

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

RELAZIONE A.I.R.

Deliberazione 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel

**“DIRETTIVE PER L’INTEGRAZIONE DI SEZIONI RELATIVE ALLA RESILIENZA
DEL SISTEMA ELETTRICO NEI PIANI DI SVILUPPO DELLE IMPRESE
DISTRIBUTRICI”**

Deliberazione 18 dicembre 2018, 668/2018/R/eel

**“INCENTIVAZIONE ECONOMICA DEGLI INTERVENTI DI INCREMENTO
DELLA RESILIENZA DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL’ENERGIA
ELETTRICA”**

INDICE

Premessa	3
1) Prime iniziative per la resilienza	4
2) Il processo di consultazione e le opzioni AIR	9
3) Il primo provvedimento in tema di pianificazione degli interventi per la resilienza.....	14
4) Il secondo provvedimento in tema di meccanismo incentivante per la resilienza.....	17
5) Impatto previsto per l’incentivazione degli interventi per la resilienza	22
Appendice 1. Sintesi delle “Sezioni resilienza” dei Piani di sviluppo 2018-20 dalle principali imprese distributrici	23

PREMESSA

La resilienza è la capacità di un sistema di ritornare velocemente nella situazione iniziale dopo aver subito una perturbazione. Sono componenti essenziali della resilienza sia la tenuta alle sollecitazioni (cioè la capacità infrastrutturale di resistere a sollecitazioni estreme), sia la capacità di ripristinare il servizio anche in condizioni di emergenza (ovvero la capacità del sistema di riportarsi in uno stato di funzionamento accettabile anche con interventi provvisori).

Nel corso del corrente periodo di regolazione (2016-2023) l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: l’Autorità) ha promosso diverse iniziative finalizzate ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, ed in particolare la loro tenuta alle sollecitazioni causate da fenomeni meteorologici particolarmente intensi ed estesi (cosiddetti “fattori critici di rischio”), sempre più frequenti e causa di disalimentazioni di lunga durata agli utenti delle reti elettriche.

Le iniziative assunte dall’Autorità si sono sviluppate attraverso la costituzione di un Tavolo di lavoro dedicato al tema della Resilienza, cui hanno partecipato i principali operatori e soggetti interessati, due consultazioni pubbliche nelle quali è stata adottata la metodologia AIR (Analisi di impatto della regolazione) e due provvedimenti oggetto della presente Relazione AIR: la deliberazione 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel e la deliberazione 18 dicembre 2018, 668/2018/R/eel, rivolte alle principali imprese distributrici, rispettivamente in tema di pianificazione degli interventi per il miglioramento della resilienza e di incentivazione economica (premi/penalità) degli interventi finalizzati all’incremento della robustezza della rete (tenuta alle sollecitazioni estreme).

Nei prossimi anni l’Autorità esaminerà ulteriori iniziative sia in tema di tenuta alle sollecitazioni della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sia in tema di ripristino della fornitura in condizioni di emergenza relativamente alla rete di distribuzione.

1) PRIME INIZIATIVE PER LA RESILIENZA

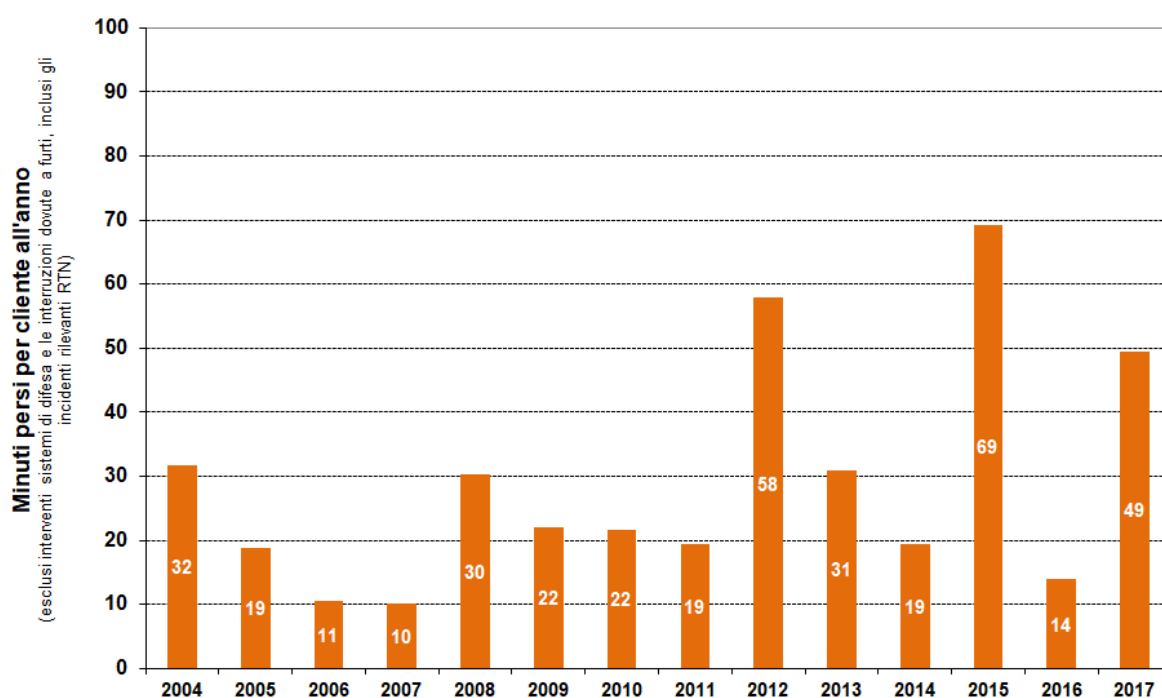
1.1 Rilevanza del tema della resilienza

Con il processo di consultazione per la regolazione della qualità del servizio nel periodo regolatorio 2016-2023 (avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel) l’Autorità ha affrontato il tema della resilienza delle reti elettriche dal punto di vista regolatorio, anche alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti accaduti negli ultimi 15 anni.

In particolare, due eventi sono stati particolarmente significativi, durante i quali vi sono state interruzioni del servizio elettrico di lunga durata dovute a nevicate copiose, avvenute in particolari condizioni di temperatura e umidità, che hanno provocato la rottura di sostegni e di linee aeree in alta, media e bassa tensione a causa dell’elevato peso specifico della neve, oppure la caduta di alberi di alto fusto fuori fascia:

- nel febbraio 2015 sono state interessate vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia, con un picco massimo di utenti disalimentati pari a circa 450.000 (300.000 in Emilia Romagna e 150.000 in Lombardia); il 6 febbraio 2015 circa 50.000 utenti sono rimasti disalimentati sino all’8 febbraio; per alcuni (meno di 10.000) la ripresa del servizio è avvenuta solamente il 10 febbraio 2015;
- nel gennaio 2017 è stata particolarmente interessata la regione Abruzzo, con un picco di clienti disalimentati il 17 gennaio pari a circa 160.000, mentre il 23 gennaio risultavano disalimentati ancora circa 5.000 clienti.

