impianti di e-distribuzione. Infatti, il ricorso a tecnologie quali il telecontrollo e l'automazione di rete, il *Work Force Management* per l'ottimizzazione delle attività di intervento sulla rete, l'effettuazione di ispezioni tramite droni od elicotteri ha consentito di incrementare l'efficienza del distributore a fronte di un aumento della qualità del servizio offerta al cliente, così come si può evincere dall'andamento degli indicatori Durata (D1) e Numero (N1) delle interruzioni lunghe senza preavviso per clienti BT registrati nei medesimi anni. La linea rossa, nel grafico di seguito, rappresenta il valore tendenziale, per anno, previsto dall'Autorità per i 2 indici.



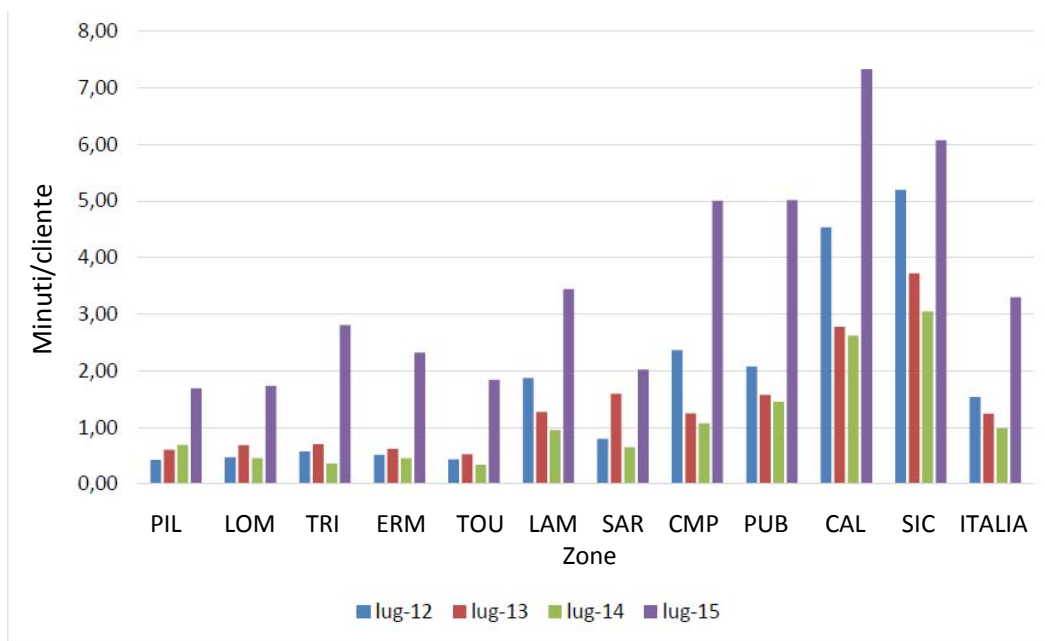
- Il grafico riportato all'Appendice 4 del DCO non considera l'attualizzazione del costo del denaro rispetto agli anni di effettiva esecuzione degli investimenti in esame.

2.4 Ulteriori osservazioni in merito ai fattori critici da tenere in considerazione nella valutazione dei rischi

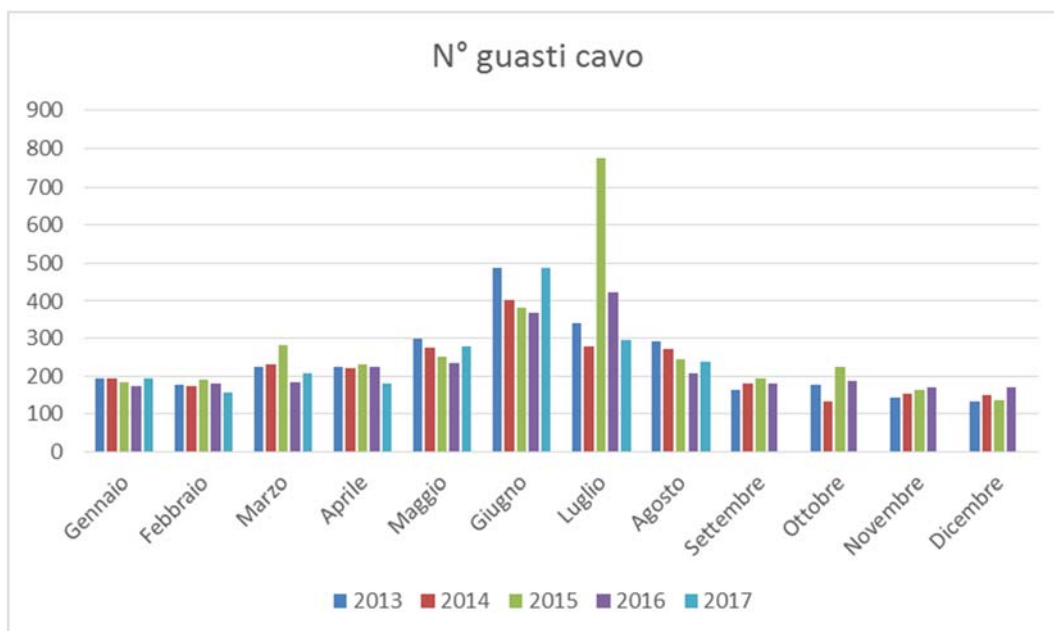
In merito alle tipologie di sollecitazioni individuate dall'Autorità come prioritarie - su cui le imprese debbono focalizzarsi per la determinazione degli interventi in resilienza della rete - e riportate anche all'interno delle Linee Guida AEEGSI parte prima, si ritiene che oltre a quelle indicate nel presente DCO vadano anche incluse le sollecitazioni alle reti in cavo sotterranee derivanti da ondate di calore prolungate.

