

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

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1004^a riunione del 25 gennaio 2018

VISTI:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (di seguito: Direttiva 2009/28/CE);
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/72/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 novembre 2017, recante l'adozione della Strategia Energetica Nazionale 2017 (di seguito: decreto SEN 2017);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 ed il relativo Allegato A (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM ed il relativo Allegato A (di seguito: TIUF),
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 644/2015/E/EEL e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/EEL ed il relativo Allegato A (di seguito: TIQE);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL;

- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL ed il relativo Allegato A (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2016, 545/2016/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 9 marzo 2017, 127/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 856/2017/R/EEL);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 18 febbraio 2016, 6/2016 (di seguito: determinazione DIUC 6/2016);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 7 marzo 2017, 2/2017 (di seguito: determinazione DIEU 2/2017);
- la proposta della Commissione europea per una Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica COM(2016) 864 final/2, 2016/0380(COD), *corrigendum* del 23 febbraio 2017 (di seguito: proposta *Clean Energy Package* di Direttiva elettricità);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 48/2015/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 415/2015/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 settembre 2017, 645/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 645/2017/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di rete), di cui al DPCM 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall’Autorità;
- i piani di sviluppo delle imprese distributrici (di seguito: Piani di sviluppo) fino all’edizione del 2017;
- i piani di lavoro in materia di resilienza del sistema elettrico, trasmessi all’Autorità dalle imprese distributrici con più di 50.000 utenti e da Terna S.p.A.;
- i piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale fino al 2015 e gli schemi di Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2016 e 2017;
- la comunicazione della Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e il nucleare del Ministero dello sviluppo economico (di seguito: MiSE) ai concessionari del servizio di distribuzione e a Terna S.p.A. in materia di “indirizzi per prevenzione e gestione di eventi meteo avversi”;
- le osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito dei processi di consultazione pubblica dell’Autorità di cui ai suddetti documenti per la consultazione, con particolare riferimento al documento 645/2017/R/EEL;
- la norma CEI EN 50341 (EN 50341-2-13);
- la documentazione rilasciata dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), in materia di resilienza del sistema elettrico, disponibile sul sito internet dell’Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 1, comma 1, della legge 481/95 affida all'Autorità il compito di garantire, tra l'altro, la promozione dell'efficienza nonché di adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività nei servizi di pubblica utilità del settore elettrico;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 481/95 prevede che l'Autorità emani le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità;
- l'articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 28/11 prevede che le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, rendano pubblico con periodicità annuale il piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall'Autorità e che il piano di sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna S.p.a. e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indichi i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione;
- la Direttiva 2009/72/CE dispone, all'articolo 25(1), che il gestore del sistema di distribuzione abbia la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica;
- l'articolo 2 del decreto legislativo 79/99, per effetto delle modifiche disposte dall'articolo 34 del decreto legislativo 93/11, definisce per il gestore del sistema di distribuzione la responsabilità dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica;
- la proposta *Clean Energy Package* di Direttiva elettricità propone, all'articolo 33(2), che lo sviluppo di un sistema di distribuzione sia basato - in futuro - su un piano trasparente di sviluppo della rete, che gli operatori dei sistemi di distribuzione presentano ogni due anni all'autorità di regolamentazione e che il piano di sviluppo della rete specifichi gli investimenti programmati per i successivi cinque-dieci anni, e in particolare le principali infrastrutture di distribuzione necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici.
- l'allegato al decreto SEN 2017 include fra gli obiettivi strategici al 2030 in tema di sicurezza energetica quello di *“promuovere la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze”*;
- l'allegato al decreto SEN 2017 indica, tra l'altro, che *“considerata l'intensificazione di eventi meteorologici estremi e la scarsa capacità della rete di rispondere prontamente a tali eventi, è necessario richiedere ai gestori delle reti piani di investimento specifici e definire nuovi standard di resilienza, che si affianchino ai*