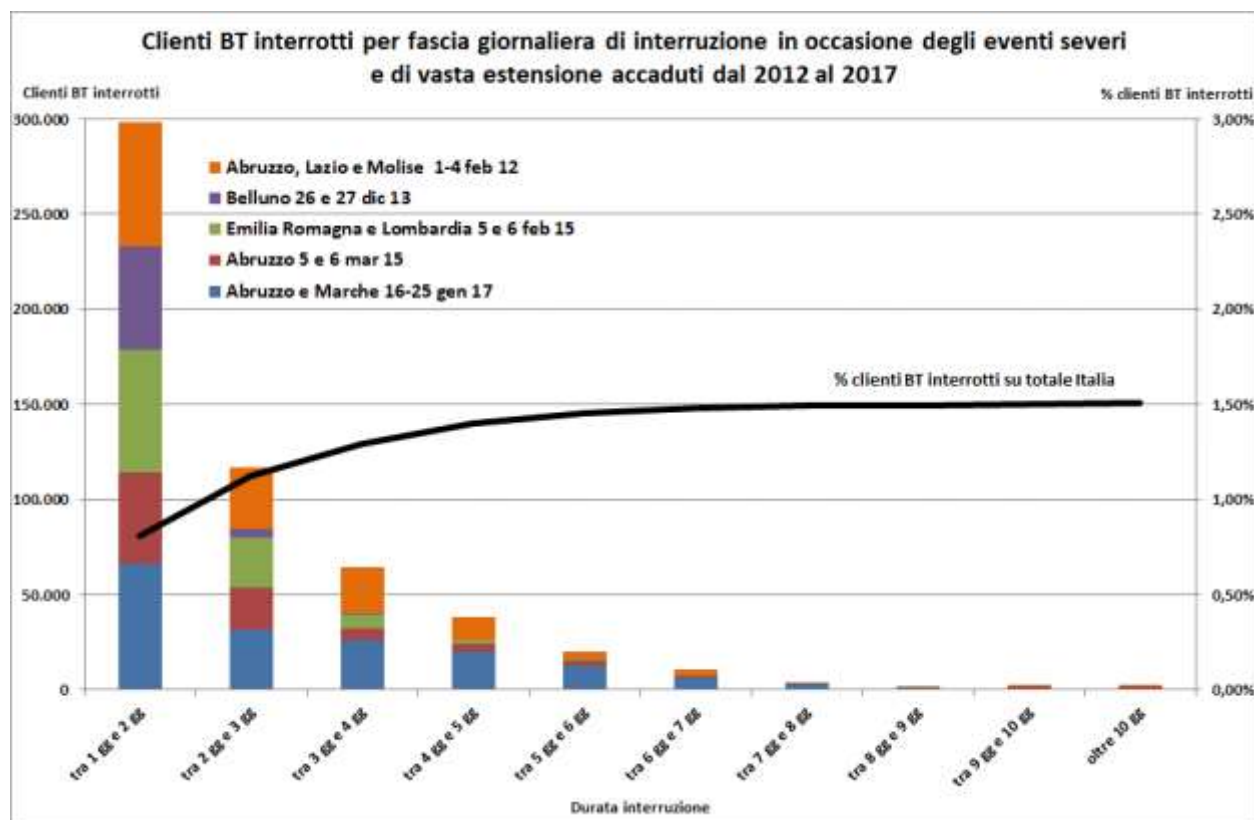
Nel seguente grafico è rappresentata la durata (minuti persi) delle interruzioni per utente BT attribuite a forza maggiore, inclusi gli incidenti rilevanti accaduti sulla RTN ed escluse le interruzioni dovute a furti di materiale elettrico, dal 2004 al 2017.



In media nazionale, la quota di minuti persi per utente per interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore, dovute in massima parte agli stessi eventi di cui sopra, ha registrato nel periodo 2012-2015 picchi preoccupanti (58 minuti persi per utente nel 2012, 69 nel 2015 e 49 minuti nel 2017), rispetto a picchi che sino al 2011 avevano raggiunto al massimo 32 minuti persi per utente nell'anno 2004.

Prendendo in esame in particolare le interruzioni di almeno 24 ore negli anni 2012, 2015 e 2017:

- nel 2012, circa 143.000 clienti hanno subito una interruzione di durata superiore a 24 ore (di cui circa 45.000 di durata superiore a 72 ore);
- nel 2015, circa 100.000 clienti hanno subito una interruzione di durata superiore a 24 ore (di cui circa 10.000 di durata superiore a 72 ore);
- nel 2017, circa 170.000 clienti hanno subito una interruzione di durata superiore a 24 ore (di cui circa 70.000 di durata superiore a 72 ore).



In tali eventi sono stati registrati, da una parte, cedimenti strutturali delle reti, sia di trasmissione che di distribuzione, dovuti al superamento dei limiti strutturali di progetto delle infrastrutture (in particolare rispetto al fenomeno del “manicotto di ghiaccio” che tende a formarsi sulle linee aeree a conduttore nudo in presenza di neve umida e vento oppure alla caduta sulle linee elettriche, a causa del peso della neve umida, di alberi al di fuori della fascia di rispetto), e dall'altra difficoltà di attuazione dei piani di emergenza delle imprese distributrici per una serie di cause anche di natura esogena, quali ad esempio la non percorribilità delle strade.

A seguito dell'evidente aumento di tali eventi occorsi negli ultimi anni, l'Autorità ha inteso affrontare rapidamente il tema della vulnerabilità del sistema elettrico, in particolare in relazione alla prevenzione delle interruzioni conseguenti ad eventi meteorologici che nel corso degli anni si manifestano in modi sempre più severi e persistenti (irrobustimento meccanico ed elettrico delle reti) e comportano il superamento dei limiti di progetto degli impianti elettrici, come frane, valanghe etc., anche tenendo conto dell'esito all'indagine conoscitiva avviata con la deliberazione 22 dicembre 2015, 644/2015/R/eel recante "Chiusura dell'indagine conoscitiva, avviata con deliberazione dell'Autorità 96/2015/E/eel, in relazione alle interruzioni del servizio elettrico, accadute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti, in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia".

A tal fine l'Autorità ha ritenuto che, per fronteggiare le interruzioni dovute ad eventi meteorologici severi di vasta estensione e per le interruzioni dovute ad eventi severi, ma tipicamente locali, debbano essere introdotti nuovi interventi di regolazione mirati da un lato a prevenire e limitare gli effetti di tali eventi meteorologici severi, che causano interruzioni attribuite in gran parte a cause di forza maggiore, dall'altro finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di rete ed a mitigarne la durata.

1.2 Prime iniziative in tema di resilienza: il Tavolo Resilienza

Come già osservato, l'Autorità ha approcciato il tema dell'incremento della resilienza del sistema elettrico su due versanti: da una parte attraverso l'aumento della tenuta alle sollecitazioni elevando i limiti di progetto che individuano la capacità infrastrutturale di resistere a sollecitazioni estreme, e dall'altra intervenendo sulla efficacia e tempestività di ripristino, ovvero sulla capacità del sistema di riportarsi in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori.

Allo scopo, l'articolo 77 del TIQE¹ in vigore prima della pubblicazione della delibera 31/2018/R/eel per la distribuzione, e l'articolo 37 del TIQ.TRA² per la trasmissione, prevedevano l'invio da parte delle imprese distributrici con più di 50.000 utenti e di Terna, entro il 31 marzo 2017, di **Piani di lavoro** che prevedessero interventi sulle reti elettriche finalizzati, in una prima fase, a resistere alle sollecitazioni meccaniche conseguenti ai predetti eventi meteorologici (tenuta della rete alle sollecitazioni meccaniche), ed in una fase successiva ad implementare le eventuali attività di ripristino del servizio elettrico che dovessero rendersi comunque necessarie, comprensive di attività di prevenzione, allerta, mitigazione.

Tali Piani di lavoro, oltre ad una disamina tecnica degli interventi previsti dalle imprese, dovevano contenere elementi di costo e di beneficio tali da poter indirizzare efficacemente l'azione dell'Autorità.

Al fine di individuare i necessari criteri per la costruzione dei Piani di lavoro, l'Autorità ha costituito il Tavolo Resilienza, a cui hanno partecipato le imprese distributrici e loro associazioni, Terna, la società Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e Confindustria in rappresentanza dei clienti industriali.

Il Tavolo Resilienza ha concentrato la propria attività sulla tenuta delle reti alle sollecitazioni, ed in particolare sulla definizione di una metodologia per l'individuazione di interventi, da parte delle

¹ Delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, Allegato A.

² Delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, Allegato A.

imprese distributrici, mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione.