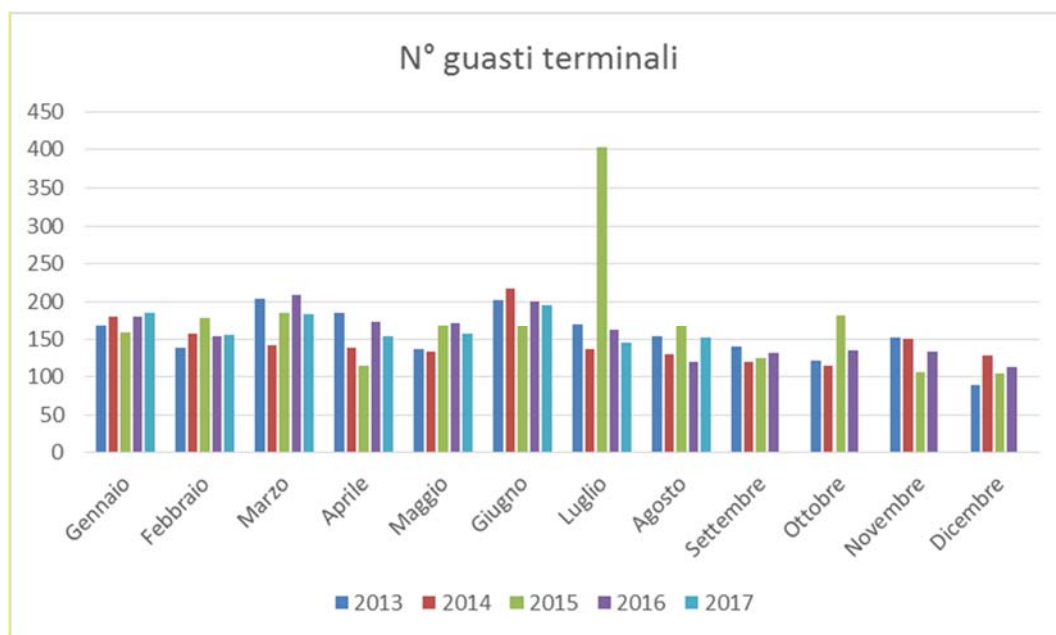
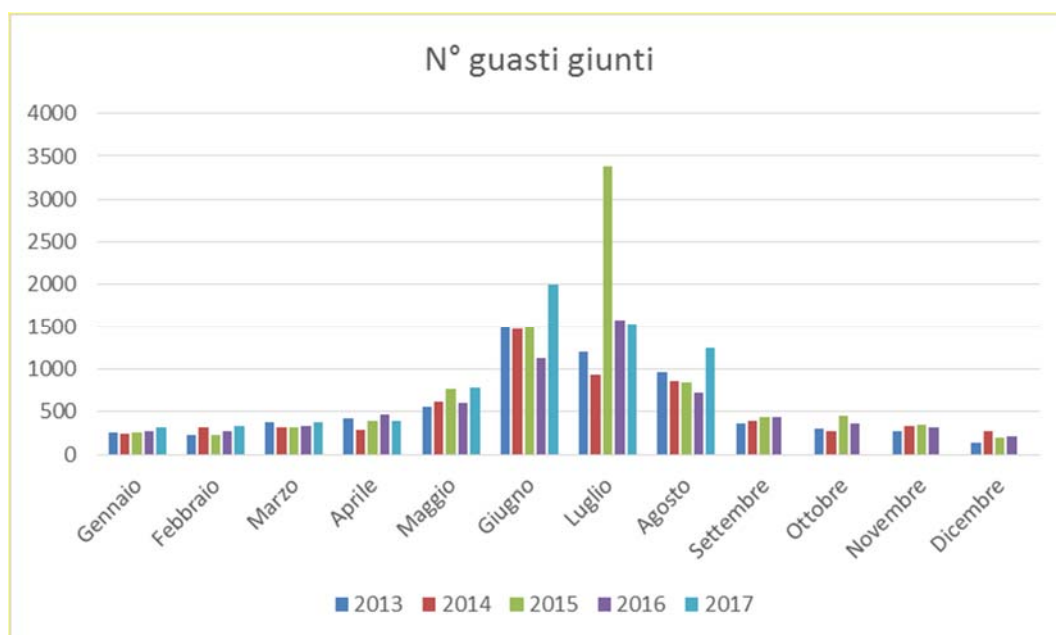
Anche le ondate di calore di natura eccezionale, infatti, rappresentano una importante manifestazione del fenomeno dei cambiamenti climatici descritto in premessa; tale incremento dell'intensità di questa tipologia di eventi è associato ad un altrettanto importante incremento della loro frequenza, che va ben oltre i *trend* storici di temperature e siccità registrati negli anni. Le reti MT in cavo sono state sviluppate seguendo criteri progettuali che si riferiscono ad un lungo arco temporale con condizioni climatiche molto meno gravose, conseguentemente, nei periodi in cui la temperatura ambiente si mantiene a valori elevati per vari giorni consecutivi e l'escursione termica giornaliera favorevole alla dispersione del calore è limitata, il tasso di guasto delle linee in cavo aumenta in modo molto evidente.

Contrariamente a quanto espresso dall'AEEGSI nel presente documento di consultazione, si ritiene che la regolazione sulla qualità del servizio, attualmente in vigore, non intercetti anche questa fattispecie di guasti tipicamente estivi mediante i meccanismi predisposti per la "sterilizzazione" di tali fenomeni eccezionali (PCP) mentre, al contrario, sia in grado di mitigare l'effetto dei guasti derivanti da sollecitazioni più tipicamente "invernali" rispetto alle quali tale meccanismo è stato implementato. A supporto di quanto appena espresso, si riporta, a titolo di esempio, il confronto eseguito tra l'andamento delle durate cumulate delle interruzioni attribuibili a guasti su cavi interrati della rete MT di e-distribuzione, verificatisi nel mese di Luglio 2015, e nello stesso mese degli anni precedenti (2012-2014) suddivisi per Direzioni Territoriali al netto del contributo di durata delle interruzioni che ricadono in Periodi di Condizioni Perturbate (PCP).



Un'ulteriore prova del fenomeno di guastabilità dei cavi interrati nel periodo estivo è dato dai seguenti istogrammi che rappresentano il numero dei guasti, per mese, dei differenti componenti dei cavi interrati (giunti, cavi e terminali), negli anni 2013-2017 (per il 2017 dati parziali e presenti fino al mese di agosto).





2.5 Aggiornamento normativo in ambito di mappatura dei rischi

La norma attualmente vigente per il dimensionamento delle linee aeree di media tensione è, come noto, la CEI EN 50341-1, integrata dal relativo allegato nazionale «NNA» (per l'Italia CEI EN 50341-2-13:2017) che specifica i carichi di riferimento per il progetto delle linee da considerare per il territorio italiano. Tale aggiornamento costituisce un notevole e significativo sviluppo rispetto alla normativa precedente.

Tuttavia, la parte relativa alla mappatura del territorio italiano, per quanto riguarda gli spessori del manicotto di ghiaccio (*NNA*), sono stati redatti sulla base di osservazioni meteorologiche e

sperimentali svolte fino al 2004⁵, ovvero prima che si delineassero chiaramente le tendenze delle mutazioni climatiche eccezionali in atto in anni recenti. Ciò è confermato dalla discordanza, in alcuni ma non trascurabili casi, tra le indicazioni degli *NNA* e l'intensità dei sovraccarichi riscontrati sulle reti elettriche.

Riguardo a tali aspetti, ne deriva secondo Enel la necessità⁶ di procedere ad un aggiornamento degli *NNA*, in modo da tener conto degli eventi degli ultimi 10÷15 anni, sia per quanto riguarda l'individuazione delle zone dove si possono verificare sovraccarichi di neve o ghiaccio sui conduttori, sia per la rideterminazione degli spessori dei manicotti di neve e ghiaccio, che costituiscono parametri fondamentali di riferimento per il progetto delle linee.

Poiché non sono attualmente disponibili dati storici geograficamente distribuiti e aggiornati relativi allo spessore delle formazioni di ghiaccio e neve sui conduttori, questi ultimi devono essere ricostruiti sulla base di modelli di ghiacciamento che rispondano alle prescrizioni della norma CEI EN 50341-1, Allegato B. A tal riguardo, suddetta norma prevede, infatti, che *“valori dei dati di carico di ghiaccio per l'uso dei metodi statistici in questa Norma possono essere stabiliti mediante un modello di gelicidio”* ed aggiunge che *“un modello di gelicidio di questo tipo dovrebbe analizzare i dati meteorologici per un periodo di 20 anni o più”*⁷. La stessa norma raccomanda che *“una corretta taratura di un modello di gelicidio richiede almeno 5-10 eventi ben documentati”*⁸

Tutto ciò premesso, Enel ritiene prioritario agire secondo le seguenti direttrici:

- Creare una banca dati meteo storica condivisa, affidabile e da aggiornare con continuità, promossa dalla stessa AEEGSI, con il supporto degli enti di ricerca a ciò preposti, coinvolgendo eventualmente anche ISPRA che dispone già di dati e strutture dedicate. Tali dati saranno finalizzati al monitoraggio non solo della mappatura del territorio italiano a fronte del fenomeno del manicotto di ghiaccio, ma anche di altri fenomeni atmosferici estremi, quali piogge intense, tempeste di vento, ondate di calore etc;
- Perfezionare, sulla base della suddetta banca dati, un modello di formazione del manicotto di ghiaccio affidabile e validato secondo le indicazioni della norma CEI EN 50341-1, condiviso tra tutti gli altri operatori, anch'esso promosso da AEEGSI, con il supporto degli enti di ricerca a ciò preposti (RSE, CESI, etc.);
- Avanzare una riflessione congiunta tra Regolatore, Normatore e imprese di settore sui criteri di progetto alla luce dei cambiamenti climatici, anche in sede di Tavolo tecnico o dei relativi sotto gruppi di lavoro previsti dalla stessa Autorità sul tema della tenuta della rete;

⁵ Rapporto CESI/Ricerca di Sistema A5052565 del 30/12/2005; P. Bonelli, E. Cereda, G. Pirovano, M. De Nigris, A. Porrino

⁶ Norma CEI EN 50341-1, paragrafo 3.2.1: *“Le situazioni di progetto scelte devono essere, partendo da ipotesi di carico rappresentative, sufficientemente severe e variegate per inglobare tutte le condizioni che possono ragionevolmente essere attese durante la costruzione e la vita utile di progetto della linea aerea”*

⁷ Norma CEI EN 50341-1, Allegato B, paragrafo B.5.4

⁸ Norma CEI EN 50341-1, Allegato B, paragrafo B.5.4

- Attivare congiuntamente, prevedendo un aggiornamento continuo dei dati meteorologici, un progetto di revisione almeno triennale dei parametri di riferimento contenuti negli *NNA* delle Norme CEI EN 50341-2-13, al fine di tener conto dei cambiamenti climatici degli ultimi anni.

Come già ampiamente condiviso con AEEGSI, Enel ha intrapreso uno studio in collaborazione con il CESI per realizzare un modello (Pre.Ma.G.: Previsione Manicotto di Ghiaccio) che, partendo da dati meteorologici storici, consente di stimare per ogni Comune italiano il sovraccarico sui conduttori dovuto alla possibile formazione di manicotti di ghiaccio. A tal riguardo, Enel si rende disponibile a condividere con l'Autorità e gli altri operatori, attraverso il Tavolo tecnico, i criteri di funzionamento di tale modello di calcolo al fine di conseguire gli obiettivi di uniformità metodologica indispensabili per poter rendere confrontabili i risultati ottenuti dai diversi operatori.

Per raggiungere quest'ultimo obiettivo, oltre alla condivisione della banca dati meteorologica e del modello di ghiacciamento, si ritiene fondamentale che tutti gli operatori di rete coinvolti condividano la medesima modalità di analisi della rete, basata sui tempi di ritorno che caratterizzano la frequenza di ripetizione nel tempo di eventi meteorologici di una determinata intensità. Si sottolinea a tal proposito che un'analisi che consideri stocasticamente l'indisponibilità di una o due sole tratte della rete non è coerente con uno studio "integrato" di resilienza dell'intera rete, che deve invece arrivare a considerare, in funzione dell'intensità dell'evento, la perdita anche di più tratte di linee diverse in territori di una notevole estensione, provocando disservizi multipli e diffusi.

2.6 Azioni per il ripristino della fornitura

Enel ritiene che il tema dell'incremento della resilienza del sistema elettrico non possa prescindere da un approccio integrato al problema che preveda, oltre ad interventi di irrobustimento delle infrastrutture elettriche, come si preciserà meglio in seguito, anche una maggiore focalizzazione sia su azioni di tipo "predittivo", che consentano di anticipare alcune attività al verificarsi di tali eventi meteo particolarmente gravosi, sia su azioni mirate ad un rapido ripristino del servizio all'utenza.

Oltre a tutto ciò, riveste particolare importanza il coordinamento tra tutti gli attori coinvolti nella gestione e risoluzione dell'emergenza: i gestori di rete (sia TSO che DSO), infatti, devono lavorare in piena sintonia con tutte le Istituzioni al livello nazionale, regionale e/o provinciale e comunale oltre che con le Forze dell'Ordine impegnate sul campo.

In tal senso diventano, quindi, cruciali le azioni messe in campo non soltanto nelle ore immediatamente prossime all'emergenza ma anche tutto ciò che viene eseguito prima, attraverso simulazioni, esercitazioni e formazione del personale dedicato sia alle attività operative sul campo che ai tavoli di confronto con le Istituzioni.

Pertanto, al fine di garantire un pronto intervento nelle aree colpite da eventi meteorologici estremi, si condivide l'orientamento dell'AEEGSI di voler promuovere un più stretto coordinamento tra operatori di rete ed Enti Locali nell'ambito delle rispettive responsabilità che, in ogni caso, avvenga senza l'attribuzione agli operatori di rete di oneri in capo alla Pubblica Amministrazione. A tale

proposito, Enel ritiene opportuno il coinvolgimento nei piani per l'incremento della resilienza anche degli enti preposti ad assicurare la viabilità in sicurezza dei gestori delle reti elettriche.

In aggiunta a quanto sopra espresso, si evidenzia come l'impresa di distribuzione, in occasione di eventi AT, anche di vasta estensione, fornisce un servizio di contro-alimentazione dalla rete di media tensione che riduce notevolmente i tempi di ripristino e l'impatto sugli utenti coinvolti dal disservizio. L'entità di tale servizio, tuttavia, non è ad oggi misurato né valorizzato nella sua totalità; infatti, allo stato attuale viene misurato esclusivamente il valore dell'energia mitigata.

Valutare quanto e-distribuzione ha contro-alimentato, in termini energetici, potrebbe essere una ulteriore variabile con cui quantificare il grado di resilienza della rete di distribuzione.

Tutto ciò premesso, Enel accoglie con favore gli orientamenti dell'AEEGSI in merito ad un approccio integrato che non si focalizzi esclusivamente all'aspetto dell'irrobustimento della rete elettrica nazionale ma che consideri tutti gli aspetti di tale problematica.

Si ritiene, però, che tutto ciò non possa prescindere da una definizione di opportuni meccanismi per indirizzare gli investimenti e dalla predisposizione dei piani di intervento che lascino agli operatori di rete una adeguata flessibilità per la selezione delle azioni più opportune - effettuata sulla base di criteri oggettivi di carattere sia tecnico che di fattibilità che economici - orientata ad una massimizzazione dei benefici per il sistema, come già approfondito nei precedenti paragrafi.

Inoltre, come più avanti anticipato, si ritiene opportuno che nell'attuazione delle azioni di ripristino della fornitura a seguito di eventi eccezionali e ad impatto esteso, vi sia un pieno coinvolgimento anche degli enti preposti ad assicurare la viabilità in sicurezza degli operatori, eventualmente anche prevedendo azioni tramite il MISE, che sono imprescindibili per garantire un rapido ed efficace accesso a tutte le aree colpite dai disservizi immediatamente a valle delle emergenze.