tradizionali standard di qualità del servizio. A tal riguardo è opportuno promuovere prassi di valutazione e progettazione delle infrastrutture elettriche che considerino il trend di cambiamento delle condizioni climatiche”.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 483/2014/R/EEL, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione per il periodo di regolazione con decorrenza dal 1 gennaio 2016;
- l’Autorità, con il proprio Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018 approvato con deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A, ha indicato che ritiene strategico e prioritario introdurre per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, principi di accresciuta selettività degli investimenti;
- nell’ambito di tale procedimento, l’Autorità ha esaminato gli aspetti relativi alla resilienza dei sistemi di distribuzione, a partire dal documento per la consultazione 48/2015/R/EEL;
- con la deliberazione 646/2015/R/EEL, l’Autorità ha approvato il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, a seguito dei documenti per la consultazione 48/2015/R/EEL e 415/2015/R/EEL;
- con l’articolo 77, comma 1, del TIQE, l’Autorità ha previsto che le imprese distributrici con più di 50.000 utenti trasmettessero all’Autorità un piano di lavoro finalizzato all’adozione di misure regolatorie volte all’incremento della resilienza del sistema elettrico.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in attuazione del punto 3, lettera c), della deliberazione 646/2015/R/EEL, la determinazione DIUC 6/2016 ha istituito un Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico, tra le cui finalità vi è quella di approfondire il tema della resilienza delle reti elettriche (di seguito: Tavolo resilienza);
- il Tavolo resilienza ha concentrato il primo anno di attività sulla tenuta delle reti alle sollecitazioni, ed in particolare sulla definizione di una metodologia per l’individuazione di interventi, da parte delle 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;
- in esito ai lavori del Tavolo resilienza, il Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità con la determinazione DIEU 2/2017 ha approvato le Linee guida per la presentazione dei piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico (parte prima), che definiscono elementi per il calcolo dell’indice di resilienza (IRE) definito pari al tempo di ritorno dell’evento diviso il numero di utenti in bassa tensione disalimentati;

- i suddetti piani di lavoro sono stati trasmessi all’Autorità dalle imprese distributrici con più di 50.000 utenti e sono stati successivamente utilizzati per formulare gli orientamenti contenuti nel documento per la consultazione 645/2017/R/EEL;
- in materia di ripristino della fornitura, con la deliberazione 127/2017/R/EEL l’Autorità ha stabilito che a, decorrere dal 1° ottobre 2017, l’onere degli indennizzi corrisposti agli utenti è a carico degli operatori di rete, per la quota eccedente il limite di 72 ore di interruzione, sino ad un massimo di 240 ore, anche per interruzioni il cui innesco è dovuto a cause di forza maggiore, salvo i casi di posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
- il Tavolo resilienza si sta strutturando con ulteriori gruppi di lavoro in cui le imprese distributrici, con l’ausilio di altri partecipanti, affronteranno le tematiche relative a fattori critici di rischio ulteriori rispetto al manicotto di ghiaccio o neve, nonché le tematiche relative al ripristino.

CONSIDERATO CHE:

- 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, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica;
- l’articolo 14 del TIUF definisce obblighi del gestore indipendente che amministra le attività dell’impresa distributtrice, fra cui la delega a predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture;
- in particolare, ai sensi dell’articolo 14, comma 3, del TIUF, il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture predisposto dal gestore indipendente individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell’attività oggetto di separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano; il piano deve riportare, altresì, gli interventi effettuati nell’ultimo anno per il quale sono disponibili i relativi costi a consuntivo;
- l’Autorità, con la deliberazione 627/2016/R/EEL, ha introdotto specifiche disposizioni per la consultazione pubblica del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica;
- l’Autorità, con la deliberazione 856/2017/R/EEL, fra le altre disposizioni, ha verificato positivamente la conformità dell’Allegato A.74 al Codice di rete, che è il documento in cui Terna declina gli elementi della metodologia di analisi dei costi e dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il documento per la consultazione 645/2017/R/EEL l’Autorità ha presentato, in materia di resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, un quadro di possibili meccanismi di incentivazione di tipo non solo economico, ma anche reputazionale, coerenti con:

- a) la duplice componente della resilienza, insistendo quindi sia sull'incremento della tenuta alle sollecitazioni sia sulla maggiore efficacia e tempestività del ripristino;
- b) la necessità di limitare, per quanto possibile, la sovrapposizione di effetti tra meccanismi incentivanti di tipo economico, in particolare rispetto a quelli già in essere per la continuità del servizio;
- c) l'attesa prospettiva di sempre maggior integrazione della regolazione tariffaria e della qualità, proiettata verso due direttrici principali: da una parte un approccio "*forward-looking*" che impegnerà in modo sempre più intenso la pianificazione degli investimenti e delle attività di gestione (*business plan* su un orizzonte di medio periodo), e dall'altra un approccio di tipo "spesa totale (*totex*)" per il riconoscimento dei costi che superi l'attuale disparità di trattamento regolatorio per il riconoscimento dei costi di capitale (*capex*) e dei costi operativi (*opex*);
- in tale quadro, con il suddetto documento l'Autorità ha, tra l'altro, formulato orientamenti in materia di:
 - a) incentivazione reputazionale;
 - b) incentivazione economica per l'incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni;
 - c) incentivazione economica per migliorare l'efficacia del ripristino della fornitura;
- con riferimento all'incentivazione reputazionale, l'Autorità ha:
 - a) delineato un percorso dagli attuali Piani di sviluppo a Piani Integrati di Distribuzione, in cui i già richiamati piani di lavoro del marzo 2017 hanno rappresentato un primo *step*, a cui seguirebbe uno *step* intermedio in cui le imprese distributrici, dapprima con dimensione superiore a 300.000 clienti, predispongano sezioni dedicate alla resilienza nell'ambito dei propri Piani di sviluppo, redatte con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per la tracciabilità degli interventi effettuati, ai fini di pubblicazione e monitoraggio per poi a tendere, come successivo *step*, a forme integrate di pianificazione con Piani Integrati di Distribuzione;
 - b) anche alla luce delle disomogeneità che hanno caratterizzato il primo *step* dei piani di lavoro del marzo 2017, illustrato alcuni criteri minimi di omogeneità per le sezioni dei Piani di sviluppo dedicate alla resilienza;
 - c) proposto la redazione di schede intervento, ad accompagnamento delle sezioni dei Piani di sviluppo dedicate alla resilienza, aggiornate periodicamente dalle imprese distributrici in corso d'anno ai fini di monitoraggio dell'avanzamento;
 - d) fornito criteri minimi di omogeneità per la presentazione e la tracciabilità degli interventi proposti e in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi ad essi relativi.
- con riferimento sia all'incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni che al miglioramento dell'efficacia per il ripristino della fornitura, l'Autorità ha formulato opzioni alternative, in applicazione della metodologia AIR, per possibili meccanismi incentivanti e relativi meccanismi di controllo, ritenendo opportuno, per entrambe le tematiche, lo svolgimento di una seconda consultazione con la formulazione degli orientamenti finali dell'Autorità;