Come emerso dagli incontri tecnici del Tavolo resilienza, per i fattori critici diversi dal manicotto di ghiaccio non sono ancora disponibili modelli matematici o statistici che possano rappresentare compiutamente l'effetto di tali fattori critici sulle reti di distribuzione. In altre parole, le attività di studio e ricerca che stanno conducendo le imprese di distribuzione italiane sono da considerarsi pionieristiche nel panorama mondiale di studio della resilienza delle reti elettriche, con particolare riferimento a quelle connaturate ai fattori critici diversi dal manicotto di ghiaccio.

I dati forniti dalle principali imprese distributrici confermano che sussistono ancora disomogeneità nelle metodologie di analisi del rischio adottate dalle singole imprese, per certi aspetti anche in relazione al fattore di rischio del manicotto di ghiaccio.

1.3 Le Linee guida

Le attività svolte nell'ambito del Tavolo Resilienza hanno comunque consentito di individuare una metodologia, applicabile dagli operatori di rete, mirata ad individuare le parti più a rischio delle reti elettriche in relazione ai diversi fenomeni meteorologici avversi (detti anche fattori critici: "manicotti di ghiaccio", allagamenti/inondazioni per precipitazioni intense o "bombe d'acqua", etc.), adottata nella prima parte delle Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico ed oggetto della Determinazione della Direzione Infrastrutture dell'Autorità 7 marzo 2017, 2/2017 (**Linee guida**).

Le Linee guida hanno sostanzialmente introdotto alcuni indicatori utili ai fini della scelta degli interventi da realizzare nell'ambito dei Piani resilienza, in particolare:

- il tempo di ritorno dell'evento meteorologico in grado di produrre un disservizio (TR), pari all'intervallo di tempo determinato statisticamente tra due eventi meteorologici della stessa tipologia (denominati **Fattori di rischio** o **Fattore critico**) quali ad esempio:
 - le precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o comunque danneggiamenti da neve pesante (*wet snow*);
 - gli allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense o frane e alluvioni provocate da dissesto idrogeologico;
 - gli eventi meteorologici che determinano le cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto;
 - le ondate di calore ed i prolungati periodi di siccità;
- la probabilità che l'evento meteorologico produca un disservizio, individuata come l'inverso del tempo di ritorno dello stesso evento meteorologico ($1/TR$);
- l'entità del danno, individuata come il numero di utenti in bassa tensione disalimentati (NUD) a seguito dell'evento meteorologico con tempo di ritorno TR;
- l'indice di rischio (IRI), pari al prodotto tra la probabilità che l'evento meteorologico con tempo di ritorno TR produca un disservizio e l'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio in termini di numero di utenti in bassa tensione disalimentati ($IRI = NUD/TR$);
- l'indice di resilienza (IRE), individuato come l'inverso dell'indice di rischio IRI, quindi pari al rapporto tra il tempo di ritorno dell'evento meteorologico e il numero di utenti in bassa tensione disalimentati ($IRE = TR/NUD$).

Con particolare riferimento alle precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve, le Linee guida hanno indicato la norma europea CEI EN 50341 (EN 50341-2-13) quale riferimento per individuare il tempo di ritorno per le linee elettriche esistenti sulla base delle loro caratteristiche meccaniche ed area geografica di installazione, in base alla quale si considera un tempo di ritorno standard pari a 50 anni.

1.4 I Piani di lavoro 31 marzo 2017

Sulla base delle Linee guida, i principali operatori di rete hanno predisposto una prima versione dei Piani di lavoro, trasmessi all’Autorità tra la fine di marzo e l’inizio di aprile 2017, in alcuni casi successivamente aggiornati (***Piani di lavoro 31 marzo 2017***).

I Piani di lavoro 31 marzo 2017 hanno confermato i fattori critici citati nelle Linee guida, evidenziando che i principali fattori di rischio considerati dalle imprese distributrici sono la formazione di manicotti di ghiaccio su linee aeree in conduttori nudi, la caduta di alberi fuori fascia per neve, ghiaccio e vento, gli allagamenti di cabine di trasformazione per forti piogge o esondazioni di corsi d’acqua, le ondate di calore.

In relazione al fattore critico “*wet snow*”, in esito all’esame dei Piani di lavoro 31 marzo 2017 e a successivi confronti con gli operatori di rete, è emerso che in alcune parti del territorio italiano i carichi da neve e ghiaccio previsti dalla norma CEN EN 50341, con tempo di ritorno di 50 anni, si discostano da quelli previsti dalle mappature utilizzate da Terna ed e-distribuzione, ottenute sulla base di modelli matematici sviluppati con i dati meteorologici disponibili.

Su questo tema, l’Autorità ha suggerito l’avvio di un percorso di verifica delle mappe di carichi attesi al fine di un loro aggiornamento, anche valutando l’attendibilità di approcci modellistici alla luce dei risultati delle prime sperimentazioni nazionali e internazionali.

Al riguardo, è importante sottolineare che la società RSE sta ultimando la realizzazione di un dataset di rianalisi meteorologica relativo al periodo 2000-2018 ed all’intero territorio italiano, con risoluzione spaziale di 4km e risoluzione temporale di 1h; tale dataset consente, in ultima analisi, di correlare con buona precisione l’impatto dei diversi eventi meteorologici potenzialmente critici accaduti dal 2000 all’effettivo comportamento della rete elettrica.

2) IL PROCESSO DI CONSULTAZIONE E LE OPZIONI AIR

2.1 Il primo documento per la consultazione 645/2017/R/eel

L'Autorità ha investigato le modalità per incentivare l'aumento della resilienza dei sistemi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica sui due versanti complementari già menzionati (aumento della tenuta delle reti alle sollecitazioni, ottenibile tramite l'elevazione dei limiti di progetto che individuano la capacità infrastrutturale di resistere a sollecitazioni estreme, e aumento dell'efficacia e tempestività di ripristino della fornitura) sotto il profilo del migliore mix, in termini di costi e benefici, tra i suddetti due versanti della resilienza.

Con il documento per la consultazione 645/2017/R/eel, l'Autorità ha preliminarmente affrontato il tema dell'incentivazione reputazionale per il settore della distribuzione. Sulla base del miglioramento del processo di predisposizione e consultazione del Piano di sviluppo della RTN, l'Autorità ha ritenuto opportuno che anche per le reti di distribuzione dell'energia elettrica i processi di selezione degli investimenti debbano essere sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici, con le quali sarà possibile individuare il bilanciamento ottimale tra interventi mirati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni e quelli mirati al miglioramento del ripristino della fornitura.

Come step intermedio di un percorso che ha avuto inizio con la predisposizione dei Piani di lavoro, ai sensi della determinazione della Direzione Infrastrutture 2/2017, e che potrebbe in futuro culminare con forme integrate di pianificazione con Piani Integrati di Distribuzione di orizzonte pluriennale (inclusi rinnovi e oggetto di possibili ulteriori affinamenti riguardo gli interventi di sviluppo), l'Autorità ha ritenuto che, a partire dalle imprese distributrici di maggiore dimensione, debbano essere predisposte sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei Piani di sviluppo, di orizzonte almeno triennale, redatti con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi e la tracciabilità degli interventi effettuati, destinati alla pubblicazione e al monitoraggio. L'Autorità ha evidenziato alcuni criteri minimi di omogeneità cui tali sezioni relative alla resilienza dovrebbero rispondere, quali sinteticamente:

- descrizione degli obiettivi e dei criteri adottati dall'impresa distributtrice in materia di resilienza;
- analisi degli eventi meteo eccezionali e delle relative disalimentazioni occorse negli anni precedenti, utili ad individuare le criticità esistenti;
- estensione delle valutazioni di cui al punto precedente all'intera rete dell'operatore, con analisi dell'età degli elementi di rete e delle azioni di rinnovo già previste e, per quanto possibile, dei fenomeni di invecchiamento, così da individuare le criticità future previste;
- individuazione degli interventi di sviluppo proposti in materia di tenuta alle sollecitazioni e correlazione con le criticità presenti o future;
- costi, benefici e impatti sull'utenza attesi con il complesso degli interventi di sviluppo pianificati.

In merito all'introduzione di possibili meccanismi incentivanti volti a favorire l'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, con il documento per la consultazione 645/2017/R/eel l'Autorità ha ipotizzato tre opzioni di regolazione, secondo la metodologia di Analisi di impatto della regolazione (metodologia AIR³):

³ Approvata con la deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/2008

- a) Opzione TE-0: adottare solamente gli incentivi reputazionali, introdotti con la delibera 31/2018/R/eel, senza introdurre né penalità né premi;
- b) Opzione TE-1: introdurre un meccanismo incentivante solamente in forma di penalità nel caso in cui l'impresa distributrice non effettui, in un tempo opportunamente stabilito, almeno gli interventi considerati “ad alta priorità”;
- c) Opzione TE-2: in aggiunta alle penalità dell'opzione precedente TE-1 in caso di mancata o ritardata realizzazione degli interventi “ad alta priorità”, introdurre anche un meccanismo incentivante in forma di premialità (soggette ad alcune condizionalità) per la realizzazione di ulteriori interventi che presentino benefici maggiori dei costi, associato ad una logica di *sharing* del beneficio netto per il sistema elettrico e prevedendo un tetto al premio, espresso come frazione del costo stimato per la realizzazione dell'intervento.

In merito all'introduzione di possibili meccanismi incentivanti volti a favorire le possibili attività di ripristino del servizio, sia in termini sia di rapidità che di ampiezza della mitigazione degli effetti di eventi che abbiano provocato cedimenti strutturali, sempre nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel sono state presentate tre opzioni di regolazione, sempre in logica AIR:

- d) Opzione RI-0: mantenere gli attuali obblighi regolatori in tema di gestione dell'emergenza, che prevedono aggiornamento (e miglioramento) periodico dei piani di emergenza delle imprese distributrici;
- e) Opzione RI-1: introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, con un premio ex-ante annuale commisurato a un meccanismo “a punti” basato sull'assessment di specifiche “azioni qualificate” previste dalle imprese distributrici, con opportune verifiche di effettiva adozione delle azioni previste in occorrenza di eventi eccezionali;
- f) Opzione RI-2: introdurre un meccanismo incentivante per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, con un riconoscimento di costi ex-post in caso di occorrenza di eventi eccezionali, nei limiti di costi predeterminati previsti per azioni speciali di ripristino.

In base alle risposte pervenute dai soggetti partecipanti alla consultazione 645/2017/R/eel, l'opzione AIR ritenuta preferibile dai è risultata la TE-2; a tal proposito, gli operatori di rete hanno sottolineato che le decisioni finali dell'Autorità dovrebbero essere armoniche con quelle dettate dal Ministero dello Sviluppo Economico in quanto ente concedente.

Le principali osservazioni pervenute hanno riguardato:

- g) gli obblighi di rinnovo della rete: obblighi generalizzati costituirebbero un irrigidimento critico per le scelte di investimento delle imprese distributrici, pertanto non in linea con la logica *output-based*; deve essere garantita la necessaria flessibilità agli operatori nelle scelte degli interventi in rapporto sia al beneficio netto sia alle peculiarità della rete; devono inoltre essere tenute in conto la specificità del territorio e le problematiche autorizzative;
- h) il ricorso a forme di premialità: lo *sharing* dei benefici netti ha sempre rappresentato uno strumento utile ed efficace per indirizzare correttamente gli investimenti;
- i) l'individuazione degli interventi più a rischio: pur confermando la validità del criterio di scelta degli interventi da effettuare, secondo una logica di selettività che si focalizza sugli interventi a rischio più elevato, le imprese hanno sottolineato la necessità di garantire alle stesse imprese flessibilità nelle scelte degli interventi in rapporto sia al beneficio netto sia alle peculiarità della rete, tenendo conto della specificità del territorio e delle problematiche autorizzative;

- j) le penalità da applicare per ritardi nella realizzazione degli interventi o l'utilizzo di particolari tecnologie: non dovrebbero essere previsti in quanto i progetti possono richiedere modifiche o adeguamenti tecnologici non prevedibili;
- k) l'incentivazione dei soli interventi con rapporto Beneficio/Costo maggiore di 1: le imprese distributrici potrebbero non essere sufficientemente incentivate a realizzare i interventi nelle aree a maggiore vulnerabilità, soprattutto se caratterizzati da un bassa concentrazione di utenze servite e da un costo particolarmente elevato derivante dalle complessità realizzative legate agli interventi stessi (estensione e percorso delle linee, orografia del terreno, aree sottoposte a vincoli ambientali etc.).

2.2 Gli indirizzi del MiSE ai concessionari

Un ulteriore elemento fondamentale nell'ambito del procedimento, successivo alla consultazione 645/2017/R/eel, è stato il documento del 30 novembre 2017, con il quale il Ministero dello sviluppo economico (MiSE) ha trasmesso alle imprese distributrici i propri “*Indirizzi per prevenzione e gestione di eventi meteo avversi*”, nel quale il Ministero come ente concedente ha invitato tutti i concessionari del servizio di distribuzione a individuare interventi “ad alta priorità”, tenendo conto del livello di rischio della linea o del componente della rete su cui intervenire, dei benefici attesi e degli impatti sui clienti della linea o del componente oggetto di intervento, a partire da quelli a più elevata efficacia in termini di riduzione del rischio e di benefici per i clienti.

2.3 Il secondo documento per la consultazione 460/2018/R/eel

In esito alla consultazione 645/2017/R/eel, e sulla base della deliberazione 31/2018/R/eel nel frattempo adottata (vd successivo capitolo 3), l'Autorità ha inteso introdurre una regolazione sostanzialmente basata su 5 aspetti principali:

- **Pertinenza:** il meccanismo incentivante è finalizzato alla riduzione del rischio, e pertanto deve applicarsi solo a interventi pertinenti a tale finalità; sono quindi esclusi dal meccanismo incentivante eventuali interventi che, seppure contenuti nelle Sezioni resilienza dei piani di sviluppo delle imprese distributrici, non appaiono in grado di contribuire in modo sufficiente alla riduzione del rischio (“interventi esclusi”).
- **Priorità:** con l'eccezione degli “interventi esclusi”, gli interventi individuati dalle imprese distributrici nelle Sezioni resilienza dei piani di sviluppo rappresentano gli interventi ad alta priorità, in quanto le imprese devono selezionarli assegnando priorità, per ciascun fattore di rischio, agli interventi con indice di rischio più elevato.
- **Premiabilità e penalizzabilità:** l'adozione di un meccanismo incentivante che contempra sia penalità che premi risulta giustificato a fronte di uno sforzo straordinario di investimento, su un orizzonte temporale ragionevolmente concentrato, in modo che da un lato risulti di effettivo stimolo per le imprese alla realizzazione degli investimenti, e dall'altro eviti il più possibile il manifestarsi di ritardi ingiustificati nella realizzazione degli interventi, trattandosi di situazioni ad alto rischio e quindi a elevata priorità di interventi.

In merito alla premiabilità, questa è ottenuta in base a ripartizione dei benefici netti: per gli interventi non esclusi e con benefici superiori ai costi ($B/C > 1$), l'Autorità ha inteso introdurre un incentivo in forma di condivisione del beneficio netto (ovvero, la differenza tra benefici e costi: $B-C$) tra clienti finali e imprese distributrici nel caso di realizzazione degli interventi entro

i tempi previsti nel primo piano di sviluppo in cui l'intervento è stato indicato: l'incentivo è un premio addizionale alla remunerazione ordinaria degli investimenti.

In merito alla penalizzabilità, essendo gli interventi ad alta priorità (diversi da quelli esclusi) meritevoli di essere realizzati in relazione al principio dell'universalità del servizio elettrico, l'Autorità ha ritenuto necessario prevedere penalità in caso di mancata realizzazione, o ritardo nella realizzazione, di tutti gli interventi presenti nelle Sezioni resilienza dei piani di sviluppo (e non esclusi).

L'Autorità ha comunque inteso consentire che in corso d'opera alcuni interventi siano modificati o ripianificati, garantendo comunque che la facoltà di riprogrammazione non sia utilizzata dalle imprese distributrici per evitare penalità o per ottenere premi aggiuntivi.

- Efficienza ed effettività degli *output*: al fine di stimolare le imprese distributrici alla realizzazione in modo efficiente ed efficace di interventi che comportino una effettiva riduzione del rischio, la determinazione dei premi in termini di *sharing* dei benefici netti dovrà tener conto dei costi effettivamente sostenuti nonché dell'esito di opportuni controlli sull'efficacia *ex post* degli interventi realizzati.

Sulla base di tali principi, tra le diverse opzioni presentate nel quadro di applicazione della metodologia AIR (vd sopra paragrafo 2.1), l'Autorità ha ritenuto di adottare l'Opzione TE-2, in quanto, rispetto alle altre opzioni considerate, questa comporta:

- maggior coerenza con gli indirizzi dell'ente concedente (MiSE): da una parte, tutti gli interventi ad alta priorità finalizzati alla riduzione del rischio sono sottoposti a penalità nel caso di ritardata o mancata realizzazione, e dall'altra il meccanismo premiale favorisce la risoluzione di criticità ove i benefici siano superiori ai costi;
- maggior simmetria del profilo di rischio derivante dall'adesione al meccanismo incentivante: una impresa distributtrice che ambisce a ottenere i premi deve sottoporsi anche all'eventualità di penalità;
- maggior verificabilità dell'efficacia dei risultati: il monitoraggio degli interventi sottoposti al meccanismo di incentivazione permette di evidenziare gli eventuali problemi di insufficiente tenuta alle sollecitazioni che si ripetano successivamente alla realizzazione (in tali casi si prevede che il premio erogato venga ridotto del 50%).

Le principali osservazioni pervenute dai soggetti partecipanti alla seconda consultazione hanno riguardato:

- a) l'asimmetria del meccanismo incentivante, che prevedrebbe premi per gli interventi con benefici superiori ai costi e penalità, oltre che per detti interventi, anche per quelli con benefici inferiori ai costi: sul punto, l'Autorità ha precisato che tutti gli interventi "non esclusi" dal meccanismo incentivante, e pertanto caratterizzati da un rischio elevato, indipendentemente dal valore dei costi e dei benefici, devono essere considerati ad alta priorità, da realizzarsi in relazione al principio dell'universalità del servizio elettrico e secondo quanto evidenziato anche negli indirizzi del MiSE;
- b) la scarsa flessibilità che sarebbe accordata alle imprese distributrici nella riprogrammazione degli interventi, a causa sia di fattori esogeni alle stesse imprese (forza maggiore, autorizzazioni, ecc.), sia di fisiologici scostamenti temporali tra la fase di progettazione e pianificazione e quella di esecuzione degli interventi: a tale proposito, l'Autorità ha previsto che le imprese distributrici possano stabilire, nel redigere i Piani resilienza, le date di inizio e di conclusione degli interventi anche sulla base della loro

- pluridecennale esperienza in materia di autorizzazioni, contenendo inoltre la riduzione del premio inizialmente prevista nel caso in cui un intervento si concluda in ritardo rispetto alla data indicata nel Piano;
- c) la non opportunità di introdurre un vincolo al massimo tempo di ritorno pre-intervento per l'individuazione degli interventi oggetto di possibile incentivazione, pari a 50 anni: sul punto l'Autorità ha confermato tale vincolo in quanto tempi di ritorno superiori riguardano porzioni di rete progettate e realizzate secondo modalità tali da garantire un sufficiente livello di tenuta alle sollecitazioni, a prescindere dal numero di utenti interessati;
 - d) l'opportunità di applicare il meccanismo incentivante anche agli interventi conclusi nel 2018 ed avviati dal 2017: l'Autorità ha invece confermato l'applicazione del meccanismo agli interventi conclusi dal 2019 ed avviati dal 2017, in quanto solamente dopo il giugno 2018 l'Autorità ha potuto disegnare il meccanismo incentivante illustrato nel documento per la consultazione 460/2018/R/eel.

3) IL PRIMO PROVVEDIMENTO IN TEMA DI PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI PER LA RESILIENZA

Con la deliberazione 25 gennaio 2018, **31/2018/R/eel**, l’Autorità ha stabilito, con particolare riferimento alla tenuta della rete alle sollecitazioni meccaniche, che tutte le imprese distributrici devono dotarsi di un piano resilienza con orizzonte triennale, e che le principali imprese distributrici⁴ devono predisporre una sezione dedicata all’incremento della resilienza, con orizzonte triennale, all’interno del proprio piano di sviluppo soggetto ad obblighi di pubblicazione annuale ai sensi del TICA⁵ (**Piano resilienza**).

La regolazione introdotta dall’Autorità con la deliberazione 31/2018/R/eel riguarda solamente le reti di distribuzione, senza coinvolgere eventuali attività sulla rete di trasmissione. Occorre infatti precisare che, per quanto riguarda le possibili attività di Terna inerenti alla tenuta degli elementi della rete di trasmissione alle sollecitazioni meccaniche, la regolazione premi-penalità dell’energia non servita dalla rete di trasmissione, in vigore dal 2008, ha già introdotto elementi di responsabilizzazione per Terna anche per interruzioni la cui insorgenza sia attribuibile al superamento dei limiti di progetto (cause di forza maggiore), come avviene nel caso di eventi meteorologici eccezionali: in tale ambito, infatti, Terna è responsabile, seppure con meccanismi di “smussamento” degli effetti, anche per interruzioni di vasta portata dovute a cause di forza maggiore. Per quanto concerne invece le reti di distribuzione, la regolazione incentivante della continuità del servizio esclude le interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore, tra le quali sono ricomprese le interruzioni conseguenti ad un insufficiente livello di resilienza delle reti di distribuzione, dal novero delle interruzioni che concorrono alla determinazione degli obiettivi di miglioramento e della loro verifica ai fini del calcolo di premi e penalità.

La delibera 31/2018/R/eel dispone che i Piani resilienza inseriti nei piani di sviluppo delle imprese distributrici contengano, oltre all’analisi delle principali criticità conseguenti a ridotti livelli di resilienza occorse negli anni precedenti la redazione dei singoli piani, anche:

- la descrizione degli obiettivi perseguiti e dei criteri adottati dall’impresa distributtrice per la valutazione dell’indice di resilienza e per l’eventuale raggruppamento degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione;
- l’illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione che l’impresa distributtrice intende realizzare per incrementarne la resilienza;
- i risultati attesi (costi, benefici e impatti sull’utenza) con il complesso degli interventi di sviluppo e potenziamento, distintamente almeno per provincia e per fattore critico;
- i costi di investimento già sostenuti e contabilizzati fino al 31 dicembre dell’anno precedente l’orizzonte di pianificazione, i costi di investimento previsti per ciascun anno di piano e il costo totale di investimento (inclusi i costi prima e dopo l’orizzonte di pianificazione);
- la data prevista o effettiva di inizio della realizzazione e data prevista di completamento;

⁴ Le principali imprese distributrici sono:

- dal 2018, le imprese distributrici con più di 300.000 utenti (95,53% di utenti serviti);
- dal 2019, con facoltà di anticipare al 2018, le imprese distributrici soggette all’obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti (98,08% di utenti serviti);
- dal 2020, con facoltà di anticipare al 2018 o al 2019, anche le imprese distributrici con meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale (99,27% di utenti serviti).

⁵ Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08. L’articolo 4, comma 6, del TICA prevede che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti pubblichino entro il 30 giugno di ogni anno i propri piani per lo sviluppo delle reti.

- la data di effettivo completamento degli interventi o raggruppamenti di interventi completati nell'anno precedente all'anno di inizio dell'orizzonte di pianificazione.

In occasione della pubblicazione dei propri piani di sviluppo, le imprese distributrici devono anche inviare all'Autorità informazioni di maggior dettaglio per ogni intervento di incremento della resilienza, quali:

- i benefici attesi dei singoli interventi, nonché i valori attuali netti (VAN) attesi di benefici e costi (inclusi i costi operativi), in formato di tabella elaborabile, con indicazione dei parametri quantitativi utilizzati per le stime dei benefici;
- una relazione sullo stato di avanzamento (es.: in progetto, in autorizzazione, in realizzazione, completato) dei singoli interventi al 31 dicembre dell'anno precedente all'anno di inizio dell'orizzonte di pianificazione, che comprenda, per quelli completati, il confronto tra costi e tempi effettivi e previsti al momento del loro inserimento nel piano.

Per quanto riguarda i benefici associabili ai singoli interventi destinati al miglioramento della resilienza, ai fini della loro rappresentazione nei piani per la resilienza il TIQE prevede cinque categorie di beneficio:

- B1: minori costi conseguenti alla riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete;
- B2: minori costi conseguenti alla riduzione degli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete;
- B3: minori costi conseguenti alla riduzione di interruzioni ordinarie comunque ottenibili grazie agli interventi per la resilienza;
- B4: minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie;
- B5: altri minori costi o altri benefici che non siano oggetto di potenziale doppio conteggio con i benefici già considerati.

Con particolare riferimento ai benefici B1 e B3, per la determinazione dei minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza delle linee elettriche devono essere utilizzati i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici, oltre ad una durata delle interruzioni costante, pari a 16 ore per le linee aeree e 8 ore per le linee in cavo, sulla base dell'analisi storica delle interruzioni di lunga durata (escluse quelle che si risolvono nell'ambito dell'esercizio ordinario della rete).

I valori economici di cui sopra sono definiti aggiornando, in via semplificata, i valori medi di disponibilità a pagare per evitare interruzioni (*Willingness To Pay*, WTP) e disponibilità ad accettare interruzioni (*Willingness To Accept*, WTA), definiti nel 2003 rispettivamente pari a 10,39 €/kWh non fornito per utenti domestici e 45,23 €/kWh non fornito per utenti non domestici (vd. tabella 10 del DCO 20/2011).

Con la delibera 31/2018/R/eel è stata inoltre introdotta la Scheda n. 7 che illustra i criteri minimi per la presentazione dei benefici, suddivisi come sopra indicato, e dei costi.

I piani di sviluppo pubblicati dalle imprese distributrici hanno evidenziato che le stesse imprese identificano gli interventi di incremento della resilienza tramite l'applicazione di metodologie di analisi dei rischi tra loro non omogenee (anche in relazione al medesimo fattore critico). L'Autorità ritiene che in una prima fase, almeno fino a che non si siano consolidate per ciascun fattore di rischio metodologie omogenee per tutte le imprese distributrici, siano le stesse imprese a selezionare gli interventi più efficienti per i principali fattori critici che impattano sul loro

territorio. In ogni caso, anche a seguito del consolidamento dei modelli matematici e della omogeneizzazione delle metodologie di calcolo degli indici di rischio finalizzate ad individuare le porzioni di rete sui cui intervenire, solo le imprese distributrici avranno le informazioni sulle effettive condizioni di fattibilità degli interventi, ragion per cui la scelta degli interventi da realizzare sarà comunque in capo alle medesime imprese.

In questa prospettiva e con riferimento al fattore critico “manicotto di ghiaccio”, con la delibera 31/2018/R/eel l’Autorità ha conferito mandato al CEI per avviare un percorso di verifica delle mappe di carichi attesi al fine di un loro aggiornamento, anche valutando l’attendibilità di approcci modellistici alla luce dei risultati delle prime sperimentazioni nazionali e internazionali.

4) IL SECONDO PROVVEDIMENTO IN TEMA DI MECCANISMO INCENTIVANTE PER LA RESILIENZA

Con la deliberazione 668/2018/R/eel l’Autorità ha introdotto (artt. da 79bis a 79septies) un meccanismo incentivante coerente con l’opzione TE-2 presentata nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel, e la Scheda 8 “Criteri per la selezione degli interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell’energia elettrica”, in grado di fornire un ausilio alle imprese distributrici per la valutazione e la selezione degli interventi finalizzati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica. Sono inoltre state introdotte le definizioni di resilienza, tempo di ritorno (TR), numero di utenti disalimentati ai fini della resilienza (NUD) e di indice di rischio (IRI). Nel seguito sono sintetizzate le principali integrazioni al TIQE introdotte con la deliberazione 668/2018/R/eel.

5.1 Interventi eleggibili a premio e/o penalità: articoli 79bis e 79septies del TIQE

- E’ stata disposta l’esclusione dall’ambito del meccanismo incentivante degli interventi presenti nei Piani resilienza delle imprese distributrici che presentino tempi di ritorno valutati prima dell’intervento (*TR-pre*) sufficientemente alti; indicativamente, e tenendo conto delle analisi condotte, si è ritenuto che una soglia di esclusione adeguata possa essere relativa ad interventi su elementi di rete caratterizzati da *TR-pre* superiore a 50 anni: gli interventi con *TR-pre* superiore a 50 anni, considerato accettabile sulla base dei riferimenti di cui alla norma CEI EN 50341, riguardano infatti porzioni di rete progettate/realizzate secondo modalità tali da garantire un sufficiente livello di tenuta alle sollecitazioni, a prescindere dal numero di utenti interessati.

L’utilizzo del solo rapporto B/C al fine di individuare gli interventi inclusi/esclusi non è stato ritenuto adeguato, dal momento che catturerebbe solamente una parte degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni:

- sarebbero esclusi gli interventi con *TR-pre* inferiore a 50 anni ma caratterizzati da un basso beneficio a seguito di un limitato numero di utenti coinvolti;
- sarebbero compresi interventi con *TR-pre* superiore a 50 anni (quindi con bassa probabilità di disservizio) e con costi molto bassi, rispetto a pur bassi benefici (da un intervento con alto valore di *TR-pre* potrebbe conseguire un leggero aumento del TR, tale da non determinare importanti benefici).

D’altra parte, l’utilizzo del solo indice di rischio ($IRI=NUD/TR$) al fine di individuare gli interventi inclusi/esclusi potrebbe escludere gli interventi caratterizzati da un limitato numero di utenti disalimentati (NUD), anche se soggetti ad importanti rischi di disalimentazioni in relazione ad un determinato fattore di rischio, in contraddizione con gli indirizzi del MiSE ai gestori di rete concessionari laddove questi prevedono che le priorità di intervento “*dovranno indicare le aree dove più frequenti sono i rischi che possono compromettere l’integrità e/o la funzionalità dell’infrastruttura indipendentemente dal numero delle utenze impattate*”.

- L’Autorità ha disposto l’avvio del meccanismo a decorrere dal 2019 in relazione alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo 2019-2021, prevedendo che il meccanismo di incentivazione (premi e penali) possa applicarsi agli interventi che hanno data di conclusione prevista a partire dal 2019 fino al 2024, anche se sono stati avviati nel 2017 o 2018.

La decorrenza dal 2019 è motivata dal fatto che le principali imprese distributrici hanno comunicato i dati relativi agli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni nel giugno

2018, in attuazione dell'articolo 78 del TIQE: solamente a seguito di tali comunicazioni è stato possibile all'Autorità disegnare il meccanismo incentivante illustrato nel documento per la consultazione 460/2018/R/eel, pubblicato nel mese di settembre 2018, ma anche in ragione del regime di *prorogatio* in cui ha operato il Collegio dell'Autorità sino a fine agosto 2018.

All'articolo 79septies è stata prevista la possibilità di ricomprendere nel meccanismo incentivante gli interventi “non esclusi” avviati nel 2017 o nel 2018, purché conclusi dal 2019 in poi, ed inseriti nei Piani resilienza 2018-20 trasmessi all'Autorità nel giugno 2018, è stata ritenuta ammissibile dall'Autorità in applicazione della determina della Direzione Infrastrutture 2/2017, che ha approvato la parte prima delle Linee guida sulla base delle quali gli operatori di rete hanno predisposto i Piani di lavoro al 31 marzo 2017 (di fatto una versione preliminare dei piani resilienza), sulla base dei quali hanno in molti casi avviato le relative attività.

La conclusione degli interventi ammissibili al meccanismo incentivante è stata fissata non oltre il 2024, in considerazione dell'esigenza di promuovere uno sforzo straordinario e concentrare l'applicazione del meccanismo ad un periodo di sei anni (dal 2019 al 2024), ritenuto adeguato ad eliminare le situazioni più problematiche in relazione ai diversi fattori critici.

- All'articolo 79septies è stata prevista la facoltà per le imprese distributrici di richiedere il posticipo dell'applicazione del meccanismo premi/penalità per uno o due anni, in particolare ove ciò sia utile al miglioramento delle metodologie di analisi del rischio per aspetti non ancora consolidati o in considerazione della dimensione delle imprese.
- Per quanto riguarda le date di inizio e fine intervento, è stato introdotto l'obbligo di esprimere le scadenze di inizio e fine degli interventi con l'indicazione del semestre (gennaio-giugno e luglio-dicembre) in cui si prevede che avvengano (o in cui sono avvenuti, a consuntivo). Ciò permette un certo margine di flessibilità alle imprese distributrici per poter modificare, all'interno di ciascun semestre, eventuali variazioni nelle tempistiche di avvio o conclusione delle attività, e non appare particolarmente oneroso per le stesse imprese.
- Ogni intervento presente nel piano e che non sia escluso dal meccanismo incentivante deve essere classificato, oltre che da un codice identificativo, anche in base all'anno in cui compare per la prima volta nel piano di sviluppo. Ciò al fine di evitare che, in conseguenza di eventuali ripianificazioni, si evitino penalità per ritardi rispetto alla prima data prevista per la realizzazione dell'intervento.
- Non sono stati ritenuti eleggibili a premio e/o penalità gli interventi riconducibili a sistemi di protezione e automazione, in quanto la connessione della generazione da fonte rinnovabile alle reti di distribuzione avvenuta negli ultimi anni ha avuto importanti riflessi sia sullo sviluppo che sull'esercizio di tali reti, in quanto hanno beneficiato del potenziamento dei sistemi di telecontrollo e automazione. Pertanto, al fine di evitare duplicazione di incentivi, non sono stati ammessi a questa incentivazione interventi di automazione o telecontrollo che, oltre a essere ordinariamente remunerati dai meccanismi di riconoscimento dei costi, generano effetti positivi sugli indicatori ordinari della continuità del servizio e sono quindi già oggetto di premialità.
- Ai fini dell'incentivazione degli interventi contenuti nei Piani resilienza occorre avere evidenza dell'efficacia di ciascun intervento e non di gruppi di interventi, in modo da assicurare che la selezione degli interventi sia effettuata attraverso il ricorso a indici riferiti a un perimetro che non permetta eventuali compensazioni tra un intervento e l'altro. Risulta quindi necessario che, ai fini dell'incentivazione, ogni intervento debba riferirsi ad una linea o ad un tratto di rete ma comunque circoscrivibile (ad esempio una linea MT e la sua controalimentante).

- Al comma 79bis.2, l’Autorità ha previsto la non eleggibilità a premio e/o penalità degli interventi che non ottemperano alle disposizioni di cui all’articolo 78 e alle schede 7 e 8 del TIQE, dando importanza ad una presentazione uniforme delle informazioni comunicate dalle imprese distributrici, secondo i criteri definiti dall’Autorità.

5.2 Interventi eleggibili a premio e dimensionamento premio: articolo 79ter del TIQE

- Al fine di stimolare le imprese distributrici ad operare in modo efficiente in relazione ad ogni intervento di incremento della resilienza presente nei Piani resilienza, qualora non escluso e realizzato nel semestre indicato nel primo Piano in cui è stato inserito (scadenza “originaria”), ad ogni impresa distributtrice è riconosciuto un premio per ogni intervento applicando una logica di *sharing* del beneficio netto dell’intervento stesso. Tale logica è quindi applicabile solo in presenza di un beneficio netto positivo: gli interventi di incremento della resilienza con benefici inferiori ai costi sono comunque soggetti alle penalità in caso di ritardo o di mancata realizzazione, ma, in ogni caso, non daranno luogo a premi.
- Il premio è pari al 20% del beneficio netto effettivo di ciascun intervento con benefici superiori ai costi, che si concluda nel rispetto dei tempi previsti per la sua realizzazione e che non sia stato escluso in via preliminare dall’ambito del meccanismo. Per beneficio netto effettivo si intende la differenza tra benefici stimati nel Piano resilienza e i costi effettivi: l’esigenza di realizzare gli interventi anche in modo efficiente ed efficace comporta da un lato la necessità di considerare i costi effettivi consuntivati a conclusione dell’intervento, dall’altro la necessità che l’intervento sia concluso secondo la consistenza prevista nel Piano resilienza.

Qualora la consistenza dell’intervento dovesse essere diversa da quella prevista nel Piano resilienza oltre una certa soglia, anche i benefici inizialmente stimati dovrebbero essere ricalcolati per riflettere il più possibile quelli netti effettivi. A tal fine, si è ritenuto che, nel caso il numero di utenti interessati da un singolo intervento (NUD) ed effettivamente consuntivato dovesse essere diverso da quello inizialmente previsto per oltre il +/- 20%, ai fini della determinazione del premio sia necessario ricalcolare il valore attuale netto dei benefici assumendo come riferimento il numero di utenti effettivamente consuntivato.

- Per ogni impresa distributtrice e per ciascuno dei trienni 2019-21 e 2022-24 è stato introdotto un tetto massimo ai premi netti, intesi come differenza tra premi e penalità senza tenere conto dell’eventuale annullamento delle penalità di cui al comma 79quinquies.6. Per ogni triennio il tetto massimo è pari al 25% del valore attuale netto dei costi a preventivo di tutti gli interventi dell’impresa con data di effettivo completamento nel medesimo triennio.

Tra gli interventi che concorrono al tetto massimo ai premi netti sono inclusi quelli eleggibili a sole penalità, quindi anche quelli con benefici inferiori ai costi. Sono inoltre esclusi dalla base di calcolo del tetto ai premi netti gli interventi con *TR-pre* superiore a 50 anni. Il riferimento ai costi a preventivo è opportuno ai fini di una maggior prevedibilità degli effetti del meccanismo, oltre che di coerenza con gli incentivi del meccanismo.