Con specifico riferimento alle "azioni qualificate" proposte dall'Autorità nell'Appendice 4 del presente DCO, per quanto concerne le attività che AEEGSI ha identificato come "pre-requisiti", si sottolinea come Enel abbia già da tempo messo in atto analoghi strumenti per la gestione e la prevenzione delle emergenze impegnandosi in una stretta collaborazione con le Istituzioni, che si è consolidata in particolare negli anni. Degli esempi di tali azioni, già ad oggi adottate con successo da Enel, riguardano principalmente i due aspetti riportati di seguito:

Gestione sinergica del rapporto con le Istituzioni in situazioni pre-emergenza

Nell'ambito di tale aspetto, Enel prevede:

- Incontri a cadenza annuale con la Protezione Civile nazionale;
- Partecipazione della Protezione Civile nazionale alle simulazioni annuali di emergenza sulla rete di e-distribuzione;
- Partecipazione alle simulazioni di emergenza programmate dal Dipartimento Protezione Civile;

- Incontri a cadenza annuale da parte dei Responsabili di Esercizio e manutenzione Rete territoriali con la Protezione Civile Regionale;
- Incontri, con cadenza almeno biennale, tra i Responsabili territoriali e le Prefetture;
- Comunicazioni dedicata ai Sindaci in occasione di nuove nomine dei Responsabili territoriali coinvolti nella gestione delle emergenze e aggiornamento, con cadenza almeno biennale, dei riferimenti (con i relativi contatti) in caso di emergenza.

Gestione dei periodi di emergenza:

In relazione a tale aspetto, Enel prevede:

- A livello Nazionale, il presidio dei referenti tecnici della Sala Crisi della Protezione Civile e la comunicazione dei contatti del Referente per l'emergenza;
- Informative alla Sala Crisi del Dipartimento Protezione Civile;
- A livello Regionale e/o Provinciale, il presidio tramite referenti tecnici della Sala Crisi, con comunicazione e aggiornamento dei nominativi e contatti dei Referente/i;
- A livello Comunale, il presidio tramite referenti della Sala Crisi con la comunicazione dei contatti del Referente per l'emergenza e la messa a disposizione di un canale e-mail dedicato.

2.7 Incentivi economici per gli investimenti in resilienza

Prima di entrare nel merito delle valutazioni sulle misure di incentivazione proposte in consultazione per gli interventi in resilienza, Enel ritiene opportuno premettere, per una maggiore chiarezza, alcune considerazioni di carattere generale sull'attuale contesto regolatorio, evidenziando in particolare gli impatti sugli operatori degli ultimi provvedimenti adottati.

Con la pubblicazione, nel mese di marzo, della deliberazione 127/2017/R/eel l'Autorità ha esteso la responsabilità degli operatori oltre la soglia delle 72 ore ponendo interamente in capo a questi ultimi gli indennizzi automatici ai clienti disalimentati oltre tale soglia in caso di interruzioni prolungate estese, eliminando così il tetto economico agli indennizzi automatici previsto dal TIQE.

Tale penalizzazione è particolarmente gravosa per gli operatori per i seguenti profili:

- Trascorse le prime 72 ore di interruzione, sono le imprese di distribuzione (o Terna) a doversi sempre fare carico dell'indennizzo spettante agli utenti, anche quando l'interruzione prolungata sia dovuta a cause di forza maggiore;
- L'unica eccezione prevista dalla deliberazione 127/2017/R/eel, rispetto all'attribuzione dell'indennizzo a carico delle imprese di distribuzione anche per cause di forza maggiore, si ha laddove le operazioni di ripristino non possano esser effettuate "per motivi di sicurezza".
- Tuttavia, perché questa causa di esenzione possa operare è necessario che le imprese di distribuzione forniscano prova di "accertati e documentati motivi di sicurezza ostativi al lavoro

degli addetti” (tra i quali però non rientrano i casi di inagibilità delle strade o caduta di alberi che costituiscono invece la prima e più comune causa di eventuali ritardi nell'intervento di ripristino).

In altri termini, prevedendo a carico del gestore di rete il pagamento di indennizzi oltre le 72 ore, la deliberazione 127/2017/R/eel viene a configurare una sorta di responsabilità oggettiva a carico delle imprese di distribuzione addossando loro l'onere economico di corresponsione degli indennizzi, aumentati oltretutto in misura estremamente elevata, anche quando le interruzioni siano dovute a cause di forza maggiore non imputabili alle imprese di distribuzione stesse.

Prevedendo, inoltre, che la mera inagibilità delle strade o la caduta di alberi ad alto fusto, circostanze che staticamente sono le principale cause che rendono impossibile all'impresa di distribuzione la risoluzione tempestiva della problematica che ha causato l'interruzione prolungata, non possano essere considerate come causa esimente tale da permettere una rivalsa nei confronti del Fondo Eventi Eccezionali, il gestore di rete debba effettuare attività che esulano dal perimetro della propria concessione.

Inoltre, si ritiene che la nuova regolazione risulti ulteriormente penalizzante nei confronti delle imprese anche laddove gli eventuali motivi di sicurezza che possono sospendere o posticipare le operazioni di ripristino siano “accertati e documentati”. Tale aspetto prevede, di fatto, che la valutazione sulla fattibilità tecnica delle operazioni di ripristino del servizio venga posta in capo a soggetti terzi (ad esempio i Comuni); ciò comporterebbe una conseguente erogazione, da parte dell'impresa distributrice, di un indennizzo che risulterebbe notevolmente maggiore rispetto a quanto precedentemente previsto dalla regolazione.

Va precisato, inoltre, che la possibilità per le imprese di avvalersi del Fondo Eventi Eccezionali superata la soglia delle 72 ore, seppur mantenuta dalla Delibera, risulta di difficile applicazione poiché il ricorso alla motivazione di sicurezza per “impossibilità accertata e documentata” ad accedere agli impianti necessita di valutazioni e conseguente assunzione di responsabilità da parte di soggetti terzi - quali gli stessi Comuni - che si troverebbero a dover “certificare” e documentare l'inagibilità di strade o luoghi che, al contrario, dovrebbero loro stessi garantire. E' infatti estremamente improbabile che Comuni o altre Autorità locali certifichino, di fatto, loro eventuali inefficienze.

Da tale quadro emerge come, da un punto di vista regolatorio, il tema della resilienza sia stato fin qui affrontato basandosi piuttosto su meccanismi di incentivazione in forma di penalità piuttosto che su logiche effettivamente premianti.

Enel ritiene, tuttavia, che l'incremento della resilienza delle reti non possa prescindere dalla previsione di opportuni strumenti mirati a indirizzare gli interventi degli operatori tramite meccanismi premianti commisurati all'utilità per il sistema elettrico e per la collettività nel suo complesso degli interventi da questi realizzati. In merito è utile ricordare, con riferimento alla regolazione della qualità

del servizio, come la previsione di schemi di regolazione incentivanti basati anche sulla corresponsione di premi abbia favorito un miglioramento costante negli anni dei livelli di continuità del servizio.

Tali esigenze non sembrano, però, trovare risposta nelle misure proposte in consultazione, in particolar modo per i meccanismi di incentivazioni relativi agli interventi per la tenuta della rete.

In merito, nel presente documento di consultazione è presentato un quadro di meccanismi di incentivazione che appare estremamente penalizzante per gli operatori, basato su:

- la previsione di sanzioni per mancato adempimento in caso di interventi di bonifica o ammodernamento della rete derivanti da obblighi normativi. Per tali interventi non sarebbe, poi, prevista alcuna forma di incentivazione economica (opzione TE-0);
- la previsione di penali per mancata o ritardata realizzazione in caso di interventi “ad alta priorità”. Anche in questo caso, gli interventi non sarebbero sostenuti da alcuna forma di incentivazione economica (opzione TE-1);
- il riconoscimento di premi condizionati al rispetto di alcune condizioni minime e limitatamente ai soli interventi “non prioritari” che presentano $B/C > 1$ (opzione TE-2);

L'insieme di tali interventi sarebbe poi soggetto a una forma di incentivazione di tipo reputazionale conseguente alla loro pubblicazione nell'ambito delle schede di “intervento resilienza”.