- sempre con il documento per la consultazione 645/2017/R/EEL l’Autorità, in relazione al fattore critico “manicotto di ghiaccio o neve”, in esito all’esame dei piani di lavoro ricevuti nel marzo 2017 e a successivi confronti con gli operatori di rete, ha rilevato 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 e da e-distribuzione, ottenute sulla base di modelli matematici con i dati meteorologici disponibili.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nelle osservazioni al documento per la consultazione 645/2017/R/EEL, in riferimento all’incentivazione reputazionale, si è riscontrata una generale condivisione dell’approccio basato su uno *step* intermedio tra lo *step* iniziale (piani di lavoro del marzo 2017) e l’obiettivo finale di Piani Integrati di Distribuzione; con specifici commenti di seguito sintetizzati:
 - a) sarebbe utile adottare una maggiore flessibilità nell’avvio dello *step* intermedio. In particolare, il 2018 potrebbe essere considerato un anno transitorio. Il 2018 dovrebbe inoltre essere considerato il periodo per la predisposizione di tutti gli elementi necessari all’avvio dello *step* intermedio affinché le imprese possano recepire nelle sezioni dedicate alla resilienza dei propri Piani di Sviluppo le indicazioni regolatorie a valere dagli investimenti/azioni per l’anno 2019;
 - b) in riferimento all’anno di implementazione, è necessario introdurre una tempistica più ampia rispetto a quella indicata nel documento 645/2017/R/EEL. La data di avvio dovrebbe comunque essere successiva al 2018;
 - c) sarebbe utile applicare lo *step* intermedio ai distributori con più di 100.000 utenti;
 - d) è condivisibile, nel 2018, la pubblicazione sul sito internet delle imprese di distribuzione e dell’Autorità degli interventi in resilienza, con l’evidenza degli interventi selezionati e dei relativi costi e benefici associati;
 - e) dovrebbe essere possibile escludere - dai criteri minimi nelle sezioni di sviluppo sulla resilienza - l’estensione delle analisi su tutta la rete di distribuzione con riferimento all’età degli elementi di rete e delle azioni di rinnovo già previste e, per quanto possibile, dei fenomeni di invecchiamento, con la considerazione che tali estensioni di analisi potrebbero rivelarsi molto onerose in termini di raccolta dati ed analisi;
- in riferimento all’incentivazione reputazionale e a un suo possibile collegamento con eventuali incentivazioni economiche:
 - a) la suddetta proposta di posticipazione della data di avvio è motivata dal fatto che al momento non sono adeguatamente definite né le azioni che dovrebbero eseguire gli operatori né gli eventuali meccanismi di incentivazione;
 - b) è necessario che l’Autorità 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;

- c) la paventata urgenza dell'avvio dei Piani di investimento per la resilienza e le azioni già pianificate che saranno messe in campo dai Gestori di Rete non si conciliano con la definizione da parte del Regolatore di quelle che in gergo possono essere considerate *investment rule*;
- riguardo l'analisi dei costi e dei benefici, oltre a quanto suindicato, pur nella condivisione degli orientamenti dell'Autorità, è stata sottolineata la necessità che vi siano delle modalità di calcolo comuni e condivise tra gli operatori, in particolare per la determinazione dei costi e dei benefici. In ottica di omogeneità sarebbe opportuno poter disporre anche di linee guida specifiche e dettagliate che consentano di effettuare un'analisi costi benefici standardizzata e facilmente applicabile alle diverse tipologie di intervento e che in special modo nella parte relativa alla valutazione dei benefici occorrerebbe un dettaglio delle tipologie di beneficio da considerare ed una linea guida per la pesatura degli stessi. Infine, solamente metriche consolidate e condivise tra tutti gli Operatori coinvolti consentirebbero la confrontabilità delle metodologie di individuazione delle soluzioni di investimento per l'incremento della resilienza delle reti elettriche e che è opportuno individuare dei criteri omogenei per la valutazione dei benefici;
 - riguardo gli orientamenti di dettaglio in materia di schede intervento, è stato ritenuto opportuno che l'Autorità avvii, in collaborazione con gli operatori, nell'ambito del Tavolo resilienza, un'azione di predisposizione dettagliata delle modalità di presentazione degli interventi e dei relativi *template*. Risulta inoltre necessario (i) un maggior livello di dettaglio riguardo alle caratteristiche che dovrebbero avere le schede di intervento resilienza (ii) consentire l'utilizzo, in luogo delle "schede intervento resilienza", delle tabelle di sintesi del tipo riportato in Appendice 3 al documento per la consultazione 645/2017/R/EEL perché 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. E' stata anche rimarcata la necessità di schede dettagliate per tipologia di intervento, specifiche al variare della tipologia di intervento e standardizzate, in modo da consentire ai distributori di redigere e presentare piani di resilienza strutturalmente omogenei fra di loro;
 - in relazione al monitoraggio dell'avanzamento degli interventi, sono state indicate complessità organizzative e, nell'ottica di garantire, comunque, la trasparenza, l'ipotesi di un aggiornamento semestrale.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno che le imprese distributrici predispongano un piano per la resilienza, in modo coordinato con Terna, se interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, e con le imprese distributrici interconnesse e sottese, da rendere pubblico e/o comunicare alle amministrazioni locali e altri soggetti interessati con modalità che possono differenziarsi in relazione alla dimensione dell'impresa;