5.3 Interventi eleggibili a penalità e dimensionamento delle penalità: articolo 79quater del TIQE

- Coerentemente con l’applicazione dei premi, sono state disposte penalità, per ritardi o mancata effettuazione degli interventi “non esclusi”, rapportate al costo dell’intervento secondo una logica di penalizzazione progressiva in funzione del ritardo realizzativo rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell’intervento:

- un ritardo di un semestre rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporta il mancato ottenimento del premio ma non determina alcuna penalità;
 - un ritardo di due semestri rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporta il mancato ottenimento del premio ed una penalità del 10% dei costi consuntivati;
 - un ritardo di tre o più semestri rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporta il mancato ottenimento del premio ed una penalità del 25% dei costi consuntivati;
 - nel caso di un ritardo superiore a tre semestri è previsto l'obbligo per l'impresa distributrice di predisporre una relazione dettagliata sulle cause di ritardo, sulle le azioni intraprese per il recupero di tale ritardo e sugli ulteriori costi derivanti dal ritardo stesso. Tale relazione deve essere pubblicata nel sito internet dell'impresa e inviata all'Autorità e all'ente concedente l'attività di distribuzione.
- E' previsto il possibile annullamento delle penalità eventualmente irrogate in ciascuno dei due trienni 2019-2021 e 2022-2024 qualora, nei medesimi trienni, l'insieme degli interventi conclusi entro le date indicate in occasione del primo inserimento di detti interventi nei Piani resilienza si riferiscano ad almeno il 90% degli utenti interessati, valutati a consuntivo.

5.4 Monitoraggio dell'efficacia degli interventi: articolo 79sexies del TIQE

- Al fine di responsabilizzare le imprese distributrici nella corretta individuazione degli interventi da inserire nel Piano resilienza, e di evidenziare che eventuali problemi di insufficiente tenuta alle sollecitazioni si ripetano successivamente alla realizzazione degli interventi, è stato previsto il monitoraggio degli interventi sottoposti al meccanismo di incentivazione.

Qualora nei cinque anni successivi a quello nel quale si è concluso il singolo intervento incluso nel Piano resilienza si verifichi almeno un evento interruttivo - dovuto allo stesso fattore di rischio che ha motivato la realizzazione dell'intervento - che metta fuori servizio per almeno 8 ore una linea o parte di linea oggetto dell'intervento, è stato previsto l'obbligo di restituire il 50% del premio erogato in relazione al medesimo intervento.

5.5 Altre disposizioni

Con la delibera 668/2018/R/eel l'Autorità ha inoltre:

1. conferito mandato al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) per la finalizzazione e l'armonizzazione delle metodologie specifiche di analisi del rischio e di selezione degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, associabili ai diversi fattori di rischio (cfr comma 77.3 del TIQE), sviluppate dalle imprese distributrici, anche alla luce delle loro prime applicazioni;
2. stabilito che, nelle more della conclusione del mandato di cui al punto precedente, le imprese distributrici possano continuare ad avvalersi delle proprie metodologie specifiche di analisi del rischio e di selezione degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, purché sviluppate sulla base dei criteri generali di cui alla nuova Scheda n. 8 del TIQE;
3. previsto la possibile successiva adozione di istruzioni operative per l'adeguamento delle proprie determinazioni in esito ai lavori di cui al precedente punto 1., con particolare riferimento alla determinazione della Direzione Infrastrutture 2/2017;

4. previsto l'avvio di un monitoraggio degli investimenti di rinnovo della rete, anche definendo nuovi obblighi di rilevazione e rendicontazione di detti investimenti sia sotto l'aspetto fisico che contabile, allo scopo di permettere all'Autorità di fare proprie valutazioni specifiche sui temi dell'addizionalità degli investimenti e della tracciatura dei costi effettivamente sostenuti per la realizzazione degli interventi.

5) IMPATTO PREVISTO PER L'INCENTIVAZIONE DEGLI INTERVENTI PER LA RESILIENZA

Nell'Appendice 1 è riportata la stima dell'onere potenziale connesso all'incentivazione degli interventi di resilienza, realizzato sulla base dei Piani resilienza del triennio 2018-2020 trasmessi all'Autorità nel giugno 2018 dalle principali imprese distributrici (5 imprese).

Nel caso di pieno rispetto dei Piani resilienza 2018-2020, in tale triennio i premi netti sarebbero pari a circa 97 milioni di euro, cui corrisponde un onere di circa 0,9 euro/cliente all'anno, mentre le penalità sarebbero nulle.

Per avere un termine di confronto, si consideri che l'impatto atteso degli incentivi della continuità del servizio nel quadriennio di regolazione 2016-19 è di 0,5 €/cliente all'anno (1,4 €/cliente all'anno nel quadriennio precedente, 2012-15), a fronte di un ricavo medio per utente per il servizio di distribuzione di circa 150 euro/cliente all'anno.

In merito alla quantificazione degli investimenti necessari alla implementazione dei predetti Piani resilienza, la somma dei costi di capitale per investimenti di resilienza delle prime 5 principali imprese distributrici è pari a circa 525 milioni di euro nel triennio 2018-2020 (175 milioni di euro all'anno), rispetto ad un ammontare medio di investimenti negli ultimi anni pari a circa 1 miliardo di euro all'anno.

APPENDICE 1. Sintesi delle “Sezioni resilienza” dei Piani di sviluppo 2018-20 dalle principali imprese distributrici

Da un’analisi dei Piani resilienza (Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo delle principali imprese distributrici), per quanto riguarda i principali fattori di rischio presi in considerazione (precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve e ondate di calore o prolungati periodi di siccità) risulta che:

- con riferimento a 886 interventi previsti per la riduzione del rischio di formazione del manicotto di ghiaccio, il 14% circa presenta valori di tempi di ritorno superiori a 50 anni, quindi situazioni non particolarmente critiche in base ai riferimenti della norma CEI EN 50341;
- con riferimento a 954 interventi per far fronte alle ondate di calore, il 70% presenta valori di tempi di ritorno superiori a 50 anni, quindi situazioni non particolarmente critiche se, anche per questo fattore critico, si considerano accettabili i medesimi riferimenti della norma CEI EN 50341.

Da una prima analisi del rapporto benefici/costi per gli interventi inseriti nelle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo, il valore di tale rapporto è superiore a 1 per il 60% degli interventi destinati alla riduzione del rischio di formazione del manicotto di ghiaccio e per il 43% degli interventi destinati alla riduzione del rischio di guasti conseguenti ad ondate di calore.

La sintesi delle analisi quantitative dei dati relativi alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo trasmessi dalle principali imprese distributrici entro il 30 giugno 2018 è rappresentata nelle tabelle seguenti.

Interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni per impresa distributtrice e per fattore critico:

Impresa	Fattore critico	Sezioni resilienza 2018 – 2020		
		N° clienti BT beneficiari	Benefici Attualizzati k€	Costi Attualizzati k€
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	Ondata di calore	2.816.663	131.347	97.337
	Manicotto di ghiaccio o neve	1.270.875	886.130	383.811
UNARETI S.P.A.	Ondata di calore	685.467	109.517	12.083
	Allagamenti	6.165	12.241	6.093
	Manicotto di ghiaccio o neve	3.921	5.088	5.194
ARETI S.P.A.	Allagamenti	136.859	59.727	11.552
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	Caduta piante	24.773	16.763	3.221
IRETI S.P.A.	Ondata di calore	15.262	11.763	4.999
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.457	12.654	713

Interventi non esclusi e con B/C maggiore di 1 per impresa distributrice e per fattore critico:

Impresa	Fattore critico	Sezioni resilienza 2018 - 2020		
		N° clienti BT beneficiari	Benefici Attualizzati k€	Costi Attualizzati k€
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	Ondata di calore	635.636	99.249	16.397
	Manicotto di ghiaccio o neve	909.174	828.366	195.413
UNARETI S.P.A.	Ondata di calore	1.163	89	70
	Allagamenti	5.450	11.343	4.622
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.506	1.754	266
ARETI S.P.A.	Allagamenti			
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	Caduta piante	24.773	16.763	3.221
IRETI S.P.A.	Ondata di calore	9.035	9.595	1.577
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.457	12.654	713