Ferma restando la contrarietà già espressa da Enel in merito all'identificazione di priorità di intervento imposte dall'esterno che rischiano, come detto, di distorcere le scelte di investimento degli operatori (opzioni TE-0 e TE-1) con un potenziale impatto sull'effettiva efficacia degli interventi messi in campo, l'orientamento dell'Autorità sembrerebbe quindi essere quello di sostenere gli investimenti per l'irrobustimento della rete attraverso i normali meccanismi di remunerazione ordinari cui andrebbe ad aggiungersi un “sistema di incentivazione” prevalentemente basato su penali e solo in piccola parte su incentivi, comunque per lo più di tipo reputazionale e non di natura economica.

Oltre a non promuovere adeguatamente ed efficacemente gli investimenti sulla rete in resilienza, tale proposta renderebbe il suddetto meccanismo di incentivazione non coerente con una logica di *sharing* dei benefici netti per il sistema associati agli interventi proposti dagli operatori, tipica di una regolazione di tipo *output based*.

Rileviamo in particolare anche la necessità di approfondire maggiormente il tema del calcolo dei benefici con particolare riferimento al valore dato all'energia non fornita ai clienti quando l'interruzione si verifica su un arco temporale che va al di là dell'interruzione “ordinaria” del servizio e in contemporanea con eventi che impattano in modo grave non solo sulle infrastrutture elettriche ma su tutto il sistema infrastrutturale (viabilità, altri servizi essenziali come acqua, gas, telecomunicazioni etc).

In merito a tale aspetto, ritiene quindi essenziale l'adozione di meccanismi di incentivazione che possano correlare i premi rispetto all'utilità per il sistema di tutti gli interventi di sviluppo delle reti proposti nei Piani pubblici.

In particolare, tali premi dovrebbero essere definiti *ex ante*, prendendo a riferimento l'analisi costi-benefici degli interventi contenuta nelle schede resilienza pubblicate, e corrisposti poi al distributori una tantum (su di un orizzonte temporale più breve rispetto alla vita utile degli *asset*, es. 3-5 anni), a valle di opportune verifiche *ex post* dell'Autorità sull'effettiva realizzazione degli interventi proposti.

Con riferimento, infine, agli aspetti relativi al ripristino della fornitura in caso di eventi di interruzione, Enel ritiene che gli strumenti di incentivazioni proposti in consultazione (RI-0, RI-1 e RI-2) debbano essere prima approfonditi nell'ambito del Tavolo sulla Resilienza così come fatto per gli interventi di tenuta della rete. In ogni caso, si ribadisce come l'orientamento all'adozione di forme di premialità nei confronti delle imprese rappresenti un approccio più consono all'incentivazione di azioni mirate all'incremento della resilienza della rete nel suo complesso.

Di seguito si riportano le risposte agli specifici spunti di consultazione, proposti nel presente documento di consultazione.

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

Dato il carattere fortemente innovativo di tali previsioni, si ribadisce che i meccanismi regolatori per l'incremento della resilienza della rete dovranno rispondere fin da subito a specifiche esigenze, attraverso la definizione di un percorso che assicuri al contempo: i) la certezza del quadro regolatorio per la definizione dei piani di sviluppo, ii) l'adeguatezza degli strumenti atti a promuovere gli investimenti, iii) la flessibilità, laddove si renda necessario, che lasci maggiore spazio alle imprese nella scelta degli interventi più opportuni da mettere in campo.

In particolare, sul primo aspetto, Enel ritiene necessario che in tempi rapidi l'AEEGSI definisca nel dettaglio tutte le logiche alla base della nuova regolazione – non limitandosi, quindi, esclusivamente a fornire indicazione sugli aspetti correlati alla selezione degli investimenti, ma definendo anche tutti gli aspetti in merito ai meccanismi di incentivazione – in modo da consentire alle imprese di procedere correttamente con la predisposizione delle schede resilienza *in primis* e dei Piani Integrati di Distribuzione (PID) poi, secondo le tempistiche ipotizzate dall'Autorità nel presente documento di consultazione.

Con riferimento al secondo aspetto, si evidenzia come in tutti i sistemi regolatori, il ricorso agli incentivi positivi da parte del Regolatore come strumento di indirizzo degli investimenti degli operatori di rete ha da sempre rappresentato lo strumento più efficace e con cui si sono conseguiti i maggiori

risultati. Si ritiene, pertanto, che tale approccio debba essere seguito anche nei meccanismi di incentivazione a sostegno di tutti gli investimenti mirati all'incremento della resilienza.

Infine, con riferimento al terzo aspetto, Enel ritiene che il ricorso a criteri di selettività degli interventi in resilienza non debba tradursi nell'imposizione di vincoli esterni che rischierebbero da un lato di distorcere le scelte di investimento delle imprese - laddove venga ipotizzato un criterio diverso dai normali standard tecnico economici impiegati dalle imprese (quali ad esempio la selezione degli investimenti sulla base della determinazione di un indice di rischio/indice di resilienza) - e dall'altro non garantirebbe un'adeguata flessibilità ai distributori necessaria per apportare eventuali modifiche o integrazioni rispetto alle azioni inizialmente pianificate, laddove richiesto (ad esempio per perseguire soluzioni tecnologiche più innovative).

Si condivide, in linea generale, l'approccio proposto dall'Autorità e la previsione di uno *step* intermedio della *roadmap* definita nel presente DCO che prevede, in particolare, nel 2018, la pubblicazione sul sito internet delle imprese di distribuzione e dell'AEEGSI degli interventi in resilienza, con l'evidenza degli interventi selezionati e dei relativi costi e benefici associati (in conformità con il formato riportato all'Appendice n. 3 del presente documento di consultazione: inizialmente si ritiene opportuno utilizzare le tabelle di sintesi).

Affinché ciò possa realizzarsi, come già anticipato, si evidenzia la necessità di addivenire in tempo utile ad un consolidamento delle Linee Guida, integrando all'interno di tale documento il dettaglio delle modalità di calcolo dei benefici associati a ciascun intervento e i conseguenti meccanismi di incentivazione da riconoscere. A tal proposito, Enel ritiene di aver fornito all'Autorità, nel corso dell'ultimo anno di interlocuzione, elementi sufficienti per la definizione di tale meccanismo.

Con riferimento allo *step* successivo, in un'ottica "*totex oriented*" le innovazioni apportate al meccanismo di selezione degli investimenti e redazione dei piani di sviluppo necessiteranno di ulteriori approfondimenti per cui si rimanda alle decisioni del Tavolo tecnico e ai successivi documenti di consultazione anticipati dall'Autorità.

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?

Con riferimento a tali spunti di consultazione, ad integrazione di quanto già riportato nelle osservazioni generali al presente documento, si ribadisce che le sollecitazioni da considerare per la valutazione dei rischi sulle reti di distribuzione non debbano limitarsi esclusivamente ai carichi derivanti dai manicotti di ghiaccio ma debbano prevedere un approccio integrato di valutazione di tutti i rischi possibili, includendo nello specifico anche le ondate di calore prolungate. Ai fini della determinazione di un modello unico per la valutazione dei rischi, si ritiene in prospettiva opportuno effettuare un calcolo per ciascuna cabina secondaria dei tempi di ritorno di tutti i rischi possibili (neve,

ghiaccio, vento, calore, allagamenti etc.) applicando la medesima metodologia di calcolo del rischio prevista dalle Linee Guida dell'AEEGSI, ma riferendosi alla sovrapposizione degli effetti di tutte le sollecitazioni possibili. Come già espresso nelle osservazioni generali al presente documento, la suddetta metodologia dovrà essere oggetto di condivisione e consolidamento in sede di Tavolo tecnico tra gli operatori nel più breve tempo possibile.