- definire, tenendo conto degli esiti della consultazione e delle valutazioni in premessa, direttive per l'inserimento di sezioni relative alla resilienza nei piani di sviluppo, da applicare gradualmente alle imprese direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, al fine di effettuare un ulteriore passo (intermedio) nelle iniziative per incrementare la resilienza dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica;
- a tale scopo, non siano condivisibili le osservazioni di alcuni soggetti su una possibile correlazione tra i piani per la resilienza e la presenza o assenza di strumenti di regolazione incentivante, in quanto è prassi consolidata nel settore della trasmissione, e ora proposta a livello europeo anche nel settore della distribuzione, che i piani di sviluppo vengano predisposti per effetto di un requisito normativo, anche in assenza di meccanismi incentivanti;
- sul medesimo tema, sia inoltre necessario sottolineare come lo strumento della pianificazione debba considerarsi prassi essenziale alla base di una gestione efficace ed efficiente degli *asset* di distribuzione dell'energia elettrica, anche in considerazione della loro vita utile, spesso superiore ai 30 anni;
- siano solo parzialmente condivisibili le proposte di alcuni soggetti di ulteriore gradualità con sezioni dedicate alla resilienza nei piani di sviluppo solo a partire dal 2019, e che in tale ottica sia utile prevedere la possibilità di deroghe per il 2018 a fronte di motivate esigenze di singoli operatori su specifici aspetti di tali sezioni; ma sia al contempo necessario avviare già a partire dall'anno 2018 le nuove attività di pianificazione richieste alle imprese distributrici con più di 300.000 utenti, anche in ragione dell'accadimento di fenomeni atmosferici che con il trascorrere degli anni diventano sempre più frequenti e violenti;
- sia pertanto appropriato confermare, in linea con alcune osservazioni in sede di consultazione, l'orientamento di estensione dell'ambito di applicazione a imprese con un numero di utenti compreso tra 100.000 e 300.000 a partire dal 2019, anche perché tali imprese potranno nel frattempo beneficiare della pubblicazione dei piani di sviluppo 2018 delle imprese distributrici di dimensioni maggiori;
- sia altresì appropriato prevedere a partire dal 2020 una ulteriore estensione del campo di applicazione alle imprese con meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, anche al fine di tutelare progressivamente un numero sempre maggiore di utenti;
- sia altresì opportuno consentire, in fase di prima applicazione, la pubblicazione di sezioni dedicate alla resilienza, su base volontaria, alle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale;
- siano condivisibili le osservazioni di alcuni soggetti sull'utilità del consolidamento e sulla condivisione delle modalità di calcolo dei benefici;
- sia accettabile, nel presente *step* intermedio verso piani integrati di distribuzione, l'osservazione di un soggetto collegata alle necessità di più tempi e risorse per le analisi di *ageing* e rinnovo delle reti;

- gli orientamenti di dettaglio in materia di schede intervento illustrati dall’Autorità nel documento per la consultazione 645/2017/R/EEL non precludano l’opzione di formati tabellari o sintetici che permettono un monitoraggio con cadenza annuale a fini di semplificazione, come sollecitato da un soggetto che ha partecipato alla consultazione.