In particolare, le sollecitazioni alle reti di distribuzione derivanti da anomale ondate di calore, che sono anch'esse conseguenza dei cambiamenti climatici in atto e risultano particolarmente gravose per le linee di media tensione in cavo interrato che si trovano prevalentemente in aree urbane, hanno come conseguenza l'incremento del numero dei guasti multipli rendendo, di fatto, inefficace il criterio di progettazione "n-1".

Inoltre, considerati da un lato la notevole complessità tecnica di localizzazione dell'esatto punto di guasto, che richiede il ricorso a mezzi e tecnici specializzati trattandosi appunto di linee interrate, e dall'altro il numero elevato di clienti serviti da ciascuna linea, data la localizzazione prevalentemente in ambito urbano, ne risultano interruzioni particolarmente impattanti in termini di momento AV20.

In aggiunta, come già anticipato nelle osservazioni generali, il meccanismo statistico di particolari condizioni perturbate (PCP) non è, per sua natura, in grado di intercettare tali tipologie di guasti tipicamente estivi, essendo tale meccanismo costruito proprio per sterilizzare l'effetto di guasti estesi derivanti da condizioni meteo avverse dei periodi invernali.

Con riferimento allo spunto di consultazione Q3, si evidenzia come il coordinamento tra TSO e DSO sia di cruciale importanza anche con riferimento alle metodologie e ai modelli previsionali adottati per il calcolo del rischio. A riguardo si ritiene che il coordinamento possa essere semplificato, prevedendo che venga verificata e assicurata, da parte di TSO e DSO, la coerenza delle rispettive metodologie, per quanto eventualmente differenti, con l'obiettivo di garantire che in una medesima area non vi sia sovrapposizione di interventi ma la loro complementarietà, massimizzando i benefici per il sistema.

Inoltre, si precisa come l'indice di rischio vada determinato anche tenendo conto della durata dell'evento critico, trovando una modalità per calcolare la resilienza come l'integrale del disservizio. In merito agli standard individuati all'interno delle Linee Guida AEEGSI, si precisa come la scelta del valore medio pari a 16 ore per la durata delle interruzioni non costituisca un valore significativo, soprattutto per la determinazione del beneficio associato alla riduzione della durata delle interruzioni. E', infatti, evidente come gli eventi più rari e di maggiore impatto siano necessariamente quelli che richiedono più tempo per il ripristino del servizio, anche in funzione della loro estensione, della raggiungibilità dell'area interessata e delle condizioni ambientali in cui devono operare le squadre di soccorso.

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'emis-
periodo di regolazione 2016-2019? Se no, perché?***

Con riferimento allo spunto di consultazione Q4, ad integrazione di quanto già riportato nelle osservazioni generali al presente documento, si ribadisce la fondamentale importanza di avere a disposizione, per tutti gli operatori, una banca dati meteo univoca che abbia sia una profondità di dati storici idonea, che un livello di aggiornamento costante. A tal fine si ritiene che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) possa rivestire un ruolo chiave per garantire la disponibilità di tale banca dati condivisa ed il suo costante aggiornamento.

Si ritiene inoltre che gli enti di ricerca, quali RSE e/o CESI, potrebbero sviluppare un modello di formazione del manicotto coerente con la suddetta banca dati meteo ed opportunamente validato da eventi effettivamente registrati.

Sarebbe tuttavia auspicabile che tali aspetti venissero regolati anche mediante la diretta partecipazione del comitato CEI competente, qualora disponibile, prevedendo una revisione dei dati pubblicati nelle *NNA* che ricalcano ancora gli ottimi, ma datati, studi del CESI/Ricerca di Sistema del 2005⁹ a suo tempo promossi da AEEGSI nell'ambito del relativo progetto di ricerca.

Infine, con riferimento allo spunto di consultazione Q5, si rimanda a quanto già espresso nelle osservazioni generali e nel precedente spunto di consultazione Q2. In aggiunta a quanto già espresso, alcuni ulteriori fattori critici da prendere in considerazione potrebbero essere:

- Caduta di alberi fuori fascia, che può essere dovuta a varie cause quali:
 - Accumulo di neve bagnata sui rami. In questo caso si tratterebbe del medesimo fenomeno (nevicata intense e prolungate) che provoca concomitantemente formazione di ghiaccio e neve sui conduttori;
 - Tempeste di vento. Tale aspetto, anche se meno evidente di quello delle nevicata, rappresenta anch'esso un evento atmosferico critico di particolare rilievo per cui si è registrato negli ultimi anni un forte incremento della violenza dei fenomeni associati. In particolare l'effetto del vento può essere amplificato qualora la tempesta di vento segua abbondanti precipitazioni che imbevendo il terreno di acqua possono facilitare lo sradicamento degli alberi. Questo va ad aggiungersi ai danni diretti provocati dal vento sulle linee aeree con conseguente rottura di conduttori (può spesso essere sufficiente il distacco di rami di grandi dimensioni senza attendere la caduta dell'intero albero). Il carico sui conduttori derivante da vento estremo sulle linee ricade nel perimetro della norma

⁹ Rapporto CESI/Ricerca di Sistema A5052565 del 30/12/2005; P. Bonelli, E. Cereda, G. Pirovano, M. De Nigris, A. Porrino

CEI EN 50341-1 ed in ambito nazionale è regolato dalle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC);

- Allagamenti di cabine. Tale fenomeno va inquadrato primariamente in ambito cittadino in funzione anche dell'efficienza della infrastruttura fognaria; anche questo fenomeno risulta drasticamente intensificato dalle mutazioni climatiche degli ultimi anni;
- Ondate di calore prolungate. Tale fenomeno risulta difficilmente circoscrivibile in maniera deterministica. Si ribadisce l'opportunità di prendere in considerazione anche questo fenomeno, proprio in virtù del progressivo aumento delle temperature medie del pianeta.

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?

Con riferimento allo spunto di consultazione Q6-Q8, ad integrazione a quanto già riportato nelle osservazioni generali e alla risposta allo spunto di consultazione Q1, in merito agli orientamenti dell'AEEGSI riguardo al percorso delineato dall'AEEGSI verso la predisposizione da parte delle imprese di distribuzione di Piani Integrati di Distribuzione (PID), si precisa quanto segue.

In linea generale si ritiene opportuno evidenziare, con riferimento a quanto indicato al punto 4.9 ovvero in particolare *“i Piani di Sviluppo predisposti dalle imprese distributrici contengono solo i principali interventi e non forniscono un piano dettagliato”*, che gli interventi realizzati dalle imprese distributrici riguardano principalmente le reti di media e bassa tensione, sulle quali una elevata percentuale di interventi non è programmabile annualmente, né tanto meno con orizzonte pluriennale, trattandosi prevalentemente di:

- Allacciamenti, o comunque interventi legati a richieste di terzi, di piccola e media entità, da eseguire quindi nei tempi previsti dalla regolazione
- Interventi di adeguamento tecnico-normativo, ad esempio a prescrizioni ambientali o esigenze di sicurezza, da eseguire in tempi ristretti, se non immediati, dal momento in cui si manifesta l'esigenza
- Interventi per adeguamento al carico, che nella maggior parte dei casi si rendono necessari a seguito del manifestarsi di criticità di tensione o di portata al limite termico a livello locale

La possibilità di pianificare gli interventi con orizzonte annuale o pluriennale sussiste soltanto per interventi di maggiore consistenza, che rappresentano una minoranza degli interventi realizzati dal gestore di rete di distribuzione. Pertanto la caratteristica del Piano dei gestori di rete di distribuzione

non può discostarsi da quanto riportato al par. 4.9, poiché comunque non è possibile estendere oltre un certo limite la pianificazione di dettaglio nominativa degli interventi.

In ogni caso, così come riportato nelle osservazioni generali al presente DCO, si ritiene condivisibile l'approccio, a tendere, verso un Piano Integrato, compatibilmente con quanto premesso.

Con riferimento anche al par.7 del DCO "*Roadmap*" - pur condividendo come già espresso nelle osservazioni generali la previsione di uno *step* intermedio nella predisposizione - si precisa tuttavia che nella fase iniziale di implementazione il Piano di Sviluppo, rispetto all'attuale impostazione, possa soltanto essere integrato con una sezione dedicata al piano resilienza. Ciò può avvenire, eventualmente in modo temporaneo, già avviando le attività nel 2018, come prospettato dall'Autorità al par.7.2 b), implementando il cosiddetto *step* intermedio. In questa prima fase si ritiene inoltre necessario consentire l'utilizzo, in luogo delle "schede intervento resilienza", delle tabelle di sintesi del tipo riportato in Appendice 3 al DCO: questa modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, insieme con le suddette tabelle di sintesi, costituisce l'unica modalità operativa possibile nella prima fase, visti i tempi ristretti: peraltro, nell'immediato le schede per impianto o per intervento risultano evidentemente non compatibili con i volumi gestiti da e-distribuzione.

Infine, in relazione al previsto monitoraggio di cui ai par. 4.16-17-18 del DCO, ferma restando l'opportunità, già descritta, di procedere almeno nella prima fase con l'utilizzo delle tabelle di sintesi in luogo delle schede intervento, si ritiene che la pubblicazione dell'aggiornamento periodico in corso d'anno presenti un elevato livello di complessità, il che appare evidente se si tiene conto dell'elevato numero di interventi da prevedere (come si può constatare già dalla prima edizione del piano di lavoro del marzo 2017) da parte di e-distribuzione. Nell'ottica di garantire, comunque, la trasparenza di cui al par.4.18, si potrebbe realisticamente ipotizzare un aggiornamento semestrale.

In merito allo spunto di consultazione Q9 - ad integrazione di quanto già riportato nelle osservazioni generali - si riportano di seguito delle **osservazioni al formato di comunicazione di benefici** riportato **all'Allegato 3** del presente DCO.

In linea di principio, Enel condivide il formato ipotizzato che ricalca quello avanzato dalla stessa Enel in sede di Tavolo tecnico ed ampiamente condiviso con la stessa AEEGSI; a tale riguardo si riportano le seguenti osservazioni puntuali:

- Costo operativo: si ritiene debba riferirsi esclusivamente ai costi di esercizio delle tratte di costruzione nuove linee (es. nuovi *feeder*). Per gli interventi che prevedono ricostruzioni di tratte di linea MT in sostituzione di linee esistenti, su stesso tracciato o attiguo, si ritiene non debbano essere valutati i costi operativi "nascenti", in quanto implicitamente valutati nel calcolo dei benefici dell'intervento direttamente attribuibili all'impianto realizzato (manutenzione accidentale e taglio piante). Tali costi, a seguito dell'intervento, non vengono totalmente azzerati ma contenuti in maniera commisurata alla tipologia di intervento realizzato.

- In merito alla definizione complessiva dei benefici, si ritiene di dover considerare un periodo di 25 anni, corrispondente al periodo di “esercizio” indicato nelle linee guida.

Si rammenta inoltre come l'attuale valutazione dei benefici sia comunque del tutto convenzionale e valida solo in termini comparativi, basandosi sulla variazione degli indici di rischio ottenuti dalla valutazione del tempo di ritorno di eventi critici calcolati sulla base delle norme CEI EN 50341-1 e suoi allegati o tramite modelli di formazione del manicotto di ghiaccio basati su criteri non ancora definitivi e condivisi.

Viceversa, in caso di investimenti su più anni, non è stata ancora fornita agli operatori la metodologia da adottare per la definizione del primo anno di beneficio. Si rileva che per la valutazione del “Costo Operativo”, nel presente DCO viene espressamente indicato che debbono essere definiti “*come valore costante nell'arco dei 25 anni successivi all'ultimo anno con costi di investimento*”; in occasione di precedenti confronti con l'AEEGSI sul tema era stato indicato un analogo criterio di valutazione anche per i benefici, ma tale indicazione non è stata ripresa nel presente DCO.

A tal riguardo, si ribadisce come vada applicato il beneficio a decorrere dal primo anno successivo all'inizio dell'investimento, e così anche per gli anni successivi, suddividendo il beneficio riferito all'intero intervento in pro quota negli anni in base ai costi di intervento.

- Si condivide il criterio di attualizzazione proposto (NPV) tramite l'impiego della funzione VAN con tasso di attualizzazione 4% (Linee Guida). Riguardo alla sola quantificazione del beneficio 5 associato alla riduzione degli oneri per il taglio piante, si ribadisce come Enel sia in grado di fornire un maggiore livello di dettaglio (costi reali).
- Si condivide, in linea generale, l'approccio di valutare nei benefici anche i *saving* sugli FTE e non solo sui capex (ottica “*totex oriented*”).

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/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?

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?

Ad integrazione di quanto ampiamente espresso nelle osservazioni generali al presente documento in merito alle tematiche correlate ai **meccanismi di incentivazione delineati**, si evidenzia come, da punto di vista regolatorio, il tema della resilienza sia stato fin qui affrontato basandosi piuttosto su meccanismi di incentivazione in forma di penalità che su logiche effettivamente premianti.

Enel ritiene, tuttavia, che l'incremento della resilienza delle reti non può prescindere dalla previsione di opportuni strumenti mirati a premiare gli operatori in funzione dell'utilità per il sistema elettrico degli interventi da questi realizzati. Tali esigenze non sembrano, però, trovare risposta nelle misure

proposte in consultazione, in particolar modo per i meccanismi di incentivazioni relativi agli interventi per la tenuta della rete.

In linea generale, fermo restando la contrarietà già espressa da Enel in merito alla identificazione di priorità di intervento imposte dall'esterno che rischiano, come detto, di distorcere le scelte di investimento degli operatori (opzioni TE-0 e TE-1), l'orientamento dell'Autorità sembrerebbe quindi essere quello di sostenere gli investimenti per l'irrobustimento della rete attraverso i normali meccanismi di remunerazione ordinari cui andrebbe ad aggiungersi un "sistema di incentivazione" prevalentemente basato su penali e solo in piccola parte su incentivi, comunque per lo più di tipo reputazionale e non di natura economica.

Come detto, oltre a non promuovere adeguatamente gli investimenti sulla rete in resilienza, tale proposta renderebbe il suddetto meccanismo di incentivazione non coerente con una logica di *sharing* dei benefici netti per il sistema associati agli interventi proposti dagli operatori, tipica di una regolazione di tipo *output based*.

In merito a tale aspetto, Enel auspica quindi l'adozione di meccanismi di incentivazione che possano correlare i premi rispetto all'utilità per il sistema degli interventi di sviluppo delle reti proposti nei Piani pubblici. In particolare, tali premi dovrebbe essere definiti *ex ante*, prendendo a riferimento l'analisi costi-benefici degli interventi contenute nelle schede resilienza pubblicate, e corrisposti poi ai distributori a tantum (su un orizzonte temporale ad esempio di 3-5 anni), a valle di opportune verifiche *ex post* dell'Autorità circa l'effettiva realizzazione degli interventi proposti.

Riguardo al tema del pronto ripristino della fornitura, così come già riportato nelle osservazioni generali al presente DCO, l'Autorità fornisce una prima indicazione di 3 possibili ulteriori meccanismi di incentivazione che, diversamente da quanto previsto per l'incremento della tenuta della rete, appaiono orientati all'adozione di forme di premialità nei confronti delle imprese disposte all'adozione, su base volontaria, di misure aggiuntive volte al rapido ripristino nella fornitura. Come già detto nei precedenti paragrafi, Enel ritiene che tale approccio abbia da sempre rappresentato lo strumento migliore e che ha garantito il conseguimento di risultati notevoli.

Ad ogni buon conto, poiché l'Autorità nel delineare la *roadmap* delle azioni future rimanda a successivi documenti per la consultazione che inquadrino gli aspetti di dettaglio dei meccanismi regolatori finalizzati al tema del pronto ripristino della fornitura a valle delle emergenze, Enel non ritiene di avere in questa prima fase elementi sufficienti per la valutazione e l'approfondimento di suddette ipotesi di incentivazione. Tuttavia, si concorda con l'orientamento dell'Autorità di voler lasciare alle imprese la facoltà di valutare le leve più opportune da scegliere su base volontaria tra quelle identificate all'interno dell'Appendice 4 al presente documento di consultazione rispetto ai driver identificati (*risk reduction, readiness, response, recovery*); ciò anche in un'ottica di ricorso a "menù regolatori" che costituisca già un primo fondamentale passo verso una regolazione "*totex oriented*". Si ritiene, in ogni caso, che in un'ottica di coordinamento tra gli operatori, anche a garanzia

di uniformità di trattamento su tutta la rete nazionale, suddette azioni debbano essere oggetto di condivisione in sede di Tavolo tecnico.

Infine, riguardo ai contenuti dell'Allegato 2 al presente DCO, come già riportato nelle osservazioni generali, l'andamento della media mobile dei tassi di sviluppo della rete di e-distribuzione, riportato non costituisce un adeguato indicatore rappresentativo dell'effettivo andamento degli investimenti di e-distribuzione. Ciò, fondamentalmente, per i tre aspetti principali che si riportano di seguito:

- L'andamento riportato non tiene conto delle efficienze raggiunte da e-distribuzione nel corso degli ultimi anni, con riferimenti ai propri investimenti sulla rete. Infatti, a titolo di esempio, il ricorso a gare internazionali per l'approvvigionamento di materiali e componenti di rete tramite fornitori globali qualificati Enel, ha consentito, solo nell'ultimo anno, il conseguito efficienze per oltre l'8%.
- L'indicatore preso in esame non tiene conto dell'avanzamento tecnologico raggiunto nella componentistica e nelle modalità di esercizio e manutenzione degli impianti di e-distribuzione. Infatti, il ricorso a tecnologie quali il telecontrollo e l'automazione di rete, il Work force Management per l'ottimizzazione delle attività di intervento sulla rete, l'effettuazione di ispezioni tramite droni od elicotteri ha consentito di incrementare l'efficienza del distributore a fronte di un aumento della qualità del servizio offerta al cliente, così come si può evincere dall'andamento degli indicatori Durata (D1) e Numero (N1) delle interruzioni lunghe senza preavviso per clienti BT registrati nei medesimi anni.
- Il grafico riportato non considera l'attualizzazione del costo del denaro rispetto agli anni di effettiva esecuzione degli investimenti in esame.

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?

Con riferimento allo spunto di consultazione Q13, ad integrazione di quanto già riportato nelle osservazioni generali del presente documento, Enel ribadisce la condivisione dell'approccio integrato proposto dall'Autorità per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione che non si limiti esclusivamente ad azioni mirate all'irrobustimento della rete ma che guarda anche alle azioni messe in campo prima, durante e dopo l'emergenza.

Come già riportato in precedenza, al fine di garantire un pronto intervento nelle aree colpite da eventi meteorologici estremi, si condivide la necessità di promuovere un più stretto coordinamento tra operatori di rete ed Enti Locali nell'ambito delle rispettive responsabilità che, in ogni caso, avvenga senza l'attribuzione agli operatori di rete di oneri in capo alla Pubblica Amministrazione.

Tutto ciò premesso, Enel accoglie con favore gli orientamenti dell'AEEGSI in merito ad un approccio integrato che non si focalizzi esclusivamente all'aspetto dell'irrobustimento della rete elettrica nazionale ma che consideri tutti gli aspetti di tale problematica.

Si ritiene, però, che tutto ciò non possa prescindere da una definizione di opportuni meccanismi per indirizzare gli investimenti e dalla predisposizione dei piani di intervento che lascino agli operatori di rete una adeguata flessibilità per la selezione delle azioni più opportune - effettuata sulla base di criteri tecnico economici - orientata ad una massimizzazione dei benefici per il sistema, come già approfondito nei precedenti paragrafi.

Inoltre, come più avanti indicato, si ritiene opportuno che nell'attuazione delle azioni di ripristino della fornitura a seguito di eventi eccezionali e ad impatto esteso, vi sia un pieno coinvolgimento anche degli enti preposti ad assicurare la viabilità in sicurezza degli operatori, eventualmente anche prevedendo azioni tramite il MISE, che sono imprescindibili per garantire un rapido ed efficace accesso a tutte le aree colpite dai disservizi immediatamente a valle delle emergenze.

Come già riportato nelle osservazioni generali al presente DCO, con specifico riferimento alle "azioni qualificate" proposte dall'Autorità nell'Appendice 4 del presente DCO, per quanto concerne le attività che AEEGSI ha identificato come "pre-requisiti", si sottolinea come Enel abbia già da tempo messo in atto analoghi strumenti per la gestione e la prevenzione delle emergenze impegnandosi in una stretta collaborazione con le Istituzioni, che si è consolidata in particolare negli anni. Degli esempi di tali azioni, già ad oggi adottate con successo da Enel, riguardano principalmente i due aspetti riportati di seguito:

Gestione sinergica del rapporto con le Istituzioni in situazioni pre-emergenza

Nell'ambito di tale aspetto, Enel prevede:

- Incontri a cadenza annuale con la Protezione Civile nazionale;
- Partecipazione della Protezione Civile nazionale alle simulazioni annuali di emergenza sulla rete di e-distribuzione;
- Partecipazione alle simulazioni di emergenza programmate dal Dipartimento Protezione Civile;
- Incontri a cadenza annuale da parte dei Responsabili di Esercizio e manutenzione Rete territoriali con la Protezione Civile Regionale;
- Incontri, con cadenza almeno biennale, tra i Responsabili territoriali e le Prefetture;
- Comunicazioni dedicata ai Sindaci in occasione di nuove nomine dei Responsabili territoriali coinvolti nella gestione delle emergenze e aggiornamento, con cadenza almeno biennale, dei riferimenti (con i relativi contatti) in caso di emergenza.

Gestione dei periodi di emergenza:

In relazione a tale aspetto, Enel prevede:

- A livello Nazionale, il presidio dei referenti tecnici della Sala Crisi della Protezione Civile e la comunicazione dei contatti del Referente per l'emergenza;
- Informative alla Sala Crisi del Dipartimento Protezione Civile;
- A livello Regionale e/o Provinciale, il presidio tramite referenti tecnici della Sala Crisi, con comunicazione e aggiornamento dei nominativi e contatti dei Referente/i;
- A livello Comunale, il presidio tramite referenti della Sala Crisi con la comunicazione dei contatti del Referente per l'emergenza e la messa a disposizione di un canale e-mail dedicato.