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- in relazione al fattore critico “manicotto di ghiaccio o neve”, avviare il percorso di verifica delle mappe di carichi attesi al fine di un loro aggiornamento, anche valutando l’attendibilità di approcci modellistici alle luce dei risultati delle prime sperimentazioni nazionali e internazionali;
- che l’Autorità prosegua, anche tramite successive consultazioni, l’approfondimento di possibili meccanismi incentivanti in materia di incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni e di miglioramento dell’efficacia per il ripristino della fornitura

DELIBERA

1. di sostituire il Titolo 10 del TIQE con il seguente Titolo 10:

TITOLO 10 – RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO

Articolo 77

Piani resilienza

- 77.1 Le imprese distributrici predispongono un piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all’incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell’energia elettrica (Piano resilienza).
- 77.2 Il Piano resilienza include gli interventi individuati dall’impresa distributtrice e mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione. L’inclusione nel Piano è valutata sia in ragione dell’aumento atteso in termini di tenuta della rete alle sollecitazioni meccaniche sia in relazione all’aumento atteso dell’efficacia delle attività di ripristino attraverso attività di prevenzione, inclusa la gestione dell’allerta, o di mitigazione.
- 77.3 Esempi di fattori critici di rischio che possono essere esaminati nei Piani resilienza sono:
 - a) precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (*wet snow*);
 - b) allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense o frane ed alluvioni provocate da dissesto idrogeologico;

- c) ondate di calore e prolungati periodi di siccità;
 - d) tempeste di vento e effetti dell'inquinamento salino in prossimità delle coste;
 - e) cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto.
- 77.4 Al fine di garantire la massima efficacia ed efficienza degli interventi, le imprese distributrici sviluppano il proprio Piano resilienza in modo coordinato con Terna, se interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, e con le imprese distributrici interconnesse e sottese.
- 77.5 Con determinazione del Direttore della Direzione infrastrutture dell'Autorità possono essere fornite Linee guida per il calcolo dell'indice di resilienza (IRE), sulla base delle indicazioni fornite da un Tavolo tecnico a cui partecipano i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione, o loro associazioni, il CEI e soggetti specializzati nella ricerca sul sistema elettrico (Tavolo resilienza).
- 77.6 Le principali imprese distributrici, come individuate al successivo comma 78.1 assolvono agli obblighi di cui al presente articolo 77 con le modalità indicate al successivo articolo 78.
- 77.7 Le rimanenti imprese distributrici individuano le modalità con cui comunicare il proprio Piano resilienza alle amministrazioni locali e ad altri soggetti interessati, tra cui Terna, se interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, e le imprese distributrici interconnesse o sottese. Tali imprese hanno facoltà di uniformarsi, su base volontaria e anche parzialmente, alle disposizioni del successivo articolo 78.

Articolo 78

Integrazione nel Piano di sviluppo delle principali imprese distributrici

- 78.1 Ai fini del presente articolo, sono considerate "principali imprese distributrici":
- a) dal 2018, le imprese distributrici con numero di utenti superiore a 300.000;
 - b) dal 2019, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del Testo Integrato delle Connessioni Attive;
 - c) dal 2020, le imprese distributrici di cui alla lettera b) e quelle direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.
- 78.2 Le imprese distributrici soggette agli obblighi disciplinati dal presente articolo a partire dal 2019 o dal 2020 hanno facoltà di anticipare il rispetto degli obblighi.
- 78.3 Il Piano resilienza è costituito da una apposita sezione dedicata del Piano di sviluppo della rete di distribuzione. Tale sezione dedicata contiene:

- a) l'analisi delle principali criticità relative al tema della resilienza occorse negli anni precedenti il piano e l'illustrazione delle possibili evoluzioni di tali criticità nell'orizzonte di pianificazione;
- b) la descrizione degli obiettivi perseguiti e dei criteri adottati dall'impresa distributrice per la valutazione dell'IRE e per l'eventuale raggruppamento degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione ai fini del comma 78.4, con modalità integrate e armonizzate con la descrizione di obiettivi e criteri generali per lo sviluppo della rete;
- c) l'illustrazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di distribuzione che l'impresa distributrice intende realizzare per incrementare la resilienza, con modalità armonizzate con la descrizione dei piani di realizzazione, potenziamento e intervento ai sensi del Testo Integrato delle Connessioni Attive;
- d) i risultati (costi, benefici e gli impatti sull'utenza) attesi con il complesso degli interventi di sviluppo e potenziamento di cui alla lettera c), distintamente almeno per provincia e per fattore critico;
- e) l'illustrazione di eventuali altre attività, ulteriori rispetto agli interventi di sviluppo e potenziamento di cui alla lettera c), mirate al miglioramento della resilienza (ad esempio, installazione di nuovi dispositivi di prevenzione e mitigazione, nuovi sistemi di protezione e automazione, etc.).

78.4 La sezione dedicata alla resilienza è corredata di elenchi, predisposti in formato tabellare elaborabile, contenenti per ciascun intervento o raggruppamento di interventi almeno i seguenti dati:

- a) nome e codice identificativo univoco;
- b) principale fattore critico di rischio;
- c) breve descrizione;
- d) area geografica (con dettaglio almeno per provincia);
- e) tipologia (almeno: nuovo elemento di rete/potenziamento di elemento esistente con aumento dell'indice di resilienza);
- f) lunghezza delle linee interessate, distintamente per tipologia costruttiva (almeno: cavo interrato; cavo aereo; conduttori nudi) e per livello di tensione (MT o BT);
- g) numero utenti interessati (BT domestici, BT non domestici, MT);
- h) ove disponibili, livelli dell'Indice di resilienza IRE prima e dopo la realizzazione;
- i) 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);
- j) data prevista o effettiva di inizio della realizzazione e data prevista di completamento;

- k) data di effettivo completamento degli interventi o raggruppamenti di interventi completati nell'anno precedente all'anno di inizio dell'orizzonte di pianificazione;
 - l) l'indicazione delle cause di mancata realizzazione nei tempi previsti, sia per ritardi esogeni (es.: mancate autorizzazioni), sia per motivi endogeni (es.: posticipazioni decise dall'impresa medesima).
- 78.5 Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione dedicata alla resilienza, corredata degli elenchi come sopra indicato, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano).
- 78.6 Le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del Testo Integrato delle Connessioni Attive, trasmettono all'Autorità, contestualmente a detta pubblicazione:
- a) 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, secondo i criteri minimi indicati nella Scheda n. 7, con indicazione dei parametri quantitativi utilizzati per le stime dei benefici;
 - b) 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.
- 78.7 Per il 2018, le imprese distributrici di cui al comma 78.1, lettera a), possono presentare istanza all'Autorità entro il 31 marzo 2018 per deroghe limitate e motivate agli obblighi del presente articolo. Decorso 45 giorni dalla ricezione, in assenza di obiezioni, raccomandazioni o di richieste di informazioni da parte della Direzione infrastrutture dell'Autorità, le istanze si intendono approvate.

Articolo 79

Altre iniziative per aumentare la tempestività del ripristino del servizio di distribuzione

- 79.1 Ai fini di successivi provvedimenti, la Direzione infrastrutture dell'Autorità esamina le proposte di azioni speciali di ripristino che il Tavolo resilienza elabora con riferimento alla tempestività del ripristino del servizio di distribuzione in occasione di eventi per i quali si attivi lo stato di emergenza secondo quanto previsto dal Piano di emergenza di cui all'articolo 59.
- 79.2 Tra le azioni speciali di ripristino, si considerano anche soluzioni innovative come il funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella

disponibilità dell'impresa distributrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgano la generazione distribuita.

2. di aggiungere al TIQE la Scheda n. 7 allegata al presente provvedimento;
3. in relazione al fattore critico “manicotto di ghiaccio o neve”, di dare mandato al CEI per avviare il percorso di verifica delle mappe dei 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. di pubblicare il presente provvedimento e il TIQE, come modificato ed integrato dalla presente deliberazione, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

25 gennaio 2018

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni