

RELAZIONE CONCLUSIVA SULLE INTERRUZIONI DEL SERVIZIO ELETTRICO  
OCCORSE NEI GIORNI 6 FEBBRAIO 2015 E SEGUENTI  
IN EMILIA ROMAGNA E LOMBARDIA

---

22 dicembre 2015

## INDICE

---

<b>1. MOTIVI E OBIETTIVI DELL'INDAGINE CONOSCITIVA.....</b>	<b>3</b>
<b>2. L'EVENTO METEOROLOGICO .....</b>	<b>4</b>
2.1 Le previsioni meteo e la fase di attenzione in Emilia Romagna.....	4
2.2 Le precipitazioni in Emilia Romagna e Lombardia .....	4
2.3 Gli effetti sul sistema elettrico .....	5
2.4 Gli effetti sugli altri servizi di pubblica utilità.....	6
<b>3. GLI IMPATTI SUL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>8</b>
3.1 Entità e ampiezza territoriale dei disservizi. ....	8
3.2 Gli impatti sulla rete di trasmissione .....	9
3.3 Gli impatti sulle reti di distribuzione di media tensione .....	10
3.4 Gli impatti sulle reti di distribuzione di bassa tensione .....	11
<b>4. LA GESTIONE DELL' EMERGENZA DA PARTE DELLE IMPRESE .....</b>	<b>13</b>
4.1 La ripresa del servizio sulla rete di trasmissione.....	13
4.2 Le linee guida CEI per i piani di emergenza delle imprese distributrici .....	14
4.3 Enel Distribuzione: Direzione territoriale Lombardia .....	16
4.4 Enel Distribuzione: Direzione territoriale Emilia Romagna e Marche .....	19
4.5 Hera (Comune e provincia di Modena).....	22
4.6 Aem Torino distribuzione (Comune di Parma).....	23
<b>5. L'ENTITA' DEI DISSERVIZI E I RIMBORSI AUTOMATICI AI CLIENTI COINVOLTI.....</b>	<b>26</b>
5.1 L'entità dei disservizi; numero di utenti coinvolti e durata delle interruzioni.....	26
5.2 I rimborsi ai clienti interessati da interruzioni prolungate .....	30
<b>6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE .....</b>	<b>31</b>
6.1 Valutazioni conclusive sulle interruzioni in Emilia Romagna e in Lombardia .....	31
6.2 Prospettive di miglioramento e possibili sviluppi della regolazione.....	33
<b>APPENDICI .....</b>	<b>36</b>
Appendice 1: segnalazioni all'Autorità dagli enti locali interessati dai disservizi .....	36
Appendice 2: informazioni raccolte dagli Uffici dell'Autorità .....	38
Appendice 3: l'evento interruttivo secondo le dichiarazioni di Terna S.p.a. ....	39
Appendice 4: l'evento interruttivo secondo le dichiarazioni delle imprese distributrici.....	50
Appendice 5: le procedure per l'emergenza di Terna .....	61
Appendice 6: aspetti specifici delle linee guida per i piani di emergenze (Guida CEI 0-17) .....	63
Appendice 7: i piani di emergenza delle imprese distributrici.....	66
Appendice 8: analisi quantitative dei dati comunicati da Terna.....	77
Appendice 9: analisi quantitative dei dati comunicati dalle imprese distributrici .....	79
Appendice 10: la regolazione per la protezione dei clienti coinvolti in interruzioni prolungate.....	92

## 1. MOTIVI E OBIETTIVI DELL'INDAGINE CONOSCITIVA

---

La presente relazione costituisce il resoconto conclusivo dell'indagine conoscitiva sulle interruzioni del servizio elettrico occorse nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia. L'indagine conoscitiva è stata avviata dall'Autorità, con la deliberazione 96/2015/E/eel, in considerazione del fatto che per numerosità di utenti interessati dai disservizi e vastità del territorio colpito dalle eccezionali precipitazioni nevose, non si riscontravano precedenti analoghi negli ultimi dieci anni, nonché a seguito di segnalazioni e richieste di incontri ricevute da parte di istituzioni regionali, provinciali ed enti locali (vd Appendice 1) che hanno manifestato preoccupazione per l'impatto, anche sociale, delle interruzioni, per lo stato della rete e per la scarsa efficacia delle procedure di comunicazione e relazione con le istituzioni pubbliche manifestatasi in occasione delle interruzioni.

Gli obiettivi dell'istruttoria conoscitiva avviata con la deliberazione 96/2015/E/eel erano di acquisire informazioni e dati utili (come brevemente richiamati in Appendice 2) per valutare:

- a) se Terna e le imprese distributrici avessero agito nel rispetto degli obblighi di servizio finalizzati ad assicurare la pronta riparazione dei guasti e la tempestiva ripresa del servizio in condizioni di sicurezza;
- b) se le imprese distributrici avessero agito in conformità ai piani di emergenza da esse predisposti, ai sensi del Testo Integrato della Qualità Elettrica (deliberazione ARG/elt 198/11), in conformità alle linee guida CEI 0-17 del Comitato Elettrotecnico Italiano, e in particolare se vi fosse stata un'adeguata tempestività da parte delle imprese distributrici nell'informare le pubbliche autorità competenti circa le possibili tempistiche di ripresa del servizio;
- c) gli eventuali presupposti per interventi di natura sanzionatoria in caso di violazione di provvedimenti dell'Autorità;
- d) i presupposti per possibili interventi, di natura regolatoria e di tipo prescrittivo, in riferimento alle attività di prevenzione e riduzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio, anche nella prospettiva del nuovo periodo di regolazione che inizia l'1 gennaio 2016.

La presente relazione si sviluppa nei seguenti capitoli:

- nel secondo capitolo vengono sintetizzate le informazioni relative all'evento meteorologico che ha originato le interruzioni;
- nel terzo capitolo è illustrato l'impatto dell'evento meteorologico sulla rete elettrica e sono analizzati i guasti avvenuti su ciascun livello di tensione;
- nel quarto capitolo è esaminata la predisposizione dei Piani di emergenza da parte delle imprese distributrici e la loro attuazione durante l'evento interruttivo anche con riferimento alla comunicazione con le istituzioni interessate;
- nel quinto capitolo si analizza l'entità dei disservizi e vengono quantificati i rimborsi automatici agli utenti che hanno subito interruzioni di durata maggiore degli standard;
- nel sesto capitolo vengono tratte le conclusioni delle analisi svolte, sia in relazione all'evento in esame, sia a prospettive di miglioramento, inclusi possibili sviluppi della regolazione.

Un ampio apparato di appendici completa la presente Relazione conclusiva.

## 2. L'EVENTO METEOROLOGICO

---

Il presente capitolo descrive l'intensa perturbazione meteo che da giovedì 5 febbraio 2015 si è abbattuta sul nord Italia. Tale perturbazione è stata caratterizzata da copiose nevicate a quote medio-basse sui versanti appenninici fino al livello di pianura, temporali di elevata intensità accompagnati da forte vento e mareggiate lungo la costa adriatica. Tali nevicate e le loro eccezionali caratteristiche hanno determinato effetti su vasta scala sia sul sistema elettrico, sia su altri servizi di pubblica utilità.

### 2.1 Le previsioni meteo e la fase di attenzione in Emilia Romagna

---

Il Bollettino meteorologico nazionale emesso il 3 febbraio 2015 dal Dipartimento Protezione civile<sup>1</sup> conteneva la previsione, per il giorno 5 febbraio, di *“precipitazioni diffuse, a prevalente carattere nevoso fino in pianura su tutte le regioni settentrionali e sulla Toscana settentrionale con accumuli da moderati ad abbondanti.”*

Nella stessa giornata, a livello regionale in Emilia Romagna, l'Agenzia regionale per la protezione civile dell'Emilia Romagna emanava la prima nota di allerta (003/2015) recante *“attivazione fase di attenzione”* per vento, pioggia, neve, stato del mare, criticità idrogeologica e idraulica. In tale documento, richiamato da diversi soggetti (incluse le segnalazioni all'Autorità da parte delle istituzioni pubbliche) veniva riportata la previsione di *“nevicate moderate, localmente abbondanti”* su buona parte della Regione Emilia Romagna, a partire da mercoledì 3 febbraio, con estensione delle zone di pianura interessate a partire da giovedì 4 febbraio. Venivano previsti accumuli nevosi tra 10 e 20 cm in pianura e superiori ai 50 cm in montagna. Inoltre, venivano previste piogge intense sull'area costiera, con possibilità di ingressioni marine lungo la costa emiliano-romagnola, e venti con velocità massima variabile da 40 nodi sul settore costiero a 30 nodi sui rilievi appenninici e circa 20 nodi in pianura.

### 2.2 Le precipitazioni in Emilia Romagna e Lombardia

---

A partire dalla notte del 5 febbraio l'Italia centro-settentrionale è stata investita da un intenso ciclone atmosferico che ha portato persistenti nevicate in Emilia Romagna e Lombardia, con importanti accumuli nevosi al suolo fino a bassa quota e su vaste aree. Nelle aree di pianura e pedemontane sono stati rilevati fino a 40 cm di neve cumulata al suolo mentre nelle aree montane oltre 100 cm. Le piogge sono state intense e persistenti, con valori cumulati anche superiori a 100 mm nell'intero evento. In corrispondenza del transito della perturbazione si sono verificati forti venti con raffiche anche maggiori di 80 Km/h.

Per quanto riguarda in particolare la Regione Emilia Romagna, il *“Rapporto sull'evento meteo del 5-6 febbraio”*<sup>2</sup> redatto dall'ARPA Emilia Romagna in data 12 febbraio 2015 riporta nella sezione *“Riassunto”* quanto segue: *“Nei giorni 5 e 6 febbraio una profonda depressione presente a ovest della Sardegna produce delle abbondanti nevicate fino a quote di pianura sul territorio emiliano; la caratteristica di neve bagnata causa rotture di tralicci elettrici, abbattimento di piante e*

---

<sup>1</sup> [www.protezionecivile.gov.it/jcms/it/view\\_bvg.wp?day=dopodomani&contentId=BVG50476](http://www.protezionecivile.gov.it/jcms/it/view_bvg.wp?day=dopodomani&contentId=BVG50476)

<sup>2</sup> [www.arpa.emr.it/cms3/documenti/\\_cerca\\_doc/meteo/radar/rapporti/Rapporto\\_meteo\\_20150205-06.pdf](http://www.arpa.emr.it/cms3/documenti/_cerca_doc/meteo/radar/rapporti/Rapporto_meteo_20150205-06.pdf)

*conseguenti interruzioni di servizi. Le precipitazioni assumono un carattere di pioggia sul territorio ferrarese e sulla Romagna. Si determinano quindi delle piene dei fiumi romagnoli e affluenti di destra del Reno, con situazioni di allagamenti, ma dovuti a criticità del reticolo secondario. L'intensa circolazione da est sul mare Adriatico genera forti venti di bora e condizioni di mare molto agitato con altezze dell'onda sottocosta superiori a 4 metri; questo fenomeno, in combinazione con un livello del mare maggiore di 1 metro, produce una rovinosa mareggiata lungo tutta la costa regionale.”*

Il citato rapporto ARPA Emilia Romagna riporta che *“l'evento è stato caratterizzato da abbondanti nevicate nelle zone Appenniniche (con spessori osservati superiori a 70 cm) e anche in Pianura Centro Occidentale. Ad esempio la città di Bologna ha registrato un accumulo di circa 30 cm per la neve caduta nella notte tra il 5 e il 6 febbraio”*.

L'analisi di tale rapporto consente di accertare che i parametri registrati sono indicativi di un tipo di neve con alto contenuto di acqua. Nello stesso rapporto ARPA, con riferimento ai *“parametri meteorivometrici registrati dal Corpo Forestale dello Stato il 5 febbraio 2015”* si riportano i seguenti valori: *“valori di densità, misurati presso queste località [oltre i mille metri di quota], compresi fra 100 e 150 kg/m<sup>3</sup>. Per confronto si consideri che in queste stesse località l'evento della nevicata del 2012 registrò valori decisamente inferiori (dell'ordine di 40-60 kg/m<sup>3</sup>)”, e si conclude che “si può dedurre quindi che a quote collinari e fino alla pianura i valori di densità della neve fossero anche superiori a quelli sopra riportati”*.

### 2.3 Gli effetti sul sistema elettrico

Per meglio comprendere l'effetto sul sistema elettrico, è da sottolineare che si è verificata la concomitanza di neve eccezionalmente umida e di rapide inversioni termiche al suolo. Il fenomeno ha comportato la formazione di spessi manicotti di ghiaccio (*icing*) sulle strutture elettriche (linee aeree) esposte anche al vento e alle precipitazioni.

Manifestazioni meteorologiche di questo tipo, note come *sticky snow*, o “neve collante”, si verificano in particolari condizioni di temperatura e umidità. Infatti, in determinate condizioni atmosferiche, quando le nuvole si trovano a una temperatura maggiore di meno 15 gradi centigradi e la neve scende con una temperatura al suolo pari a circa 0 gradi centigradi, essa ha una condizione chimico fisica policristallina. La neve umida e pesante tende ad aggregarsi in manicotti di svariati centimetri attorno ai conduttori, provocando carichi meccanici notevolmente superiori a quelli previsti dalle norme tecniche. Inoltre, la stessa neve umida e pesante sovraccarica gli alberi fino a provocarne la caduta all'interno della fascia di rispetto in cui è inserita la linea elettrica.

I fuori servizio registrati sulla rete di trasmissione nazionale sono stati determinati essenzialmente dalla diffusa formazione di spessi *“manicotti di ghiaccio”*, raggiungendo anche spessori di 150-200 mm (in alcuni casi sono stati individuati anche spessori maggiori), di molto superiori ai limiti progettuali di costruzione delle linee aeree.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> A titolo di confronto, le ipotesi di calcolo per il dimensionamento dei conduttori e delle funi di guardia definite dalla norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne” (quinta edizione del 1998) prevedevano un manicotto di ghiaccio di 12 mm per la Zona B comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine

La formazione di manicotti di neve ghiacciata attorno ai conduttori può determinare:

- guasti per cortocircuito per la riduzione della distanza di isolamento tra i conduttori e verso la vegetazione sottostante o a seguito del brusco scuotimento (“colpo di frusta”) del conduttore interessato dal distacco improvviso del manicotto, per il riavvicinamento del conduttore stesso agli altri conduttori;
- guasti per rottura dei conduttori, in caso di superamento dei limiti meccanici di tenuta dei conduttori stessi e per caduta piante al fuori della fascia di rispetto.



**Figura 1** – Effetto della neve pesante: formazione di spessi manicotti di ghiaccio e neve sui conduttori delle linee (Fonte: Terna, linea a 132 kV n°790).

#### 2.4 Gli effetti sugli altri servizi di pubblica utilità

A causa dell’accumulo di neve si sono registrate notevoli difficoltà nella viabilità, per via dell’interruzione di diverse strade per la caduta di alberi, per il blocco delle autostrade ai mezzi

---

superiore a 800 m s.l.m. dell’Italia centrale, meridionale ed insulare. Tali ipotesi erano allineate con le preesistenti previsioni del Decreto Interministeriale 21 marzo 1988, n. 449. La norma CEI 11-4 è stata sostanzialmente rivista con l’edizione di gennaio 2011 “Norme tecniche per la costruzione di linee elettriche aeree esterne”, che è applicabile “*solo alle nuove linee elettriche aeree in conduttori nudi con tensione maggiore di 1 kV in corrente alternata*” e non si applica “*alle linee esistenti prima della sua entrata in vigore, né per la manutenzione, né per la sostituzione dei conduttori*”. La nuova edizione della norma ha significativamente rivisto la definizione dei carichi da ghiaccio e neve, con una nuova mappatura dei rischi da ghiaccio e incrementando anche gli spessori previsti (vd. cap. 8 del documento per la consultazione 17/06 dell’Autorità).

pesanti e il conseguente riversamento del traffico sulla viabilità ordinaria. Dettagli sulle principali interruzioni alla viabilità che hanno ostacolato la ripresa del servizio sono riportati nelle Appendici 3 e 4. L'impatto sulla circolazione stradale ha ostacolato, per molte ore, la circolazione dei mezzi operativi, anche di quelli speciali a trazione integrale e/o attrezzati per il fuoristrada.

A causa della mancanza di alimentazione di energia elettrica sono stati registrati anche disservizi ad altri servizi di pubblica utilità, come i sistemi di telecomunicazione e la fornitura del servizio idrico.

### 3. GLI IMPATTI SUL SISTEMA ELETTRICO

---

Il presente capitolo analizza, sulla base delle informazioni raccolte durante l'indagine conoscitiva, gli impatti sul sistema elettrico dell'evento meteorologico descritto nel capitolo 2.

Disservizi hanno interessato sia la rete di trasmissione (alta tensione), gestita da Terna, sia le reti di distribuzione (media e bassa tensione), gestite da Enel Distribuzione S.p.A. (con effetti più rilevanti per i Comuni delle province di Brescia, Cremona, Mantova, Bologna, Parma - escluso il Comune capoluogo - e Reggio Emilia e per alcuni comuni della provincia di Modena), Hera S.p.A. (per il Comune di Modena e altri Comuni della provincia di Modena) e Aem Torino distribuzione S.p.A. (per il Comune di Parma). L'analisi viene condotta per livelli decrescenti di tensione (alta, media e bassa tensione), in quanto la disalimentazione di un livello di tensione superiore comporta la disalimentazione dei livelli di tensione inferiori e l'impossibilità, fino al ripristino della tensione, della ricerca e dell'individuazione del guasto sul livello inferiore.

#### 3.1 Entità e ampiezza territoriale dei disservizi.

---

Relativamente all'entità dei disservizi, il 6 febbraio 2015 si è registrato il picco massimo di utenti disalimentati, pari a circa 450.000 (300.000 in Emilia Romagna e 150.000 in Lombardia); 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.

Relativamente alla dimensione territoriale dei disservizi, la tabella 1 fornisce per ciascuna provincia interessata il numero e la percentuale di utenti che hanno subito un'interruzione di più di 8 ore, durata considerata come parametro critico in questa relazione.

In sette province (Brescia, Cremona, Mantova, Bologna, Modena, Parma e Reggio Emilia) gli utenti interessati da interruzioni di durata maggiore di 8 ore sono stati più del 5% della base di utenza (righe della tabella 1 al di sopra della linea rossa). Siccome nelle province di Parma e Modena operano due imprese distributrici, si è analizzata la percentuale di utenti interessati da disservizi per impresa.

Vista la differenza di impatto fra le due imprese distributrici della provincia di Parma (con oltre il 13% di clienti interrotti per Enel Distribuzione e meno del 2% per Aem Torino distribuzione), il resto dell'analisi dei dati relativi alle interruzioni (capitoli 3 e 5) è concentrato sulle sette province suddette, limitatamente alle imprese distributrici Enel Distribuzione ed Hera.

**Tabella 1** – Percentuale degli utenti interrotti per oltre 8 ore sul totale degli utenti serviti dalle imprese distributrici nelle province interessate dall'evento interruttivo.

Impresa distributrice	Provincia	Utenti con interruzione per oltre 8 h	Totale utenti della provincia al 31 dic.2014	% su totale
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO EMILIA	78.137	313.787	24,90%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	23.745	154.473	15,37%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	94.245	616.962	15,28%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	23.499	173.646	13,53%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	26.873	232.135	11,58%
HERA S.P.A.	MODENA	21.716	204.905	10,598%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	22.559	230.197	9,80%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	41.665	536.503	7,77%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ E CESENA	10.147	243.168	4,17%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	7.361	205.783	3,58%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	6.132	198.099	3,09%
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A	PARMA	2.173	125.045	1,74%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LODI	1.355	124.694	1,09%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RIMINI	1.188	217.427	0,55%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FERRARA	1.274	248.804	0,51%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	2.589	675.658	0,38%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	SONDRIO	261	112.926	0,23%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PAVIA	315	150.590	0,21%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LECCO	107	125.005	0,09%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MONZA E DELLA BRIANZA	192	337.426	0,06%
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	VARESE	119	416.515	0,03%

I dati riportati confermano uno degli elementi che ha dato origine all'indagine conoscitiva: per numerosità di utenti interessati dai disservizi e vastità del territorio colpito dalle eccezionali precipitazioni nevose, non si riscontrano precedenti negli ultimi anni.

### 3.2 Gli impatti sulla rete di trasmissione

I guasti complessivi sulla rete di trasmissione, controllata da Terna, sono stati 518. Grazie alla configurazione di norma magliata della rete di trasmissione, un singolo guasto determina la disalimentazione dei siti in alta tensione (utenti della rete AT o cabine primarie AT/MT) coinvolti solo se questi si trovano, per motivi di esercizio o manutenzione, o per configurazioni particolari della rete, in assetto radiale; in caso di assetto magliato, infatti, solo la combinazione di due o più guasti permanenti su linee limitrofe conduce alla disalimentazione di siti in configurazione magliata<sup>4</sup>.

Per questa ragione, dei 518 guasti registrati da Terna, solo 187 hanno provocato interruzioni nell'alimentazione dei siti in alta tensione. I siti di produzione e/o prelievo disalimentati (anche ripetutamente) sono stati 106.

<sup>4</sup> Proprio queste circostanze hanno portato a numerose interruzioni, come si evince dalla tabella 1 nell'appendice 8.

La maggior parte dei guasti è stata determinata dal cortocircuito tra i conduttori, le cui distanze reciproche si sono ridotte a causa della presenza sugli stessi di manicotti di notevoli dimensioni.

I numerosi fuori servizio registrati sono stati determinati dalla diffusa formazione di manicotti di ghiaccio che hanno raggiunto spessori di circa 150 - 200 mm (in alcuni casi sono stati individuati anche spessori maggiori) e che hanno interessato linee elettriche per una lunghezza equivalente di circa 500 km.

Relativamente ai manicotti di ghiaccio va evidenziato che, a fronte di simili spessori, è inevitabile lo sbilanciamento dei conduttori tra le campate contigue poiché, nelle campate in sospensione, i conduttori maggiormente caricati dai manicotti di neve-ghiaccio realizzano una catenaria più pronunciata con conseguente riduzione delle distanze di isolamento.

In alcuni casi è avvenuta anche la riduzione delle distanze di isolamento fase-fase e fase-terra a causa della deformazione rilevante della catenaria di conduttori ormeggiati al sostegno, per effetto del carico di manicotti concentrato in un breve tratto intorno alla metà della campata. Questo fenomeno si manifesta in particolare nella fase di caduta spontanea e parziale dei manicotti di ghiaccio, per esempio per l'effetto della diversa esposizione al sole del conduttore lungo la campata. Il brusco distacco dei manicotti ha poi provocato in alcuni casi, oltre alle sollecitazioni sui sostegni, anche l'accavallamento dei conduttori.

Nei seguenti cinque casi si sono verificati guasti dovuti alla rottura dei conduttori (tre conduttori di fase e due funi di guardia):

- un distacco del conduttore (rottura della morsa) per eccesso di carico meccanico provocato dai manicotti di ghiaccio;
- una rottura del conduttore per eccesso di carico meccanico provocato dai manicotti di ghiaccio;
- una rottura del conduttore per eccesso di carico meccanico provocato dalla caduta di una pianta fuori della fascia di rispetto e dai manicotti di ghiaccio;
- due rotture delle funi di guardia per eccesso di carico meccanico provocato dai manicotti di ghiaccio.

### 3.3 Gli impatti sulle reti di distribuzione di media tensione

Le linee di media tensione interessate da guasti che hanno disalimentato utenti per oltre 8 ore sono state in tutto oltre 600<sup>5</sup>. Con riferimento alle aree territoriali in cui è stato interessato più del 5% degli utenti, le analisi quantitative svolte hanno permesso di stabilire che nella generalità dei casi i guasti sono stati provocati dall'eccezionale sovraccarico meccanico dei conduttori, dovuto a neve e ghiaccio, e dalla caduta di alberi situati oltre la fascia di rispetto degli elettrodotti il taglio dei cui fusti e rami non è di competenza dell'impresa distributrice.

Entrambi i fenomeni sono largamente compatibili con le caratteristiche di pesantezza della neve descritte nel capitolo 2. La neve estremamente pesante e umida ha provocato la formazione di "manicotti" sui conduttori aerei che, a causa del peso, hanno provocato il cedimento di linee e sostegni: tali effetti sono responsabili della maggior parte dei guasti sulla rete MT (68% del totale dei guasti MT). Il peso della neve ha inoltre provocato la caduta di piante che, impattando con le

<sup>5</sup> Per il numero totale di guasti sulla rete MT di Enel Distribuzione si veda l'Appendice 4.1.

linee di distribuzione, ne ha provocato l'interruzione, con conseguente disalimentazione delle utenze elettriche ad esse sottese (tale effetto è responsabile del 13% dei guasti MT).

**Tabella 3a** – Cause ed effetti di guasto per la rete a media tensione; Emilia Romagna e Lombardia dal 5 a 11 febbraio 2015: numero di registrazioni di guasti MT che hanno disalimentato utenti per oltre 8 ore

Causa	Effetto: rottura del conduttore	Effetto rottura del traliccio	Effetto di corto circuito o altro	Totale
Manicotti di ghiaccio	416	18	13	447
Cadute di piante	79	1	5	85
Altre cause accertate *	7	7	58	72
Cause non accertate	1	1	50	52
<b>Totale</b>	<b>503</b>	<b>27</b>	<b>126</b>	<b>656</b>

(\*) Altre cause accertate: guasto elettrico, guasto meccanico, allagamento/infiltrazione acqua

**Tabella 3b** – Cause ed effetti di guasto per la rete a media tensione; Emilia Romagna e Lombardia dal 5 a 11 febbraio 2015: utenti BT disalimentati utenti per oltre 8 ore a seguito di guasti MT

Causa	Effetto: rottura del conduttore	Effetto rottura del traliccio	Effetto di corto circuito o altro	Totale
Manicotti di ghiaccio	202.342	4.735	9.264	216.341
Cadute di piante	30.570	183	3.391	34.144
Altre cause accertate *	1.082	1.278	22.858	25.218
Cause non accertate	57	0	23.877	23.934
<b>Totale</b>	<b>234.051</b>	<b>6.196</b>	<b>59.390</b>	<b>299.637</b>

(\*) Altre cause accertate: guasto elettrico, guasto meccanico, allagamento/infiltrazione acqua

In Appendice 9 è disponibile il dettaglio per impresa distributrice e provincia servita.

### 3.4 Gli impatti sulle reti di distribuzione di bassa tensione

Come per la rete MT, la maggior parte dei guasti BT è dovuta alla formazione di manicotti di ghiaccio e alla caduta di piante. Nella successiva tabella 4 è indicato per il periodo 5 - 12 febbraio 2015 il numero di guasti BT che hanno interessato l'Emilia Romagna e la Lombardia<sup>6</sup>.

Come ha anche illustrato Hera nelle sue dichiarazioni, le imprese distributrici procedono normalmente a risolvere con una logica di priorità i guasti che consentono la rialimentazione del maggior numero di utenti. Le imprese pertanto danno priorità alla riparazione dei guasti sulle linee MT, in relazione alla numerosità degli utenti sottesi, e successivamente si adoperano per la risoluzione dei guasti sulle linee o sui singoli utenti BT. Inoltre la tempestività della risoluzione dei guasti BT è condizionata dalla lunghezza media di rete di distribuzione BT per utente: pertanto le

<sup>6</sup> Il fenomeno meteorologico ha iniziato ad attenuarsi nella seconda metà della giornata del 6/2/2015; è stato possibile pertanto concentrare tutte le forze esclusivamente sulla riparazione definitiva dei guasti solamente dalla seconda metà del 6/2/2015 (stante l'avvenuta stabilizzazione della rete). Nella giornata e nella notte di sabato 7 febbraio, prima giornata successiva all'evento nevoso è stato possibile effettuare interventi efficaci e in sicurezza da parte delle squadre operative

zone sparse hanno tempi di ripresa del servizio di norma superiori alle zone più densamente urbanizzate.<sup>7</sup>

**Tabella 4** – Emilia Romagna e Lombardia dal 5 a 11 febbraio 2015: numero di registrazioni di guasti BT che hanno disalimentato utenti per oltre 8 ore

inizio interruzione BT	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	22	481
06/02/2015	365	5.495
07/02/2015	237	3.409
08/02/2015	152	2.287
09/02/2015	108	1.469
10/02/2015	60	739
11/02/2015	26	217
<b>Totale</b>	<b>970</b>	<b>14.096</b>

In Appendice 9 è disponibile il dettaglio per impresa distributrice e per provincia servita.

Nel complesso, si vede che numericamente l'incidenza dei guasti BT è rilevante, mentre il numero di utenti coinvolti è largamente inferiore rispetto a quelli dei guasti MT. I guasti BT, oltre a poter essere identificati solo a valle della risoluzione dei guasti a livelli di tensione superiori, richiedono un *effort* in loco per essere risolti, non essendo possibile in alcun modo controalimentare una linea BT attraverso manovre automatiche, data la struttura normalmente radiale della rete di bassa tensione e l'assenza di automatismi tipici del telecontrollo MT.

---

<sup>7</sup> Inoltre le abitazioni isolate sono maggiormente vulnerabili, poiché spesso le linee di alimentazione transitano all'interno di aree boschive maggiormente soggette alla caduta di piante.

## 4. LA GESTIONE DELL' EMERGENZA DA PARTE DELLE IMPRESE

In questo capitolo viene esaminata la reazione di Terna e delle imprese distributrici operanti nell'area interessata a fronte di un impatto di carattere eccezionale che ha interessato tutti i livelli del sistema elettrico, e con particolare intensità la rete di media tensione.

### 4.1 La ripresa del servizio sulla rete di trasmissione

Sotto il profilo della ripresa del servizio, per quanto concerne le disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale (RTN), Terna ha dichiarato che dal tardo pomeriggio del 6 febbraio la maggior parte dei siti disalimentati era stata ripristinata; facevano eccezione le reti in media e bassa tensione sottese alle stazioni AT/MT con trasformatore a tre avvolgimenti di S. Maria e Le Piane, di proprietà Enel Produzione, a causa di guasti su asset non appartenenti alla RTN e ritardi di intervento da parte di altri soggetti (RFI ed Enel Produzione). In alcuni casi, il personale di Terna è intervenuto presso impianti di terzi al fine di ridurre i tempi di ripristino dei guasti. Non si riscontrano perciò carenze nell'adempimento degli obblighi di servizio di Terna finalizzati ad assicurare la pronta riparazione dei guasti.

La tabella 2 indica la durata di disalimentazione complessiva degli impianti di trasformazione AT/MT e la potenza interrotta.

**Tabella 2** – Impianti alimentati da Terna interrotti per più di 2 ore sul lato AT (ordinamento: potenza massima interrotta).

TITOLARE SITO DISALIMENTATO	NOME SITO DELL'UTENTE DISALIMENTATO	POTENZA INTERROTTA Min - Max (MW)	DURATA DISALIMENTAZIONE AT (ore)	PROVINCE SERVITE
HERA	HERA VIGNOLA	17,6 - 25,2	5,46	Modena
ENEL DISTRIBUZIONE	PORRETTA	0,2 - 13,4	9,54	Bologna
ENEL DISTRIBUZIONE	MODIGLIANA	2,9 - 11,8	5,03	Ravenna, Forlì e Cesena
ENEL DISTRIBUZIONE	PREDAPPIO	3,2 - 11,4	4,99	Forlì e Cesena
ENEL DISTRIBUZIONE	VERGATO	0,6 - 7,2	9,24	Bologna
ENEL DISTRIBUZIONE	SASSO MARCONI	5,3 - 5,7	4,31	Bologna
ENEL DISTRIBUZIONE	LE PIANE MT	1,0 - 4,5	56,76	Bologna, Reggio Emilia
ENEL DISTRIBUZIONE	CASTELNOVO DI SOTTO	0,0 - 4,0	5,50	Reggio Emilia
ENEL DISTRIBUZIONE	CASOLA VALSENIO	3,0 - 3,0	5,89	Bologna, Ravenna
ENEL DISTRIBUZIONE	S.MARIA MT	1,5 - 2,6	41,82	Bologna
ENEL DISTRIBUZIONE	ISOLA RIDRACOLI CP	0,0 - 2,3	4,39	Forlì e Cesena
ENEL DISTRIBUZIONE	SUVIANA MT	0 - 2,1	9,78	Bologna
ENEL DISTRIBUZIONE	ACQUANEGRA CREM.	0,8 - 1,8	2,15	Cremona, Lodi

L'energia non fornita agli utenti (in prelievo) a causa delle interruzioni è stata pari a 990 MWh. Per comprendere l'entità del disservizio, il valore può essere confrontato alla media annuale di energia non servita lorda per tutte le interruzioni relative alla rete di trasmissione negli ultimi cinque anni (2010-2014), di poco inferiore a 5600 MWh/anno<sup>8</sup>. L'entità del disservizio ha determinato la

<sup>8</sup> I recenti incidenti rilevanti causati da eventi meteo eccezionali si sono verificati nel 2012 e nel 2013: Disservizi nell'area Centro-Sud - Nevicate eccezionali del febbraio 2012: Energia non fornita pari a 1.783 MWh; Disservizi nell'area di Padova - (Cortina) - del dicembre 2013: Energia non fornita pari a 440 MWh.

classificazione di “incidente rilevante” definita dalla regolazione (a fronte di una media di circa due incidenti rilevanti all’anno sulla rete di trasmissione registrata nell’ultimo decennio).

L’appendice 5 contiene elementi informativi sulle procedure di Terna per la gestione delle emergenze.

L’appendice 8 contiene ulteriori elementi quantitativi emersi dall’analisi delle informazioni raccolte: il dettaglio delle successive interruzioni per lo stesso sito, le circostanze specifiche di ciascun guasto e la configurazione di rete (spesso non magliata per indisponibilità di altri collegamenti).

#### 4.2 Le linee guida CEI per i piani di emergenza delle imprese distributrici

In base all’articolo 59 del Testo integrato della qualità del servizio elettrico (TIQE)<sup>9</sup>, che riflette una disposizione introdotta con la deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 di regolazione della qualità elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011<sup>10</sup>, ogni impresa distributtrice si dota di un piano di emergenza conforme alla Guida 0-17.

La Guida CEI 0-17, che è stata pubblicata dal Comitato Elettronico Italiano nel maggio 2008, definisce le linee guida per la predisposizione da parte delle imprese distributrici dei piani di emergenza, ossia di piani operativi efficaci, finalizzati alla gestione delle situazioni di emergenza riguardanti il servizio di distribuzione dell’elettricità.

La Guida CEI 0-17 indica che “*ogni impresa distributtrice dovrà elaborare il proprio piano, apportando le necessarie integrazioni e precisazioni (eventuali semplificazioni organizzative) richieste dalla propria specificità*” e che “*la struttura per la gestione delle emergenze può essere dotata di mezzi e strumenti appositamente dedicati oppure può utilizzare quelli impiegati durante la normale attività*”.

Le linee guida del CEI definiscono gli obiettivi, le attività, la struttura organizzativa e le competenze necessarie per assicurare una rapida ed efficace prevenzione e gestione di situazioni di emergenza che riguardano il servizio di distribuzione dell’elettricità, al fine di:

- individuare le cause dell’emergenza ed eliminarle il più rapidamente possibile;
- minimizzare gli effetti e i rischi derivanti dall’emergenza;
- in caso di interruzione della fornitura, pianificare le operazioni di ripristino della fornitura stessa nel più breve tempo possibile;
- assicurare lo scambio di informazioni con altre organizzazioni/autorità coinvolte con l’emergenza.

Le linee guida hanno inoltre lo scopo di definire le modalità di raccolta, di registrazione e di trasmissione delle informazioni relative alle emergenze e si applicano a tutte le imprese di distribuzione di elettricità e a tutte le situazioni che richiedono l’intervento tempestivo del

---

<sup>9</sup> Deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

<sup>10</sup> L’articolo 52 della deliberazione n. 333/07 aveva disposto che “*le imprese distributrici presentano all’Autorità, anche in forma associata, una linea guida per la predisposizione dei piani di emergenza elaborata con il supporto del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e in collaborazione con l’impresa di trasmissione. Ogni impresa distributtrice si dota di un piano di emergenza conforme a tali linee guida*”.

distributore a seguito di situazioni di emergenza che interessano il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Rinviando all'Appendice 6 per una disamina più puntuale delle indicazioni della Guida CEI 0-17, nella presente analisi sono rilevanti i seguenti concetti:

- **piano di gestione dell'emergenza:** le procedure per affrontare e gestire eventuali emergenze devono essere raccolte e ordinate in un piano scritto, approvato dal distributore, aggiornato a ogni variazione significativa e comunque sottoposto a revisione almeno ogni tre anni e, in caso di modifiche, a nuova approvazione del distributore. Una copia aggiornata del piano di gestione dell'emergenza deve essere disponibile presso tutte le unità operative competenti sul territorio. Inoltre, il piano di gestione delle emergenze deve essere reso noto al personale del distributore potenzialmente interessato;
- **stato di emergenza:** la Guida CEI 0-17 definisce lo stato di emergenza come lo stato che si determina per qualsiasi evento interno o esterno alla rete di distribuzione elettrica che costituisce un rischio di grave turbamento per la popolazione, per il personale, gli impianti e l'ambiente e per la continuità del servizio e che non può essere efficacemente gestito con la normale operatività, ma necessita di specifico coordinamento e di rinforzi operativi. Lo stato di emergenza può essere preceduto da uno stato di "allerta" e da uno stato di "allarme". Come ulteriormente descritto nell'Appendice 6, lo stato di emergenza può essere di livello 1 (locale) o di livello 2, quando la situazione può essere affrontata anche con l'aiuto di forze esterne alla struttura interessata. Lo stato di emergenza può evolvere in **stato di crisi**, qualora all'emergenza si sovrapponga anche il malfunzionamento di sistemi di telecomunicazione o telecontrollo o telecomando. In condizioni di crisi è necessario attivare norme procedurali e comportamentali affinché siano note a tutte le persone coinvolte presso il Centro Operativo di Esercizio le azioni atte a individuare l'origine del disservizio alla rete informatica e telefonica, e ad attivarsi verso servizi interni al distributore e/o esterni ad esso per una rapida risoluzione delle anomalie;
- **dichiarazione dello stato di emergenza:** nel piano di emergenza deve essere chiaramente definita la figura autorizzata a dichiarare formalmente lo stato di emergenza. La dichiarazione dello stato di emergenza può avvenire per cause legate all'intensificarsi delle disalimentazioni permanenti, rilevate da strumenti di monitoraggio e telecontrollo della rete elettrica, in numero tale da rendere necessario uno specifico coordinamento e rinforzo operativo. Il piano di emergenza deve quantificare, in rapporto alla struttura organizzativa del distributore, le condizioni di disservizio, in termini di durata, numerosità ed estensione al di sopra delle quali viene dichiarato lo stato di emergenza;
- **centralino di coordinamento:** il punto 3.4.1 della Guida CEI 0-17 prevede che il numero telefonico di un "centralino di coordinamento" debba essere reso noto alle Autorità competenti. Il punto 2.7 della Guida CEI 0-17 definisce il centralino di coordinamento come "*accesso telefonico sicuro (attivo 24 ore su 24) tutti i giorni dell'anno, disponibile presso il COE e PAOE, per le chiamate relative all'emergenza da parte di operatori di organismi di utilità pubblica (vi passano le telefonate con Prefettura, VVF, ecc.)*";
- **Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE):** con la dichiarazione dello stato di emergenza, deve essere attivata la Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio

(PAOE). La PAOE è l'organizzazione che viene istituita, normalmente presso un Centro Operativo di Esercizio (COE: struttura responsabile della gestione, sorveglianza, controllo della rete elettrica di distribuzione relativa a un'area territoriale o porzioni di impianto), in presenza di emergenza, al fine di coordinare la gestione dell'emergenza stessa. Come previsto al punto 3.4.4 della Guida CEI 0-17, la PAOE, dopo la dichiarazione dello stato di emergenza, svolge attività di monitoraggio delle interruzioni, supervisione e ausilio alle attività del Centro Operativo di Esercizio, riferimento operativo per le attività sul territorio interessato dall'emergenza, collegamento informativo interno e interfaccia operativa con le Istituzioni;

- **rapporto sull'emergenza:** per ciascuna emergenza, l'impresa distributrice deve emanare un rapporto contenente una descrizione dell'emergenza e delle azioni conseguentemente intraprese dalla struttura per la gestione delle emergenze (per i dettagli sul rapporto, si veda l'Appendice 6).

Il piano di gestione dell'emergenza deve riportare le modalità individuate dal distributore per assicurare, durante la gestione dell'emergenza, comunicazioni sicure, affidabili e tempestive tra le persone che partecipano alla gestione dell'emergenza e il responsabile dell'emergenza e tra questi e le autorità/imprese coinvolte. Il distributore deve curare che le comunicazioni verso l'esterno siano gestite in modo tale da rendere consapevoli tutte le persone interessate dall'emergenza della necessità di attenersi prontamente e ordinatamente alle disposizioni impartite dal responsabile della gestione delle emergenze e/o dalle Pubbliche Autorità competenti.

Gli elementi più rilevanti dei piani di emergenza messi a punto dalle imprese distributrici coinvolte nell'evento interruttivo oggetto di questa indagine (AEM Torino Distribuzione, Enel Distribuzione per le sue Direzioni Territoriali Emilia Romagna Marche e Lombardia, Hera) sono riportati nell'Appendice 7.

Nei paragrafi seguenti, per ciascuna impresa distributrice suddetta (e, per Enel Distribuzione, per ciascuna Direzione territoriale coinvolta), viene valutato il piano di emergenza, viene descritta la gestione dell'emergenza e viene effettuata una valutazione della conformità delle azioni delle imprese distributrici ai loro piani di emergenza.

## 4.3 Enel Distribuzione: Direzione territoriale Lombardia

---

### 4.3.1 Il piano di emergenza della DTR Lombardia

---

All'interno di Enel Distribuzione, i piani per la gestione dell'emergenza sono definiti a livello di direzione territoriale rete (DTR), coerentemente con la guida di esercizio GE 08 "Gestione delle emergenze per guasti diffusi sulla rete elettrica" e l'allegata guida di esercizio GE 09 "Gestione guasti – Operatività presidi, modulistica e task force" (si veda l'Appendice 7 per una descrizione dettagliata), preparata da Enel Distribuzione come riferimento per le DTR. I piani includono come riferimenti generali le guide di esercizio suddette e altri documenti operativi di Enel Distribuzione.

Il Piano operativo per la gestione delle emergenze della DTR Lombardia (LOM) è sostanzialmente conforme alla Guida CEI 0-17 e include fra i suoi 20 allegati la modulistica prevista per le dichiarazioni di stato di emergenza di 1° e di 2° livello e di stato di crisi.

Il Piano operativo prevede “*almeno un cellulare con numero riservato dedicato per esterno (protezione Civile, Comuni, VVFF, ecc.)*” a disposizione della PAOE, “*due telefoni cellulari per il collegamento con le Istituzioni*” a disposizione della UCT e indica che “*nel periodo di emergenza, su specifica richiesta delle Istituzioni, saranno attivate interfacce dirette con le stesse mediante (...) presidio sala/e crisi o comunicazione referente/i, numero/i telefonico/i ed e-mail dedicata/e*”. Si ritiene che la soluzione di telefonia personale mobile utilizzata per le comunicazioni con PAOE e con i presidi possa comportare svantaggi in termini di raggiungibilità e disponibilità a priori di un canale di collegamento certo per le istituzioni, in particolare in condizioni di emergenza per tutti i servizi di pubblica utilità.

Il Piano operativo non descrive in dettaglio quanto deve essere messo in atto in caso di dichiarazione dello stato di crisi dovuta a numero di utenti disalimentati<sup>11</sup>, indicando comunque - nei casi di disservizi dei sistemi di telecomunicazione, telecontrollo o telecomando indicati dalla Guida CEI 0-17 - che “*la molteplicità e varietà di situazioni che potrebbero venirsi a creare non possono essere tutte codificate e descritte*” (p. 4) e effettuando vari richiami alla guida di esercizio GE 09 nella quale sono elencati alcuni tra i possibili disservizi<sup>12</sup>.

#### 4.3.2 La gestione dell'emergenza nella DTR Lombardia

Il Rapporto di Emergenza della DTR LOM indica che alle ore 23:30 di giovedì 5 febbraio il numero dei clienti interessati dai disservizi non era percepibile come un segnale di una situazione che di lì a poco sarebbe diventata critica.

Secondo il rapporto di emergenza “*il capo (AMR) [Analisi e Manutenzione Rete di Esercizio] è stato presente al Centro Operativo di Brescia dalle ore 4:00. (...) Con la presenza, dalle ore 6:00 circa, dei Responsabili di DTR, Esercizio Rete, CMR [Conduzione e Monitoraggio Rete] e AMR si è costituita di fatto la Unità di Crisi Territoriale (UCT), seppure senza una formale comunicazione; tale UCT è rimasta attiva sino alle ore 18:30 del giorno 8 febbraio, dopo la dichiarazione di fine*

<sup>11</sup> Il Piano operativo per la gestione delle emergenze DTR LOM prevede che lo stato di crisi sia determinato, oltre che quando si ha il mancato o rallentato funzionamento dei sistemi indicati nella Guida CEI 0-17, anche quando si è in presenza dell'evoluzione di un precedente stato di emergenza di livello 1 o 2, con aumento dei clienti disalimentati o del numero di guasti, estese e diffuse disalimentazioni per le quali non si preveda di ripristinare il servizio in breve tempo, condizioni proibitive per l'operatività di uomini e mezzi, ecc..

<sup>12</sup> La Guida di Esercizio GE 09 (p. 28), in relazione allo stato di crisi, indica che “*i disservizi più ricorrenti sono:*

- guasto telecomando;
- anomalie STUX [Sistema di Telecontrollo Unificato Impianti Primari];
- caduta STM [Sistema di Telecontrollo della Rete MT];
- anomalie sistema telefonico;
- anomalie al sistema di alimentazione elettrica;
- anomalie sistema [GESI Gestione segnalazioni delle interruzioni rete elettrica];
- anomalie server.

*Le norme procedurali e le attività necessarie per risolvere i disservizi devono essere note agli operatori del CO formati per svolgere operazioni di:*

- taglio e ripristino portante - reset TPT2000;
- riavvio elaboratori STU-X/STM;
- attivazione SOS;
- apertura guasto verso Wind;
- apertura guasto verso ICT;
- verifica funzionamento apparati VoIP;
- interventi su inverter alimentazione ;
- avviamento del gruppo elettrogeno dedicato.

stato di emergenza (ore 13:00)”. Gli stati di emergenza di 1° livello e di 2° livello sono stati dichiarati tra le 6:23 e le 6:35 del 6 febbraio. Ha assunto il ruolo di responsabile delle emergenze il Responsabile dell’Esercizio Rete. Tutte le fasi dell’emergenza, inoltre, sono state condivise con il Responsabile della DTR LOM.

Il disservizio, che ha avuto inizio alle prime ore del mattino del 6 febbraio, è andato rapidamente peggiorando durante le successive ore con un picco massimo di 150.000 clienti disalimentati, superando largamente una delle soglie previste dal Piano di emergenza per la dichiarazione dello stato di crisi<sup>13</sup>.

Il rapporto di emergenza della DTR LOM indica che *“In relazione all’evolversi dell’evento è stato costituito un tavolo di coordinamento presso il Centro Operativo di Brescia presieduto dal Responsabile di DTR, presenti il Responsabile dell’Esercizio Rete e il capo Unità CMR, per valutare l’opportunità di attivare lo stato di crisi. In considerazione della tenuta degli apparati e della lenta, ma progressiva, risoluzione dei guasti della rete elettrica e della conseguente diminuzione dei clienti BT interrotti, si è deciso di non formalizzare lo stato di crisi, essendo comunque in corso l’Emergenza di 2° livello”*.

Infine, nel Rapporto di emergenza DTR LOM sono riportate tabelle relative alle chiamate al Servizio Segnalazione Guasti (SSG) al numero 803.500 in ingresso nelle DTR di Enel Distribuzione<sup>14</sup>. Di queste, oltre 30.000 dal 5 all’8 febbraio (intera regione Lombardia) sono entrate nell’*Interactive Voice Responder* di Enel Distribuzione. Riguardo alle comunicazioni con le istituzioni, è disponibile un elenco con i dettagli di giorno, ora e data per circa 150 telefonate con enti diversi, quali Comuni, Ospedali, Prefetture, Procura, Province, senza però disaggregazioni in merito al/i numero/i telefonico/i di Enel Distribuzione utilizzati in occasione dell’emergenza<sup>15</sup>.

#### 4.3.3 Valutazioni della conformità della gestione dell’emergenza

Sulla base delle evidenze raccolte, si segnala la mancata dichiarazione dello stato di crisi, secondo le previsioni del Piano operativo per la gestione delle emergenze della DTR.

In merito al fatto che dalle ore 6.00 circa sia stata costituita la UCT, priva però di comunicazione formale, il Piano operativo prevede che - se attivata dal Responsabile di DTR al quale compete tale decisione - l’UCT sia presso la DTR e quindi a Milano e non a Brescia, come invece è stato fatto. L’utilizzo della sede di Brescia non è in linea con quanto previsto dal Piano operativo in caso di attivazione di UCT.

L’utilizzo della sede della DTR di Milano avrebbe potuto favorire sinergie per lo scambio di informazioni con la Sala Operativa di Protezione civile Regionale che è accentrato presso il Centro Operativo di Milano. L’utilizzo del CO di Brescia potrebbe comunque essere spiegato da ridotte necessità di controllo della rete AT nell’area lombarda (il telecontrollo degli interruttori AT è effettuato, in “condizioni normali” presso il COE di Milano, mentre da Brescia si opera sulla rete

<sup>13</sup> La soglia di crisi pari a 50.000 clienti per due ore o 100.000 clienti per un’ora, secondo il grafico riportato in Appendice 7.1, corrispondenti alla soglia del 20% di cabine primarie di uno stesso Centro operativo

<sup>14</sup> Le tabelle SSG presentano alcuni elementi di incongruenza riguardo le risposte operatore e il livello di servizio (percentuali oltre 100%).

<sup>15</sup> Il numero telefonico, di tipo mobile, riservato alla PAOE, era 320.4277XXX.

MT di competenza) e dall'opportunità di rimanere nell'area colpita dagli eventi, oltre che dal rischio di ritardi operativi nel trasferire tutte le persone componenti la UCT da Brescia a Milano.

#### 4.4 Enel Distribuzione: Direzione territoriale Emilia Romagna e Marche

##### 4.4.1 Il piano di emergenza della DTR Emilia Romagna e Marche

Il Piano operativo per la gestione delle emergenze della DTR Emilia Romagna e Marche (ERM) è meno chiaro e dettagliato rispetto a quello della DTR LOM, per quanto riguarda la descrizione dell'attività del Centro Operativo, della Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE) e in particolare del monitoraggio delle interruzioni. Inoltre il Piano operativo non riporta allegati, esclusa una tabella relativa alle consistenze operative e un richiamo all'Allegato 9 "Aggiornamento Periodico Istituzioni" alla Guida di Esercizio GE 09.

Il Piano operativo prevede le stesse soluzioni di telefonia personale mobile già indicate per quello della DTR LOM, con i medesimi svantaggi già descritti.

Il Piano operativo DTR ERM, come peraltro quello della DTR LOM, non descrive in dettaglio le azioni da mettere in atto in caso di dichiarazione dello stato di crisi dovuta al numero di clienti disalimentati.

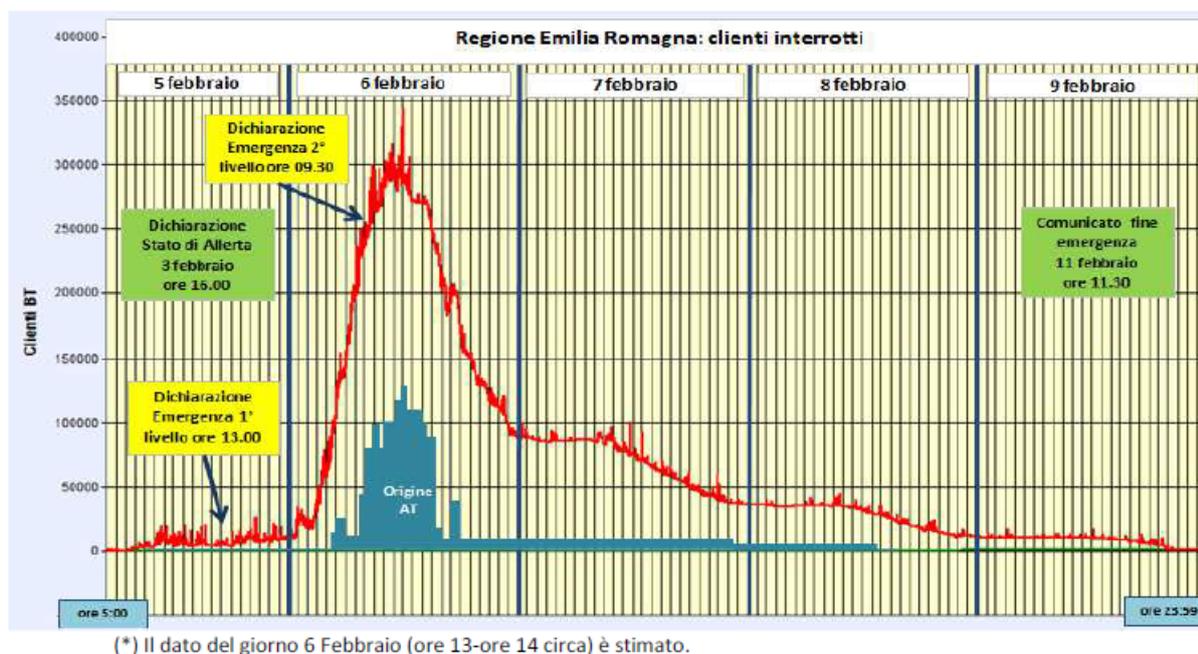
##### 4.4.2 La gestione dell'emergenza della DTR Emilia Romagna e Marche.

Il disservizio ha avuto inizio alle prime ore del 5 febbraio ed è andato peggiorando durante la mattinata del 6 febbraio, con un picco massimo, alle ore 12.25 di circa 334.000 clienti disalimentati. A valle dei disservizi si sono evidenziate cadute dei sistemi di telecomunicazione<sup>16</sup>, necessari, oltre che alla telefonia pubblica, anche al Telecontrollo della Rete e Comunicazioni tra gli operatori Enel Distribuzione in campo.

La Figura 2 riporta gli effetti della disalimentazione delle Cabine Primarie e Sezioni MT con i relativi clienti sottesi.

---

<sup>16</sup> Pag. 4 del Rapporto di emergenza." A valle dei disservizi si sono evidenziate cadute dei sistemi di telecomunicazione, necessari oltre che alla telefonia pubblica anche al Telecontrollo della Rete e Comunicazioni tra i nostri operatori in campo. Siti Wind: 56, Siti Telecom Italia: 39, Siti Vodafone: 4"



**Figura 2.** Numero di clienti interrotti nell'area servita da Enel Distribuzione in Emilia Romagna (fonte: Enel Distribuzione, rapporto di emergenza DTR ERM)

Anche nel caso della DTR ERM, il disservizio ha superato largamente una delle soglie previste dal Piano di emergenza per la dichiarazione dello stato di crisi. Secondo quanto riportato nel rapporto di emergenza della DTR ERM *“Non è stato dichiarato lo Stato di Crisi intenzionalmente in quanto il giorno 6 febbraio, nell'intorno della punta massima, dai sistemi non era possibile capire con certezza il reale numero di clienti disalimentati. Nonostante l'efficiente funzionamento dei sistemi di Telecontrollo della Rete MT (STM), i dati trasferiti agli applicativi “di monitoraggio delle interruzioni” per alcune ore erano incongruenti.*

*A partire dalla serata di venerdì 6 Febbraio, con la rialimentazione di quasi tutte le Cabine Primarie e Sezioni MT, tramite manovre di selezione dei tronchi guasti eseguite in telecomando e con personale ENEL in campo, il numero dei clienti interessati dai disservizi era ridotto del 70% rispetto al picco massimo”.*

Con riferimento ai rapporti con le Istituzioni, nelle schede compilate in seguito alla partecipazione da parte della DTR ERM ai tavoli di coordinamento presso la Protezione Civile Regionale, con particolare riferimento alla Provincia di Reggio Emilia, viene comunicata, ancora nel pomeriggio di sabato 7 febbraio 2015, la *“difficoltà nel fornire un dato in linea con le richieste di informazioni avanzate dalle Istituzioni in merito alle aree non rialimentabili in serata (comuni, frazioni, singole vie coinvolte, tempi di ripristino, ecc.); questo a causa dell'alta variabilità del dato sul procedere delle rialimentazioni in considerazione del gran numero di interventi di riparazione in corso in quelle ore e all'incidenza dei guasti multipli sulla rete. Il presidente della Provincia ha contattato referenti regionali per avere informazioni. Alle 16,20 è stato fornito un primo dato che alle 17,15 è stato aggiornato”.*

Infine, relativamente alla comunicazione con le Istituzioni, sulla base delle informazioni raccolte dall'Autorità, prima della stagione invernale, Enel Distribuzione aveva incontrato e informato la Protezione Civile Regionale del contatto telefonico fisso (annuale) di ciascun Centro Operativo,

incluso un numero fisso di back-up<sup>17</sup> e dell'attivazione “*solo durante l'emergenza*” di ulteriori numeri di contatto attraverso telefoni cellulari, da comunicare al momento.

Nel Rapporto di emergenza DTR ERM sono riportate tabelle relative alle chiamate al Servizio Segnalazione Guasti (SSG) al numero 803.500 in ingresso nelle DTR di Enel Distribuzione. Di queste, oltre 80.000 dal 5 all'8 febbraio (intera DTR ERM) sono entrate nell'*Interactive Voice Responder* di Enel Distribuzione.

Riguardo alle comunicazioni con le Istituzioni, sono disponibili nove elenchi (“diari di presidio”), di cui due relativi alle PAOE di Bologna (36 chiamate)<sup>18</sup> e di Modena (40 chiamate)<sup>19</sup> e i restanti relativi a presidi locali, con i dettagli già indicati in precedenza. Il totale chiamate in entrata o in uscita alle istituzioni per l'area coperta dalla PAOE Modena è di circa 500 registrazioni dettagliate<sup>20</sup>, mentre per la PAOE Bologna le registrazioni sono di poco inferiori. L'elevato volume di telefonate scambiate durante l'emergenza dai presidi attivati da Enel distribuzione DTR ERM non è di per sé una prova dell'effettiva attivazione dei cellulari di emergenza, il cui numero risulta, dalla documentazione acquisita, indicato solo nella e-mail di dichiarazione dello stato di emergenza di primo livello per il CO Bologna, indirizzata solo a personale interno.

#### 4.4.3 Valutazioni della conformità della gestione dell'emergenza

Il Rapporto di emergenza DTR ERM presenta una significativa carenza rispetto al riepilogo degli stati di emergenza (p. 3), non esplicitando, per il CO di Modena, l'attivazione dell'emergenza di 2° livello e fornendo informazioni incongruenti riguardo l'attivazione dell'emergenza di 1° livello per il CO di Modena rispetto all'Allegato 6 al Rapporto medesimo.

Inoltre il Rapporto di emergenza DTR ERM indica l'attivazione dell'emergenza di 1° livello con medesima ora per i CO di Bologna e di Modena. Tuttavia, il medesimo rapporto fa riferimento a (e contiene) due sole e-mail di attivazione delle emergenze di 1° livello e di 2° livello, che - benché inviate ai capi unità delle Unità Operative “Emilia” e “Romagna” - fanno esclusivo riferimento allo stato di emergenza “*per il CO Bologna*”.<sup>21</sup> Peraltro, nella mattina del 6 febbraio, almeno lo stato di emergenza di 1° livello del CO Modena era attivato, come desumibile dalla presenza di telefonate alla relativa PAOE.

Come per la DTR LOM, si rileva la mancata dichiarazione dello stato di crisi, con l'aggravante che nella DTR ERM i disservizi erano più estesi, il gradiente dei clienti disalimentati nel tempo era maggiore e maggiore era il numero dei clienti contemporaneamente interrotti; inoltre, nell'area di competenza della DTR ERM si sono verificati mancati funzionamenti dei sistemi di telecontrollo e dei sistemi telefonici, che sarebbero di per sé un motivo di dichiarazione dello stato di crisi.

Il Piano Operativo della DTR ERM prevede fra le attività svolte dall'UCT “*richieste di rinforzi da Task Force della DTR ERM o di altre DTR*”. Peraltro al momento della dichiarazione dello stato di

---

<sup>17</sup> Il numero telefonico fisso del COE di Modena (059 87XXXXX) e il backup (059 82XXXXX) risultano comunicati a Novembre 2014 anche alla Prefettura di Reggio Emilia.

<sup>18</sup> Il numero telefonico, di tipo mobile, riservato alla PAOE di Bologna, era il 329.2405XXX.

<sup>19</sup> Il numero telefonico riservato alla PAOE di Modena non è immediatamente disponibile nel rapporto di emergenza.

<sup>20</sup> In alcuni casi, la registrazione è aggregata per più chiamate nello stesso giorno da e verso la stessa istituzione.

<sup>21</sup> Al riguardo, il Piano Operativo prevede che “*lo stato di emergenza di primo e secondo livello viene dichiarato (...)* con riferimento al CO” [Centro Operativo].

emergenza di 2° livello avvenuta alle ore 9:30 del 6 febbraio 2015 era già stato richiesto il rinforzo operativo delle DTR di Triveneto e Lazio, Abruzzo e Molise.

Il monitoraggio delle interruzioni per la Provincia di Reggio Emilia ha trasferito dati incongruenti e ha compromesso, anche dopo due giorni dall'inizio dell'evento interruttivo, le possibilità di fornire informazioni alle Istituzioni in merito a comuni, frazioni, singole vie coinvolte dal disservizio e in merito ai tempi di ripristino.

#### 4.5 Hera (Comune e provincia di Modena)

---

L'impresa distributrice Hera opera nella provincia di Modena, servendo sia clienti in area urbana (Comune di Modena) sia clienti in aree territoriali a media e bassa concentrazione.

##### 4.5.1 Il piano di emergenza di Hera

---

L'Istruzione Operativa Gruppo Hera è rispondente ai requisiti previsti dalla Guida CEI 0-17 e ben strutturata. L'Istruzione Operativa non descrive in dettaglio quanto deve essere messo in atto in caso di dichiarazione dello stato di crisi e inoltre non chiarisce, al di là della definizione, la distinzione tra Emergenza di 1° e 2° livello dal punto di vista delle attività da svolgere (pur marcandone la differenza dal punto di vista dei parametri per l'attivazione di uno o dell'altro livello).

##### 4.5.2 La gestione dell'emergenza di Hera

---

Il rapporto dell'emergenza n. 2015/01 del Gruppo Hera contiene le seguenti informazioni:

- codice univoco attribuito al rapporto di emergenza;
- data e ora di apertura dello stato di emergenza (e Allerta e Allarme): in particolare il 05/02/2015 alle ore 10.00 in considerazione dell'ulteriore peggioramento delle condizioni meteo e in seguito all'aumentare degli scatti definitivi delle linee MT e all'insorgere di scatti delle linee AT di Terna viene dichiarato lo Stato di emergenza da parte del responsabile delle Emergenze. Il 05/02/2015 alle ore 10.00 viene attivata la PAOE composta dal responsabile Emergenza, Responsabile Energia Elettrica, dal responsabile RIEO (Reti e Impianti Emilia Ovest – reti pianura e reti appennino) e dalle Relazioni Enti locali.
- nominativo del responsabile dell'apertura dell'emergenza;
- descrizione sintetica dell'emergenza;
- localizzazione geografica dell'emergenza;
- condizioni ambientali;
- numero di clienti coinvolti;
- consistenza impianti coinvolti nell'emergenza;
- consistenza personale coinvolto nell'emergenza (distributore più imprese appaltatrici);
- mezzi utilizzati durante l'emergenza (distributore più imprese appaltatrici);
- comunicazioni/rapporti verso le autorità competenti: in particolare istituzione di un Presidio tavolo di coordinamento presso la Prefettura di Modena al quale erano presenti:
  - Prefettura;
  - Protezione Civile;
  - Provincia e Comune di Modena;

- Comune di Modena;
- Carabinieri.
- rapporti di esercizio;
- descrizione dettagliata delle azioni intraprese;
- valutazioni ed azioni intraprese con i nominativi dei responsabili, utilizzo risorse in rapporto ai cronogrammi dell'esercizio;
- descrizione delle cause accertate dell'emergenza;
- valorizzazione dei costi sostenuti per la gestione dell'emergenza;
- data e ora della chiusura dell'emergenza: in particolare il 10/02/2015 alle ore 17.36 è stata dichiarata la chiusura dello Stato di Emergenza per l'area di Modena da parte del responsabile della gestione delle Emergenze.

A proposito di comunicazione con le autorità competenti, Hera ha istituito un tavolo di coordinamento presso la Prefettura di Modena ed ha effettuato una comunicazione continua (via e-mail) con Prefettura e Protezione Civile sull'andamento dell'emergenza con indicazione del numero degli utenti interessati dalle disalimentazioni per un totale di 64 comunicazioni. È stato assicurato il costante contatto telefonico con gli enti locali, in particolare con i Sindaci, attraverso il referente Relazioni/Enti Locali e/o il responsabile dell'emergenza.

Inoltre, in risposta alla richiesta di informazioni degli Uffici dell'Autorità ai sensi della delibera 96/2015/E/eel, Hera ha specificato che durante l'emergenza sono stati attivati 3 differenti canali di comunicazione per la fornitura di informazioni in merito all'avanzamento delle attività di competenza<sup>22</sup>.

#### 4.5.3 Valutazioni della conformità della gestione dell'emergenza

Il Rapporto dell'emergenza n. 2015/01 di Hera è chiaro, sequenziale e completo nei contenuti, e in particolare fornisce chiaramente e in dettaglio il momento di attivazione della PAOE e da quali figure professionali fosse composta.

Alla luce dei dati sopra descritti riguardo i contatti con le istituzioni, la gestione dell'emergenza da parte di Hera può essere ritenuta nel complesso conforme al piano di emergenza.

#### 4.6 Aem Torino distribuzione (Comune di Parma)

L'impresa distributrice Aem Torino distribuzione opera nel Comune di Parma e appartiene al Gruppo Iren.

Nell'analisi delle condizioni operative per Aem Torino distribuzione / Gruppo Iren, va tenuta ben presente la condizione significativamente differente dei disservizi rispetto alle altre imprese distributrici interessate: solo 2173 clienti (meno del 2%) hanno subito un'interruzione oltre le 8 ore.

<sup>22</sup> I tre canali sono i seguenti:

1. Responsabile Relazioni con Enti Locali per: responsabili Protezione Civile, Prefetto e suo staff, Sindaci dei Comuni interessati.
2. Aggiornamento, mediante e-mail, dell'avanzamento delle attività di competenza a: Prefettura, Carabinieri, Protezione Civile e Sindaci dei comuni interessati.
3. Comunicazione diffusa: nel periodo 05/02/2015 - 10/02/2015 sono stati emessi 5 comunicati stampa sulla stampa locale e sono stati effettuati 2 servizi televisivi ed una intervista radiofonica.

#### 4.6.1 Il piano di emergenza di Aem Torino distribuzione

---

Il Piano di Emergenza Elettrica di AEM Torino distribuzione replica il contenuto della Guida CEI 0-17, apportando sintetiche integrazioni e precisazioni richieste dalla propria specificità.

Inoltre, il Piano non riporta alcuna data, non permettendo di risalire in maniera oggettiva al momento della sua stesura. Per quanto riguarda la Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE) nel Piano è indicato che è istituita presso la sala Crisi, senza specificarne l'esatta collocazione (il COE o altro). I compiti della PAOE sono di mero coordinamento. Anche questo Piano non descrive quello che deve essere messo in atto in caso di dichiarazione dello stato di crisi.

#### 4.6.2 La gestione dell'emergenza di Aem Torino distribuzione

---

Aem Torino distribuzione non ha predisposto un vero rapporto di emergenza ma ha fornito all'Autorità un foglio (senza data e con firme autografe) contenente le seguenti voci previste dalla Guida CEI 0-17, sinteticamente compilate a mano:

- ID Emergenza (E-060220150700 che indica l'inizio dell'emergenza alle ore 7.00 del 06/02/2015);
- nominativo del responsabile dell'apertura dell'emergenza;
- descrizione sintetica dell'emergenza;
- N° Linee MT fuori servizio;
- N° Linee BT fuori servizio;
- N° Trasformatori AT/MT fuori servizio;
- N° Cabine MT fuori servizio;
- localizzazione geografica dell'emergenza;
- condizioni ambientali;
- stima del numero di clienti coinvolti;
- consistenza personale coinvolto nell'emergenza;
- mezzi utilizzati durante l'emergenza;
- comunicazioni/rapporti verso le Autorità competenti;
- descrizione delle azioni intraprese;
- descrizione delle cause accertate dell'emergenza;
- costi sostenuti per la gestione dell'emergenza;
- data e ora di chiusura dello stato di emergenza (ore 9.00 del 9/02/2015).

#### 4.6.3 Valutazione in merito alla gestione dell'emergenza di Aem Torino distribuzione

---

Il Rapporto di emergenza è l'estratto di un apposito registro predisposto presso il COE di Aem Torino distribuzione relativo agli eventi del 5 febbraio 2015 e giorni seguenti, nel quale a mano vengono riportate stringate e in alcuni casi generiche informazioni sull'emergenza, senza dare un quadro esaustivo e completo della gestione della stessa.<sup>23</sup>

Inoltre nel Registro manca il relativo dossier in cui, per ogni Emergenza, viene inserito un fascicolo contenente i seguenti documenti, come previsto dal Piano:

- originale/copia dei Fax inviati alle Autorità competenti;
- stampa delle mail inviate per la segnalazione dell'emergenza a soggetti esterni;
- copia dei report STWEB/GISEL con indicazione delle manovre effettuate, le responsabilità in merito e il resoconto dei clienti disalimentati/rialimentati.

---

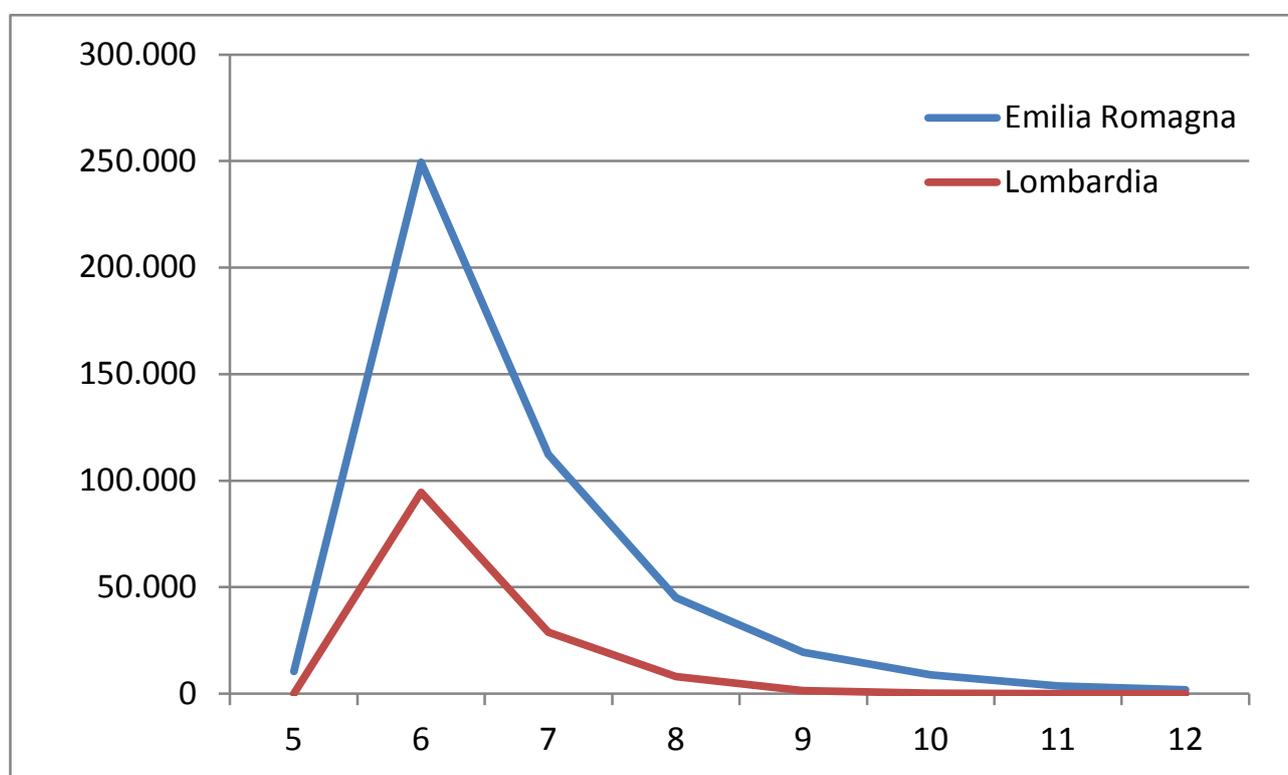
<sup>23</sup> Dalla Guida CEI 0-17: *“Dopo aver chiuso lo stato di emergenza, il responsabile per la gestione delle emergenze redige un rapporto, contenente una descrizione dell'emergenza, delle azioni conseguentemente intraprese dalla struttura per la gestione delle emergenze, che il distributore acquisisce ufficialmente. Il rapporto dell'emergenza ha, come finalità, quella di riepilogare i motivi che hanno portato all'insorgere dell'emergenza per intervenire, dove possibile e opportuno, con azioni correttive e preventive che limitino le possibilità di ripetersi dell'evento”*(punto 3.4.8)

## 5. L'ENTITÀ DEI DISSERVIZI E I RIMBORSI AUTOMATICI AI CLIENTI COINVOLTI

Dopo aver esaminato l'evento meteorologico (capitolo 2) e il suo impatto sul sistema elettrico (capitolo 3), in questo capitolo viene esaminata l'entità dei disservizi soprattutto in termini di durata dell'interruzione, una variabile che è collegata sia alla vastità dell'evento e del suo impatto, sia alla reazione messa in atto dalle imprese distributrici operanti nell'area interessata, esaminata nel capitolo 4. Inoltre, in questo capitolo viene dato conto dell'attivazione dei rimborsi automatici agli utenti coinvolti in interruzioni prolungate.

### 5.1 L'entità dei disservizi; numero di utenti coinvolti e durata delle interruzioni

L'evento interruttivo del 5 febbraio 2015 e giorni seguenti ha registrato, per vastità, una dimensione assolutamente eccezionale, con oltre 340.000 utenti interrotti per più di 8 ore complessivamente tra Emilia Romagna e Lombardia (vd. figura 3).



**Figura 3** – Utenti disalimentati per più di 8 ore nel periodo 5 - 12 febbraio 2015 nelle province più colpite dell'Emilia Romagna e della Lombardia (elaborazione dell'Autorità su dati forniti da Enel Distribuzione e Hera)

La tabella 5 fornisce la disaggregazione per le province più colpite e per impresa distributtrice.

**Tabella 5** – Utenti disalimentati per più di 8 ore nel periodo 5-12 febbraio 2015 nelle province più colpite dell’Emilia Romagna e della Lombardia (elaborazione dell’Autorità su dati forniti da Enel Distribuzione e Hera per le province con più del 5% di clienti coinvolti nelle interruzioni)

Provincia	Giorno							
	5 febb.15	6 febb.15	7 febb.15	8 febb.15	9 febb.15	10 febb.15	11 febb.15	12 febb.15
Bologna (Enel D.)	6.816	88.392	46.418	22.955	8.975	4.064	1.958	863
Brescia (Enel D.)	0	41.246	9.267	1.498	317	6	3	1
Cremona (Enel D.)	0	22.740	7.607	2.285	175	67	56	0
Mantova (Enel D.)	0	26.461	10.790	3.882	526	1	0	0
Modena (Enel D.)	413	21.641	8.387	2.494	1.562	875	189	11
Parma (Enel D.)	25	21.386	9.118	3.698	2.151	927	147	0
Reggio Emilia (Enel D.)	290	74.164	33.553	11.829	4.490	1.685	1.063	788
Modena (HERA)	2.718	19.427	7.171	2.333	1.334	759	272	116
<b>Totale</b>	<b>10.262</b>	<b>315.457</b>	<b>132.311</b>	<b>50.974</b>	<b>19.530</b>	<b>8.384</b>	<b>3.688</b>	<b>1.779</b>

In termini di durata *media* di disalimentazione degli utenti coinvolti, che è stata pari in media a circa 20 ore in Lombardia e 26 ore in Emilia Romagna, la tabella seguente permette di apprezzare l’effetto dei tre livelli di tensione del sistema elettrico: i guasti originati sulla rete di alta tensione (inclusa la componente dovuta a interconnessione con produttori o altri gestori diversi da Terna, come SELF per la rete di proprietà di RFI), in media, sono responsabili per meno dell’1% della durata complessiva di interruzione in Lombardia e per circa il 13-14% in Emilia Romagna; la frazione relativa ai guasti originati sulla rete di media tensione conta per il 95% del totale in Lombardia e per circa il 76% in Emilia Romagna, mentre la frazione relativa alla rete di bassa tensione conta per il 5% del totale in Lombardia, il 10% in Emilia Romagna e raggiunge il picco del 27% per quanto riguarda la rete di distribuzione di Hera (che d’altronde è il distributore con la minore durata media complessiva).

**Tabella 6** – Durata media di interruzione per ciascun utente, differenziata per origine - Utenti disalimentati per oltre 8 ore relativamente a ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A. ed HERA S.P.A.

Regione	Durata media [h:mm]	Di cui per origine RTN/AT	Di cui per origine su interconn.	Di cui per origine su rete MT	Di cui per origine su rete BT
Lombardia (Enel D.)	19:49	0,3%	0,5%	94,4%	4,8%
Emilia Romagna (Enel D.)	25:57	5,7%	8,1%	76,1%	10,1%
Emilia Romagna (Hera)	15:04	12,2%	0,8%	59,7%	27,3%

RTN/AT: rete di trasmissione nazionale/rete in alta tensione

IC: su impianti di produzione o rete di altra impresa distributrice interconnessa

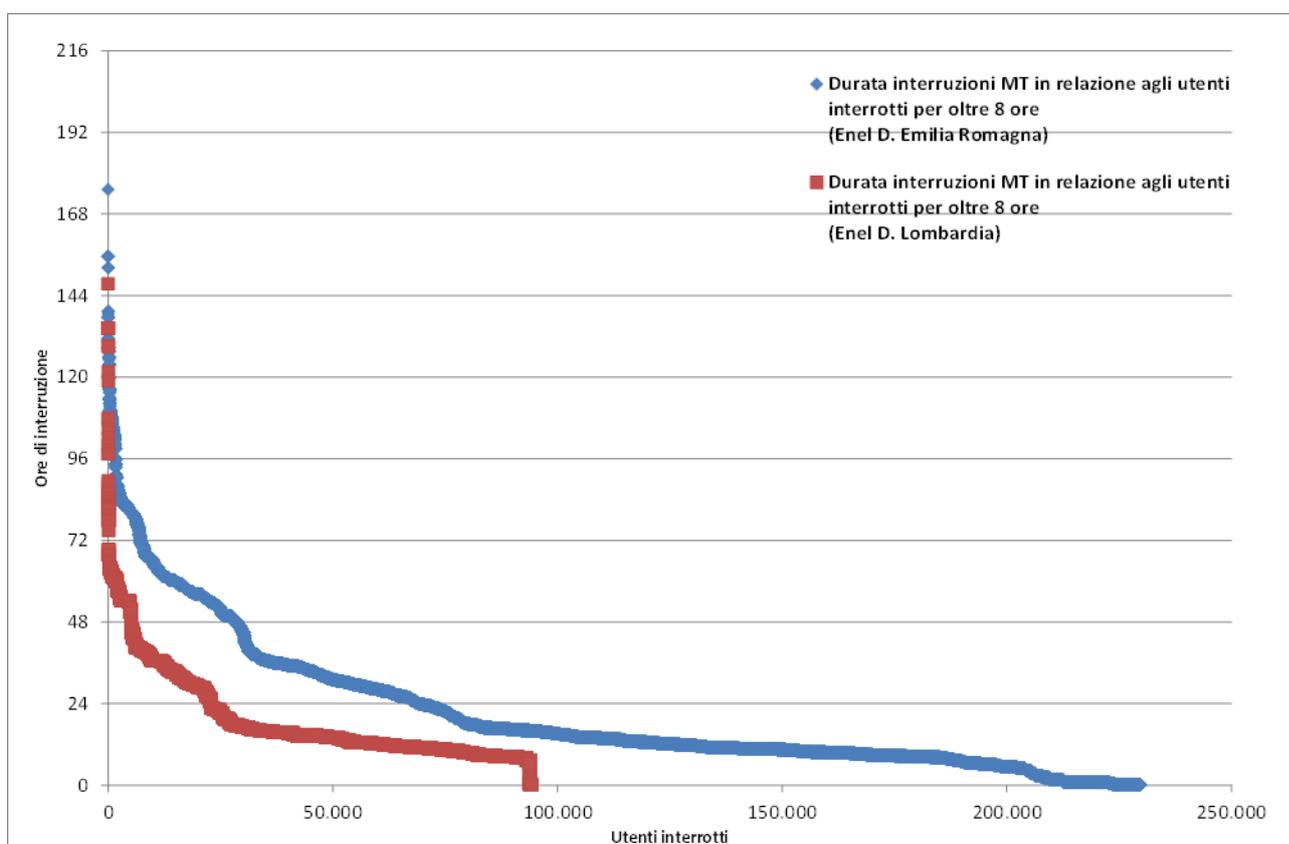
MT: rete in media tensione

BT: rete in bassa tensione

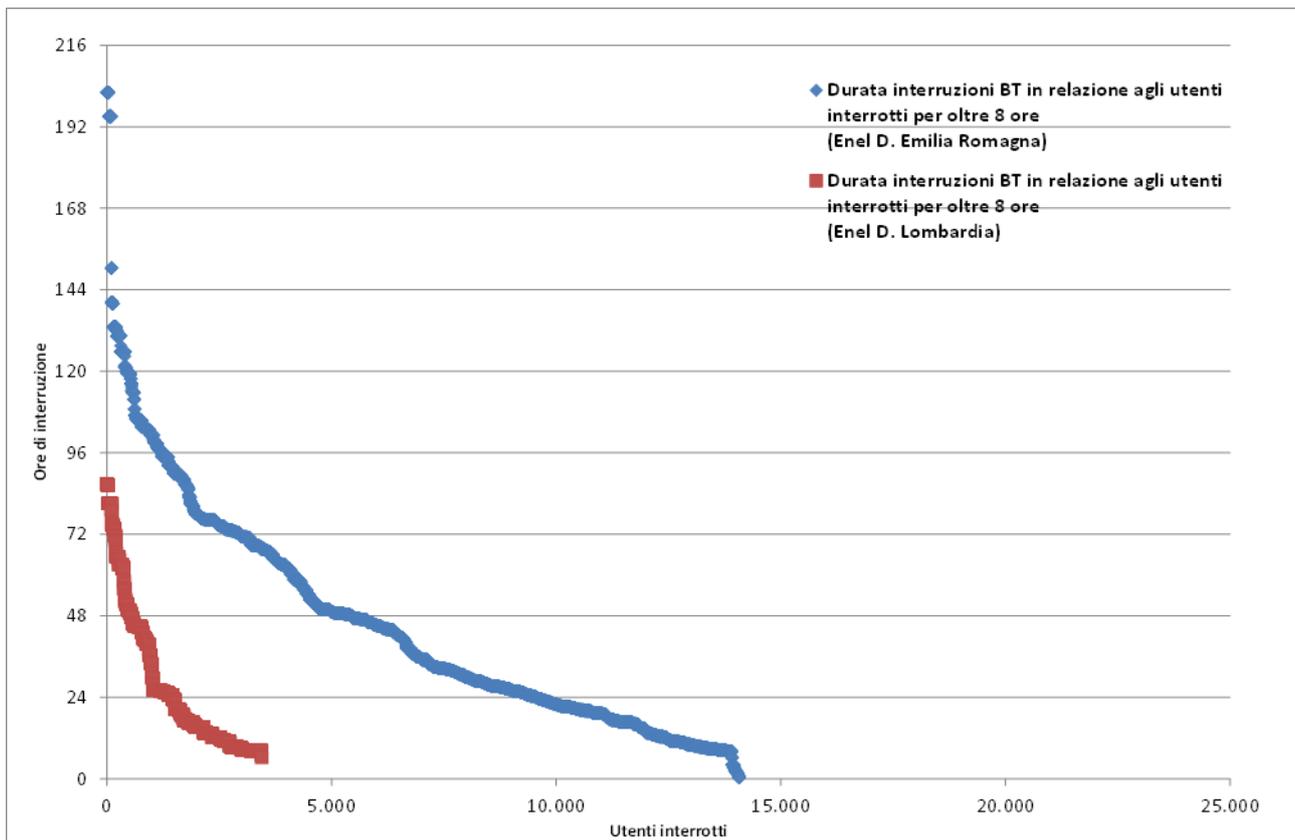
In Appendice 9 è disponibile il dettaglio per impresa distributrice e provincia servita.

I valori forniti in media nascondono in effetti situazioni molto diverse. I grafici seguenti (Figure 4 e 5) permettono di apprezzare la variabilità della durata di interruzione sia per quanto riguarda i guasti sulla rete MT sia quelli sulla rete BT. Si può notare come per la stragrande parte degli utenti coinvolti la ragione tecnica dell'interruzione sia da attribuire alla rete di media tensione: circa 100.000 in Lombardia e più di 200.000 in Emilia Romagna, considerando solo gli utenti con interruzione per più di 8 ore, a confronto con effetti dell'ordine di alcune migliaia di utenti per la bassa tensione.

Occorre considerare che l'utenza sottesa a un guasto BT è sensibilmente minore rispetto a un guasto MT. Di conseguenza, una volta rientrata la tensione sulla rete MT e individuati i guasti sulla rete BT, è efficiente e razionale che venga assegnata priorità nell'assegnazione delle risorse a eventuali guasti MT ancora in corso nell'area operativa e che pertanto la risoluzione dei guasti BT, seppure individuati, venga posposta alla completa risoluzione dei guasti MT nella stessa area.



**Figura 4** –Distribuzione della durata delle interruzioni con origine MT - utenti interrotti per oltre 8 ore



**Figura 5** – Distribuzione della durata delle interruzioni con origine BT - utenti interrotti per oltre 8 ore

## 5.2 I rimborsi ai clienti interessati da interruzioni prolungate

La tabella 7 riporta l'elenco delle province con almeno 50 utenti disalimentati per oltre 8 ore, in ordine decrescente dei rimborsi totali agli utenti interrotti per oltre otto ore. Una maggior granularità riguardo gli indennizzi per comune è disponibile nell'Appendice 9.

Inoltre, l'Appendice 10 riporta uno stralcio delle disposizioni del TIQE relative alla definizione degli standard per interruzioni prolungate e dei rimborsi automatici agli utenti in caso di superamento degli standard. La medesima Appendice presenta anche i rimborsi agli utenti nel periodo 2008-2014 e il bilancio del Fondo per Eventi Eccezionali nel medesimo periodo.

**Tabella 7** – Utenti interrotti e rimborsi totali nelle province più interessate da interruzioni prolungate.

Impresa distributrice	Regione	Provincia	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA	11.909.707,35	53.528
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	REGGIO NELL'EMILIA	8.065.193,75	50.168
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	BRESCIA	2.916.254,18	24.525
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	MANTOVA	2.781.730,24	11.914
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	MODENA	2.402.261,25	14.718
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	PARMA	2.223.048,61	12.349
HERA S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	MODENA	1.607.694,50	9.263
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	CREMONA	1.492.507,79	9.219
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	FORLÌ-CESENA	665.085,75	3.846
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA	595.511,50	5.742
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A	EMILIA ROMAGNA	PARMA	84.730,00	894
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	RIMINI	79.575,00	736
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	PIACENZA	73.187,00	820
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	EMILIA ROMAGNA	FERRARA	66.645,00	499
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	BERGAMO	58.632,50	857
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	SONDRIO	26.400,00	136
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	PAVIA	8.640,00	168
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LOMBARDIA	LECCO	6.900,00	83

## 6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

---

Nel presente capitolo vengono tratte le conclusioni delle analisi svolte, prima in relazione allo specifico evento in esame e alle azioni degli operatori di rete rispetto alle previsioni dei piani di emergenza, poi guardando alle prospettive di miglioramento in termini di sviluppo della rete e di possibili sviluppi degli aspetti trattati dalla regolazione.

### 6.1 Valutazioni conclusive sulle interruzioni in Emilia Romagna e in Lombardia

---

Gli eventi interruttivi descritti in questa Relazione, occorsi a partire dal 5 febbraio 2015 nelle regioni Lombardia ed Emilia Romagna, sono riconducibili a un unico evento meteorologico che per le caratteristiche con le quali si è manifestato (in particolare per le caratteristiche di elevata densità della neve, per numerosità dei guasti intervenuti e per estensione territoriale delle aree impattate) è da valutarsi come del tutto eccezionale.

Per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di trasmissione, nonostante l'intensità dell'evento meteorologico e la numerosità dei guasti, il ripristino della rete AT e la rialimentazione del carico disalimentato sono avvenuti mediamente dopo circa 4 - 9 ore dall'inizio dei disservizi a eccezione della provincia di Bologna, dove due disalimentazioni di modesta entità (quanto ad energia non servita) hanno interessato anche i giorni successivi al 6 febbraio. In particolare le centrali di S.Maria e di Le Piane (con annessa trasformazione ad alimentare anche la rete MT di Enel Distribuzione) sono rimaste disalimentate fino alle ore 13:21 del giorno 8 febbraio a causa del protrarsi di interventi di ripristino, a cura di terzi, su elementi non appartenenti alla RTN.

Per quanto riguarda le interruzioni originate sulla rete di distribuzione, si sono registrati impatti e durate superiori, fino ai casi di circa 8.000 utenti disalimentati per cinque giorni, che hanno coinvolto significativamente le province di Brescia, Cremona, Mantova, Bologna, Modena, Parma e Reggio Emilia nelle aree servite da Enel Distribuzione e da Hera.

Da un lato tale effetto è intrinsecamente correlato ai differenti livelli di tensione e alla necessità di risolvere prioritariamente i guasti a livelli di tensione superiore e con impatti più estesi, in una situazione che per numerosità di utenti interessati dai disservizi e vastità del territorio colpito dalle precipitazioni nevose, non registra precedenti negli ultimi dieci anni.

D'altro lato, si sono registrate azioni delle imprese distributrici non pienamente conformi ai propri piani di emergenza e altre incongruenze.

Le non conformità sono relative a questi aspetti:

- incompleta dichiarazione dello “stato di emergenza” da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata dichiarazione dello “stato di crisi” da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna e Lombardia);
- costituzione informale della unità di crisi territoriale di Enel Distribuzione a Brescia anziché a Milano (Lombardia);

*Incompleta dichiarazione dello “stato di emergenza” da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna)*

Sulla base della documentazione prodotta da Enel Distribuzione, le dichiarazioni di emergenza di 1° livello delle ore 13:43 di giovedì 5 febbraio e di 2° livello delle ore 9:30 di venerdì 6 febbraio sono riferite solo al Centro Operativo di Bologna. Il riepilogo degli stati di emergenza del Rapporto di Emergenza di Enel Distribuzione contraddice la documentazione prodotta, riferendo la dichiarazione di emergenza di 1° livello anche al Centro Operativo di Modena e omettendo la dichiarazione di emergenza di 2° livello. Si ritiene pertanto che le dichiarazioni di emergenza siano state territorialmente incomplete.

*Mancata dichiarazione dello “stato di crisi” da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna e Lombardia)*

Sebbene non vi sia evidenza di conseguenti aspetti di criticità sostanziale (Enel Distribuzione indica che le unità di crisi si erano costituite “*di fatto*”), nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia, Enel Distribuzione non ha effettuato la dichiarazione di “stato di crisi” secondo quanto previsto dai propri piani operativi di gestione delle emergenze.

*Costituzione informale della unità di crisi territoriale di Enel Distribuzione a Brescia anziché a Milano (Lombardia)*

In Lombardia, l'unità di crisi “*di fatto*” è stata attivata da Enel Distribuzione presso il Centro Operativo di Brescia e non presso la Direzione Territoriale di Milano, come previsto dal Piano Operativo per la gestione delle emergenze.

Le ulteriori incongruenze sono relative ai seguenti aspetti:

- indisponibilità di informazioni sul numero di utenti disalimentati e sui tempi previsti di ripristino da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna);
- mancata indicazione della data di approvazione e di eventuali aggiornamenti del piano di emergenza di AEM Torino Distribuzione (ai sensi del cap.4 della Guida CEI 0-17);
- incompletezza del piano di Enel Distribuzione (Emilia Romagna) con particolare riferimento all'attività di monitoraggio delle interruzioni.

*Indisponibilità di informazioni sul numero di utenti disalimentati e sui tempi previsti di ripristino da parte di Enel Distribuzione (Emilia Romagna)*

In Emilia Romagna, si sono verificati malfunzionamenti dei sistemi di Enel Distribuzione per cui non era possibile conoscere con certezza il reale numero di clienti disalimentati “*per alcune ore*” nel pomeriggio del 6 febbraio. Nella serata erano disponibili stime sul numero di clienti disalimentati. Tuttavia, ancora il 7 febbraio persistevano difficoltà nel fornire dati puntuali a fronte della richiesta delle Istituzioni nella provincia di Reggio Emilia. L'incongruenza manifestata per alcune ore su alcuni sistemi di Enel Distribuzione risulta essere l'aspetto più critico per la gestione

dell'eccezionale evento interruttivo del 6 febbraio e giorni seguenti, con effetti anche sulle comunicazioni alle pubbliche istituzioni che infatti hanno segnalato lamentele in proposito.

*Mancata indicazione della data di approvazione e di eventuali aggiornamenti del piano di emergenza di AEM Torino Distribuzione.*

Come indicato in maggior dettaglio nel precedente capitolo 4, il Piano di Emergenza Elettrica di Aem Torino Distribuzione costituisce un generico tentativo di replicare il contenuto della Guida CEI 0-17, senza apportare le integrazioni e precisazioni richieste dalla propria specificità; inoltre non risulta formalizzata la data di approvazione né risultano eventuali aggiornamenti di tale Piano, che pure sono previsti dalla Guida CEI 0-17.

*Incompletezza del piano di Enel Distribuzione (Emilia Romagna) con particolare riferimento all'attività di monitoraggio delle interruzioni*

Il Piano operativo per la gestione delle emergenze della DTR Emilia Romagna e Marche è meno chiaro e dettagliato rispetto a quello della DTR Lombardia, con particolare riferimento all'attività di monitoraggio delle interruzioni, che è risultata critica durante l'emergenza oggetto dell'indagine. Inoltre non è stata implementata la soluzione (adottata dalla DTR Lombardia) di inserire un ampio apparato di allegati al piano di emergenza, che possono favorire la gestione operativa dell'emergenza.

## 6.2 Prospettive di miglioramento e possibili sviluppi della regolazione

Come elemento finale dell'indagine conoscitiva, l'Autorità individua i seguenti aspetti principali per futuri miglioramenti (sia nell'ambito d'azione dell'Autorità, sia nella responsabilità di altri soggetti):

- miglioramento dei piani di emergenza alla luce della loro applicazione;
- importanza dei rapporti tra le imprese distributrici e le istituzioni;
- miglioramento della resilienza del sistema di trasmissione e di distribuzione e sviluppo di ulteriori meccanismi incentivanti della riduzione di vulnerabilità della rete di trasmissione;
- aggiornamento della regolazione delle interruzioni prolungate, in particolare riguardo agli standard di durata delle interruzioni a tutela del consumatore;
- miglioramento dei processi autorizzativi e dell'accettazione degli sviluppi della rete.

### *Miglioramento dei piani di emergenza*

L'analisi dei piani di emergenza ha permesso di individuare margini di miglioramento, anche mediante una futura maggiore flessibilità dei piani, sulla base delle specificità delle diverse emergenze. Per esempio sono emerse le seguenti questioni:

- in quali condizioni è preferibile centralizzare e coordinare la comunicazione con le istituzioni coinvolte e in quali è opportuno aumentarne la capillarità?

- è preferibile che il piano di emergenza consenta di costituire l'unità di crisi ove più opportuno?

Appare opportuno che le imprese distributrici valutino congiuntamente le esperienze di applicazione dei piani di emergenza nei loro primi anni, al fine di un miglioramento generale ma anche al fine di “attrezzare” le imprese distributrici di minori dimensione.

#### *Importanza dei rapporti tra le imprese distributrici e le istituzioni*

L'emergenza oggetto dell'indagine conoscitiva ha evidenziato l'importanza, per le istituzioni, di avere un contatto affidabile e costante con le imprese distributrici. Appare perciò necessario che le imprese distributrici formalizzino, nel proprio piano di emergenza, le modalità e i tempi di comunicazione del numero di telefono fisso del COE utilizzato come “centralino di coordinamento” (attivo 24 ore su 24), nonché dei numeri di telefonici dedicati all'emergenza della PAOE e che effettuino incontri periodici con le istituzioni.

#### *Miglioramento della resilienza del sistema e sviluppo della regolazione incentivante*

Gli aspetti di miglioramento futuro più direttamente pertinenti all'ambito di regolazione dell'Autorità, relativi alle attività di prevenzione e riduzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio, sono già stati ampiamente discussi nella fase di consultazione delle proposte dell'Autorità in vista del quinto periodo di regolazione dei servizi elettrici che entra in vigore a inizio 2016. Rimandando ai relativi documenti per la consultazione per maggiori dettagli<sup>24</sup>, l'Autorità intende:

- attivare a inizio 2016 un tavolo di lavoro sul tema della resilienza delle reti elettriche. Le soluzioni previste dai gestori delle reti dovranno ottimizzare il complesso equilibrio tra i significativi costi di rinforzo e di manutenzione delle reti e gli impatti evitati sugli utenti, individuando le soluzioni più efficienti nelle varie situazioni critiche<sup>25</sup>;
- sottoporre a consultazione finale nel corso del 2016 e successivamente attivare un meccanismo di incentivazione al potenziamento della resilienza del sistema di trasmissione, che si baserà su dati forniti dalle imprese distributrici nell'ambito del tavolo di lavoro.
- rendere progressivamente ancora più tutelante per gli utenti la regolazione delle interruzioni di lunga durata, nella consapevolezza del complesso equilibrio tra le differenze tecniche (reti AT rispetto a reti MT e BT, ambiti in aree urbane rispetto a zone rurali) e delle esigenze di bilanciamento dei diversi contributi dei soggetti coinvolti a finanziare il fondo per eventi eccezionali (imprese di trasmissione e distribuzione e utenti).

Gli elementi acquisiti nel corso dell'Indagine appaiono confermare l'orientamento proposto dall'Autorità nei citati Documenti per la consultazione 415/2015/R/eel.

<sup>24</sup> I documenti per la consultazione 48/2015/R/eel, 415/2015/R/eel, 464/2015/R/eel e 544/2015/R/eel.

<sup>25</sup> Ad esempio incrementare la magliatura della rete AT, incrementare la controalimentabilità e/o la robustezza della rete MT, migliorare - ove possibile - l'utilizzo di risorse disponibili per una più tempestiva ripresa del servizio.

### *Miglioramento dei processi autorizzativi e dell'accettazione degli sviluppi di rete*

Le porzioni di rete interessate dagli eventi del febbraio 2015 sono oggetto di diversi interventi di sviluppo pianificati da Terna, per il miglioramento della qualità del servizio, a ulteriore beneficio degli utenti degli sistema elettrico<sup>26</sup>. Alcuni di questi interventi risultano tuttora allo studio autorizzativo, con tempistiche e incertezza significative. Appare fondamentale il miglioramento dei processi di autorizzazione e dell'accettabilità degli sviluppi di rete per migliorare la qualità del servizio e la resilienza del sistema a fronte di eventi meteorologici.

---

<sup>26</sup> A titolo di esempio, nonostante le disposizioni di legge per il completamento del processo autorizzativo in sei mesi, Terna ha inserito il progetto di elettrodotto Colunga (BO) - Calenzano (FI) nel piano di sviluppo 2005 e nel settembre 2009 ha attivato la richiesta di autorizzazione. Il decreto di compatibilità ambientale (propedeutico al decreto autorizzativo) è stato emesso il 17 novembre 2014. Gli interventi pianificati comprendono:

- la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Colunga - San Benedetto del Querceto - Calenzano prevede anche una nuova trasformazione 380/132 kV a San Benedetto del Querceto e la realizzazione di una nuova stazione nell'area di Vaiano con rinforzi della rete 132 kV che afferisce al sito di Suviana (BO)
- interventi di potenziamento sulla direttrice 132 kV Faenza - Modigliana (FC) - Predappio (FC) - Isola Ridracoli (FC) - Quarto - Talamello
- interventi di ricostruzione sulle linee 132 kV Reggio Nord - Mancasale - Castelnovo di Sotto (RE) – Boretto.

### Appendice 1: segnalazioni all’Autorità dagli enti locali interessati dai disservizi

Estratto dalla nota inviata all’Autorità da: Presidente della Provincia di Reggio Emilia, Sindaco del Comune di Reggio Emilia unitamente ai Sindaci del territorio provinciale di Reggio Emilia

*Fino dal giorno 3 febbraio 2015 è stata diramata la prima allerta meteo di Protezione Civile dalla Agenzia regionale - Centro Funzionale Arpa n. 2/2015 "attivazione fase di attenzione" per vento, pioggia, neve, stato del mare, criticità idrogeologica e idraulica. La successiva Allerta di P.C. 7/2015 del 06/02– “attivazione fase di attenzione – aggiornamento” per neve, criticità idrogeologica e idraulica è stata recepita dal Sistema di Protezione civile provinciale che ha attivato il proprio Piano Emergenza Neve. L'ondata di maltempo dei primi giorni del mese di febbraio u.s., quindi, era stata prevista e adeguatamente segnalata.*

*Le precipitazioni nevose sono state registrate dai nivometri della Rete Idrometeorologica Regionale (Rirer) con i seguenti accumuli: Reggio Emilia 25 cm, Albinea 43 cm, Ligonchio 40 cm, Febbio 45 cm, Civago 40 cm.; si tratta di accumuli che non possono essere definiti anomali rispetto alle medie stagionali, ma che tuttavia hanno comportato danneggiamenti a numerose linee elettriche di media e bassa tensione e -in taluni casi- anche di alta tensione (Castellarano e Reggio Emilia). In alcuni casi a danneggiare le linee aeree sono stati alberature e rami spezzati caduti sulle stesse, ma nella maggior parte dei casi le infrastrutture elettriche (linee e sostegni) non hanno retto il peso del sovraccarico nevoso e del ghiaccio.*

*L'interruzione è iniziata verso le ore 3.30 di venerdì 6 febbraio ed ha coinvolto per oltre 24-36 ore decine di migliaia di utenze (il numero di 65.000, per la sola provincia di Reggio Emilia, è stato stimato da Enel). Una rilevante quota di utenze è rimasta senza fornitura anche nei giorni successivi.*

*L'assenza di energia elettrica ha provocato, per la maggior parte delle utenze domestiche il fermo degli impianti di riscaldamento, e in alcuni casi anche la fornitura idrica e le comunicazioni via cavo.*

*Per quanto concerne le utenze ad uso produttivo, la mancata erogazione ha determinato rilevanti danni ad attività economiche già in difficoltà per la situazione del mercato (come nel caso degli allevamenti di bovini per la produzione del Parmigiano Reggiano).*

*La situazione per la popolazione è stata aggravata dalla totale assenza di informazioni da parte di Enel e da parte degli altri gestori del servizio elettrico.*

*Per oltre dodici ore dall'inizio del blackout nessuno (né cittadini, né sindaci o altri soggetti istituzionali) sono riusciti ad avere un contatto o informazioni dai gestori, rendendo così quasi impossibile la programmazione dei servizi di assistenza alla popolazione di competenza degli enti locali.*

*Il primo contatto con Enel è avvenuto alle ore 18.00 del 6 febbraio u.s. (a distanza di oltre 14 ore dall'inizio del blackout), quando un funzionario della società ha comunicato al Centro Coordinamento Soccorsi della Protezione Civile di non essere in grado di rispondere alle domande dei sindaci e dei responsabili provinciali della sicurezza. Solo verso le ore 19,30 dello stesso giorno Enel ha fornito le prime informazioni e ha comunicato l'impossibilità di ripristinare la regolare fornitura in tempi brevi.*

*Il problema principale, come appare evidente, è stata la mancanza di interlocuzione con referenti Enel. La Sala Operativa provinciale Protezione Civile disponeva del numero verde Enel per la comunicazione dei guasti 803500, nonché due numeri di utenze portatili dei Responsabili tecnici; nemmeno attraverso queste utenze telefoniche era possibile contattare i responsabili di Enel.*

*Nella serata del 6 febbraio, il Centro Operativo Regionale di Protezione Civile comunicava la presenza a Bologna di un referente fisso (<omissis>) e di un tecnico a disposizione sul territorio (<omissis>). Lo stesso ha partecipato, alle seguenti riunioni del Centro Coordinamento dei Soccorsi sino all'avvicendamento con <omissis>.*

*Dalle ore 20.00 del 6 febbraio u.s., Enel ha inviato periodicamente alla Sala operativa provinciale il report della situazione sulla funzionalità utenze MT e BT. La Sala operativa ha costantemente comunicato ad Enel (anche via e-mail) le priorità di intervento manifestate da Vigili del Fuoco e da Comuni, incontrando numerose difficoltà nel recepimento delle indicazioni.*

*Il 7 febbraio u.s., alle ore 10.30, veniva comunicato da parte di Enel il dato di 33.000 utenze interrotte nel territorio provinciale. Alle ore 15.30 dello stesso giorno, Enel comunicava la quota prevista di 4.000 utenze non ripristinabili per la nottata e la impossibilità di studiare la criticità residua collegata ai guasti sulla Bassa Tensione. Nella mattinata dell' 8 febbraio u.s. risultavano ancora non alimentati circa 9.000 contatori (dati riferiti al territorio provinciale).*

*Nella giornata di lunedì 9 Febbraio u.s., non senza notevoli pressioni da parte degli Amministratori locali, hanno presenziato al Centro Coordinamento soccorsi i Dirigenti di Enel <omissis>e <omissis>. I Sindaci monitoravano, infatti, una situazione ben più pesante di quella esposta ufficialmente da Enel. Questa difformità, tra dati comunicati da Enel e reale situazione sul territorio, è proseguita per tutta la durata della emergenza, con la impossibilità per le stesse istituzioni di conoscere le zone del territorio che sarebbero rimaste effettivamente senza energia elettrica nelle giornate successive e quali sarebbero stati i tempi previsti per la soluzione dell'emergenza.*

*Solo il 10 febbraio u.s., alle ore 18.00, Enel ha dichiarato la completa funzionalità delle linee MT ed il dato di alcune decine di utenze ancora non alimentate in tutta la provincia.*

*Alla luce dei fatti esposti, è inquietante constatare la fragilità della rete di distribuzione dell'energia elettrica e, in generale, la inadeguatezza di un servizio pubblico fondamentale.*

*E' anche preoccupante, forse più ancora delle carenze infrastrutturali, l'inadeguatezza mostrata dai soggetti gestori durante l'emergenza dal punto di vista della comunicazione istituzionale, circostanza che ha creato non poche difficoltà alle strutture deputate alla tutela della pubblica e privata incolumità.*

## Appendice 2: informazioni raccolte dagli Uffici dell’Autorità

A seguito dell’interruzione e delle suddette segnalazioni, l’Autorità ha avviato un’indagine conoscitiva con la deliberazione 96/2015/E/eel.

Ai sensi dei punti 2 e 3 della deliberazione 96/2015/E/eel gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Terna e alle imprese distributrici una relazione contenente gli elementi necessari alle valutazioni in merito al rispetto degli obblighi di servizio finalizzati ad assicurare la pronta riparazione dei guasti e la tempestiva ripresa del servizio in condizioni di sicurezza, finalizzata ad appurare se le imprese distributrici abbiano agito in conformità ai piani di emergenza da esse predisposti ai sensi delle linee guida CEI 0-17 del Comitato Elettrotecnico Italiano, e in particolare se vi sia stata un’adeguata tempestività da parte delle imprese distributrici nell’informare le pubbliche autorità competenti circa le possibili tempistiche di ripresa del servizio, i presupposti per possibili interventi di natura regolatoria, anche di tipo prescrittivo, riferibili alle attività di prevenzione dei disservizi a fronte di eventi meteorologici di particolare intensità e di tempestivo ripristino del servizio.

Ai sensi del punto 4 della medesima deliberazione gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto alle imprese distributrici sopra citate informazioni di maggior dettaglio in relazione:

1. alla dichiarazione dello stato di emergenza e attivazione della Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE);
2. al ruolo del “Responsabile della gestione delle emergenze” come effettivamente attuato;
3. alla verifica operativa del piano di gestione dell’emergenza;
4. ai dati quantitativi, per Comune, in merito:
  - agli utenti disalimentati (data inizio e durata) e relativi indennizzi;
  - alle cause, agli elementi e all’effetto dei guasti, per ogni linea MT o BT interessata,
  - alla consistenza della rete MT e BT;
  - agli interventi di manutenzione ed ispezione sulle linee MT e BT.

Ai sensi del punto 4 della medesima deliberazione gli Uffici dell’Autorità hanno richiesto a Terna informazioni di maggior dettaglio in relazione:

1. all’attivazione del processo di gestione dell’emergenza secondo le proprie procedure interne;
2. al ruolo dei responsabili della gestione delle emergenze come effettivamente attuato;
3. alla verifica operativa del processo di gestione dell’emergenza;
4. ai dati quantitativi, per le Aree Operative Territoriali operanti nelle regioni dell’Emilia Romagna e Lombardia, in merito:
  - agli impianti AT/MT e clienti finali AT disalimentati (data inizio e durata);
  - alle cause, agli elementi e all’effetto dei guasti, per impianto disalimentato,
  - alla consistenza della rete AT;
  - agli interventi di manutenzione ed ispezione sulle linee AT.

Le imprese distributrici e Terna hanno fornito le informazioni richieste. Ampi stralci delle relazioni acquisite sono riportati nelle successive appendici.

- Appendice 3: Stralci della relazione e delle informazioni fornite da Terna;
- Appendice 4.1: Stralci della relazione e delle informazioni fornite da Enel Distribuzione;
- Appendice 4.2: Stralci della relazione e delle informazioni fornite da Hera S.p.a.;
- Appendice 4.3: Stralci della relazione e delle informazioni fornite da Aem Torino distribuzione.

### Appendice 3: l'evento interruttivo secondo le dichiarazioni di Terna S.p.a.

*Nel periodo 5-6 febbraio le regioni Lombardia ed Emilia Romagna sono state colpite da un vortice depressionario di origine atlantica che ha portato fortissimo maltempo e persistenti nevicate con importanti accumuli al suolo fino a quote di pianura su vaste aree.*

*Nelle aree di pianura e pedemontane sono stati rilevati fino a 40 cm di neve cumulata al suolo mentre nelle aree montane oltre 100 cm.*

*I numerosi fuori servizio registrati sono stati determinati essenzialmente dalla diffusa formazione di manicotti di neve, particolarmente umida, su quasi l'intera estensione degli elettrodotti raggiungendo anche spessori di 150-200 mm (in alcuni casi sono stati individuati anche spessori maggiori).*

*Più precisamente, i manicotti di neve ghiacciata formatisi attorno ai conduttori, superando i limiti progettuali di costruzione delle linee aeree, hanno determinato:*

- *l'abbassamento dei conduttori con riduzione della distanza di isolamento tra gli stessi e verso la vegetazione boschiva sottostante agli elettrodotti oltre a conseguenti potenziali situazioni di pericolo (alcune linee si trovano in prossimità di attraversamenti di strade, ferrovie, linee elettriche di bassa e media tensione);*
- *il forte e brusco scuotimento (colpo di frusta) del conduttore interessato dal distacco improvviso del manicotto con conseguente avvicinamento del conduttore stesso agli altri conduttori;*
- *la rottura dei conduttori e delle funi di guardia.*

*Le condizioni descritte non hanno colpito solo le reti elettriche, ma hanno provocato forte disagio generale di cui hanno risentito anche le squadre di pronto intervento di Terna Rete Italia e le società di servizio pubblico.*

*In particolare nel giorno 6 febbraio si sono registrate notevoli difficoltà nella viabilità a causa dell'accumulo di neve, dell'interruzione di diverse strade per la caduta di alberi e per il blocco delle autostrade ai mezzi pesanti. In particolare si segnala:*

- *blocco autostrada A1 tratto verso Firenze;*
- *blocco di tutti i caselli della città di Bologna e quindi del tratto autostradale A14, tangenziali e A13;*
- *traffico bloccato sulla statale Via Emilia per incidenti;*
- *forti rallentamenti tangenziale Modena per blocco autostrada;*
- *forti rallentamenti tangenziale di Reggio Emilia;*
- *blocco della tangenziale di Parma per mancato assorbimento sull'Autostrada A1;*
- *blocchi parziali o comunque velocità di transito estremamente ridotte su SS12 dell'Abetone, SS63 Valico del Cerreto, SS64 Porrettana;*
- *blocco della E45 e conseguente congestione viabilità alternativa nella zona di Forlì e Cesena*
- *SP51 alternativa a Via Emilia e A14 allagata nel tratto sud chiusa dalla polizia municipale;*
- *viabilità alternativa in particolare in montagna ostruita da piante cadute sulla sede stradale.*

*A partire dalle prime ore del 5 febbraio, numerosi collegamenti RTN sono stati interessati da molteplici guasti causati dalla diffusa formazione di manicotti di ghiaccio di notevoli dimensioni per un totale di 518 guasti, di cui 187<sup>27</sup> hanno provocato interruzioni nell'alimentazione dei siti d'Utente. I siti di produzione e/o prelievo disalimentati (anche ripetutamente) sono stati 106.*

---

<sup>27</sup> Nei 187 eventi interruttivi sono incluse anche le disalimentazioni transitorie.

*In taluni casi, si sono verificati guasti di tipo permanente che hanno inizialmente determinato un'alimentazione dei siti d'Utente in assetto di esercizio radiale ed, in seguito ad ulteriori guasti permanenti su linee limitrofe, a disalimentazioni degli stessi.*

*La maggior parte dei guasti è stata determinata dal cortocircuito tra i conduttori, le cui distanze reciproche si sono ridotte a causa della presenza sugli stessi di manicotti di notevoli dimensioni.*

*Solo in cinque casi si sono verificati guasti dovuti alla rottura dei conduttori (tre conduttori di fase e due funi di guardia).*

*Durante le ispezioni è stata altresì rilevata la presenza di manicotti rilevanti su gran parte delle campate, pertanto la risoluzione di tutte le situazioni evidenziate di contatto tra i conduttori ha richiesto tempi significativi.*

*L'intensità e il perdurare della perturbazione, le situazioni ambientali e le problematiche relative alla circolazione stradale non hanno altresì consentito l'immediata individuazione e risoluzione dei guasti prolungando pertanto la durata dei fuori servizio.*

*Nonostante le avverse condizioni meteorologiche e le conseguenti difficoltà per gli interventi di ispezione degli elettrodotti e di risoluzione dei guasti, già dal tardo pomeriggio del 6 febbraio la maggior parte delle utenze disalimentate erano state ripristinate; facevano eccezione poche utenze (circa 3 MW) sottese alle stazioni di S. Maria e Le Piane, di proprietà Enel Produzione, a causa di guasti su asset non appartenenti alla Rete di Trasmissione Nazionale Terna.*

*Inoltre, in alcuni casi, il personale di Terna Rete Italia è dovuto intervenire presso impianti di terzi al fine di ridurre i tempi di ripristino dei guasti.*

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la provincia di Bologna, così come dichiarato da Terna.

*L'area dell'appennino bolognese è sostanzialmente alimentata da quattro elettrodotti di proprietà delle ferrovie: due direttrici provenienti da Firenze (linea SELF n° 825 a 132 kV Calenzano – Suviana c.d. Vaiano FS e linea RFI a 132 kV n° BO026-FI026 Rifredi – Cà di Landino c.d. Vaiano) e due direttrici provenienti da Bologna (linea a 132 kV n° 765<sup>28</sup> Martignone – Sasso Marconi c.d. S. Viola e le linee RFI a 132 kV n° BO053 S.Viola – Beverara FS e n° BO028 S.Viola – Grizzana c.d. S. Ruffillo). Questi elettrodotti, oltre ad alimentare le sottostazioni elettriche delle ferrovie, alimentano anche le CP di Porretta, Vergato e Sasso Marconi (di proprietà Enel Distribuzione), le trasformazioni MT (di proprietà Enel Distribuzione) sottese alle centrali idroelettriche di Santa Maria, Le Piane e Suviana (di proprietà Enel Produzione) e l'utente ENEA. Inoltre la rete AT dell'area era stata indebolita nella magliatura (interrotto il collegamento fra Sasso Marconi e la centrale di Le Piane) a causa di un disservizio precedente (cedimento strutturale del sostegno n° 308 della linea n° 757 Sasso Marconi - Grizzana FS - Le Piane c.d. Monzuno FS di proprietà SELF).*

*A partire dal mattino di giovedì 5 febbraio 2015 si sono verificati diversi scatti di linee, in dettaglio:*

- *Alle ore 9:10 si è verificata la perdita della linea 132 kV n° BO026-FI026 Rifredi – Cà di Landino RFI c.d. Vaiano RFI (di proprietà RFI) a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori. La linea è stata lasciata aperta e contestualmente è stata richiesta l'ispezione a cura RFI la quale comunicava che avrebbe prima manovrato i sezionatori a Vaiano FS per sezionarla favorendo la localizzazione del guasto (per le*

---

<sup>28</sup> *La linea in questione ha un tratto di proprietà Terna in uscita da Martignone, ma il tratto preponderante è di proprietà SELF.*

- avverse condizioni meteorologiche ed i problemi alla circolazione stradale, il sezionamento e l'ispezione sono stati portati a termine sabato 7 febbraio).*
- *Alle ore 12:07 si è verificato lo scatto della linea 132 kV n.707 Brasimone – Santa Maria (Terna) a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori. La linea è stata lasciata fuori servizio ed è stata richiesta l'ispezione dalla quale si riscontrava la presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori con conseguente abbassamento degli stessi fino a raggiungere delle piante sottostanti (la freccia è aumentata di 7-8 m).*
  - *Alle ore 16:03 si è verificato un guasto sulla linea 132 kV n° 755 Suviana – Brasimone (Terna) dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori con conseguente avvicinamento degli stessi al terreno e, vista la contemporanea indisponibilità dei collegamenti n° 755 e 707, la disalimentazione dell'utente AT Enea. L'ispezione, prontamente attivata e resa molto difficoltosa dalle condizioni ambientali non ha rilevato danneggiamenti meccanici ma la presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori con questi ultimi molto vicini alle piante sottostanti (la freccia è aumentata di 7-8 m).*
  - *Alle ore 18:20 l'operatore di RFI apriva a Grizzana FS il montante Cà di Landino FS a causa di un'avaria all'interruttore e la contemporanea indisponibilità del collegamento n° BO026-FI026 Rifredi – Cà di Landino c.d. Vaiano (RFI) comportava la disalimentazione della stazione di Cà di Landino FS.*
  - *Alle ore 20:31 si registrava lo scatto della linea 132 kV n.825 Calenzano-Suviana c.d. Vaiano (SELF) a causa di un guasto dovuto alla rottura del conduttore. La linea è stata lasciata fuori servizio ed è stata richiesta l'ispezione a cura del titolare. Quest'ultimo, per riprendere l'alimentazione della SSE di Vaiano, apriva il sezionatore (palo 100) per tentare di rialimentare la sottostazione da Calenzano (Terna). La prova aveva esito positivo (ore 01:22 del 6 febbraio) ma la perdita del tratto di linea n.825 verso la centrale di Suviana indeboliva la magliatura della rete AT determinando l'alimentazione in antenna delle CP di Sasso Marconi, di Vergato, di Porretta e delle centrali con annessa trasformazione MT di Suviana, di Santa Maria e di Le Piane.*

*Successivamente, nella giornata di venerdì 6 febbraio 2015, si sono verificati i seguenti eventi:*

- *Alle ore 05:03 si verificava a causa di un guasto in linea la perdita della linea 132 kV n° BO053 S.Viola – Beverara (RFI) che, a seguito del fuori servizio della linea 132 kV n.707 Brasimone – Santa Maria (Terna), determinava la disalimentazione delle centrali di Santa Maria e Le Piane (Enel Produzione) e delle relative utenze diffuse (Enel Distribuzione) sottese alle stesse, oltre che agli impianti di Beverara FS, San Ruffillo FS e Grizzana FS.*
- *Alle ore 7:21 si registrava la perdita della linea 132 kV n.790 Sasso Marconi – Vergato (Telat) a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio che ha determinato l'avvicinamento dei conduttori in diverse campate e la conseguente disalimentazione delle CP di Vergato e Porretta, della centrale Suviana e della sottesa sezione MT (Enel Distribuzione) e dell'impianto di Porretta FS5. L'ispezione è stata resa particolarmente difficoltosa dalla congestione del traffico stradale nell'area bolognese e, nella zona di montagna, dall'accumulo di neve (oltre un metro) che ha reso di fatto inaccessibili alcuni tratti.*
- *Alle ore 8:12 si registrava la perdita della linea 132 kV n.765 Martignone - Sasso Marconi c.d. Santa Viola (proprietà mista Terna e SELF), che causava la disalimentazione della CP di Sasso Marconi e di Monzuno FS. La linea veniva lasciata aperta in attesa dell'ispezione dalla quale si riscontrerà la presenza di una pianta fuori fascia appoggiata ad un conduttore nel tratto di proprietà SELF (nei pressi della CP Sasso Marconi). La linea rientrerà in servizio alle ore 12:24.*

*La ripresa del servizio è avvenuta nelle prime ore del pomeriggio del 6 febbraio a valle della conclusione delle ispezioni e anche grazie al miglioramento delle condizioni meteorologiche. In particolare:*

- *Alle ore 15:16, conclusa l'ispezione, la linea n.790 Sasso Marconi – Vergato (Telat) viene rimessa in servizio consentendo la rialimentazione delle CP di Vergato e Porretta, della centrale Suviana e della sottesa sezione MT di Enel Distribuzione (alle ore 13:00 la SSE di Porretta FS era stata disconnessa dalla rete) ma nel tardo pomeriggio, con il diminuire della temperatura, si presentavano nuovamente degli scatti della linea n° 790 (ore 15:27, 16:01, 16:55 e 18:12) a causa della formazione di ulteriori manicotti di ghiaccio fino al definitivo rientro in servizio avvenuto alle 18:19.*
- *Alle ore 15:23, concluse le ispezioni sulle linee 132 kV n. 755 Brasimone – Suviana, n. 707 Brasimone – Santa Maria e n. 784 Santa Maria – Le Piane (Terna), si è proceduto al rilancio di tensione da Suviana sulla linea n° 755 ma, a causa della scarica delle batterie di emergenza e dell'assenza di alimentazione dei servizi ausiliari fornita dall'utente Enea, non è stato possibile chiudere a Brasimone l'interruttore del montante linea n° 755. Il personale di Terna Rete Italia pertanto ha raggiunto con notevoli difficoltà (presenza di oltre un metro di neve) la stazione di Brasimone chiudendo il suddetto interruttore alle ore 22:23 e rialimentando pertanto l'Utente Enea. Per manovrare a Brasimone l'interruttore relativo al montante linea n° 707 S.Maria era però necessario rialimentare i servizi ausiliari di stazione ma, a causa di un guasto alla cella MT del secondario del trasformatore AT/MT dell'utente Enea (che alimenta i servizi ausiliari della stazione Brasimone) non è stato possibile chiudere l'interruttore della linea n° 707. Il personale Terna Rete Italia si è reso allora disponibile per effettuare la sostituzione della cella MT che si è conclusa nella mattina di sabato 7 febbraio.*

*Nella giornata di sabato 7 febbraio 2015 sono proseguiti gli interventi di ripristino. In particolare:*

- *Alle ore 11:13 si è concluso l'intervento di sostituzione della cella MT presso l'utente Enea ed è stato possibile rilanciare tensione da Brasimone sulla linea n° 707 S.Maria. Il ripristino dell'alimentazione della centrale di S.Maria (Enel Produzione) è stato tuttavia posticipato a causa di un guasto all'interruttore del montante linea n° 707 presso la stessa centrale e che è stato risolto solo dopo la realizzazione di un bypass da parte di personale Terna Rete Italia intervenuto in soccorso a quello di Enel Produzione. Successivamente alle ore 22:50 è stata rialimentata la centrale S.Maria mediante il tensionamento della linea 132 kV n.707 Brasimone - S. Maria (Terna). Purtroppo un successivo guasto (punto caldo presso la bobina OCV della stazione di S.Maria sullo stallo della linea 132 kV n° 784 Le Piane) nonché il perdurare dei guasti presso gli impianti di RFI, non hanno consentito la rialimentazione della stazione di Le Piane (Enel Produzione decideva di procedere il giorno successivo alla riparazione).*
- *Alle ore 13:21 del giorno 8 febbraio 2015, dopo la sostituzione della bobina OCV (di proprietà Enel Produzione) presso la centrale S.Maria, veniva rialimentato l'impianto di Le Piane con la chiusura dell'interruttore della linea 132 kV n.784 Le Piane-S.Maria.*

*Si concludeva pertanto il ripristino di tutti i punti di alimentazione AT dell'area ed i rimanenti elementi di proprietà RFI, SELF ed Enel Produzione, ancora indisponibili, rientravano in servizio solo successivamente:*

- *nell'impianto di S.Maria l'interruttore del montante linea Brasimone (Enel Produzione) è rientrato il giorno 16 febbraio;*
- *nell'impianto di Grizzana l'interruttore del montante linea Cà di Landino (RFI) è rientrato il giorno 18 febbraio;*
- *la linea n° BO028 Grizzana – Beverara c.d. S.Ruffillo (RFI) è rientrata il giorno 24 febbraio;*

- la linea n° 825 nel tratto Suviana – Palo n.100 (SELF) è rientrata il giorno 26 febbraio.

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la province di Reggio Emilia e di Modena, così come dichiarato da Terna.

*Il giorno 6 febbraio 2015 si sono verificate le indisponibilità prolungate di numerosi elettrodotti a 132 kV: linea n.636 Pavullo – Strettara (18:05 del 5 febbraio 2015), linea n.616 Roteglia – Farneta (01:17), linea n.884 Correggio – Carpi Fossoli (08:09), linea n.623 Sassuolo – Rubiera (08:42), linea n.145 Langhirano – Torrechiara (08:44), linea n.603 Felino – Ozzano Taro (09:00), linea n.601 San Polo – Sant’Ilario (09:01), linea n.674 San Quirico – Soragna (09:04), linea n.656 Cà de Caroli – San Polo (09:41), linea n.850 Rubiera CP – Pontefossa (09:47), linea n.699 Luzzara – Guastalla (11:05). Nonostante la perdita dei suddetti elettrodotti, che indeboliva il livello di magliatura e ridondanza della rete elettrica, la rete di trasmissione ha consentito comunque l’alimentazione in radiale di diverse cabine primarie. Al contrario gli eventi di seguito riportati hanno provocato la disalimentazione di alcune CP, in particolare:*

- *Alle ore 07:35 si è verificato un guasto sulla linea a 132 kV n.642 Castelnuovo di Sotto – Reggio Nord (Terna) e sul primo rilancio di tensione dalla CP Castelnuovo di Sotto, a causa del mancato intervento del sistema protettivo principale, si verificava l’intervento del sistema protettivo di riserva in CP Boretto sul montante della linea n.695 Castelnuovo di Sotto e conseguentemente la disalimentazione della CP di Castelnuovo di Sotto (7:38). A seguito di tale guasto l’interruttore nella CP di Boretto della linea n.695 Castelnuovo di Sotto risultava non manovrabile da telecomando e pertanto veniva richiesto ad Enel Distribuzione l’invio del proprio personale in cabina per il ripristino del telecomando (avvenuto alle ore 10:09) e per la successiva chiusura dell’interruttore che avrebbe concretizzato la rialimentazione della CP di Castelnuovo di Sotto (avvenuta alle ore 10:16). La linea n.642 Castelnuovo di Sotto - Reggio Nord restava fuori servizio per l’ispezione al termine della quale veniva rilevata la rottura del conduttore di fase (campata tra i sostegni 50 e 51) a causa del peso eccessivo dei manicotti di ghiaccio.*
- *Alle ore 11:07 si è registrata la perdita della linea a 132 kV n° 749 Vignola – Monteveglio (Telat) a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori (Enel Distribuzione non riusciva a rilanciare tensione dall’estremo di Monteveglio per un problema al sistema di telecomando fino alle ore 11:29).*
- *Alle ore 11:23 si è verificato lo scatto, a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, della linea n.695 Boretto - Castelnuovo di Sotto (Terna), con conseguente disalimentazione della CP di Castelnuovo di Sotto (alimentata in radiale per il fuori servizio dalle ore 07:35 della linea n.642 Castelnuovo di Sotto – Reggio Nord). La linea, a valle dell’ispezione, veniva nuovamente provata con esito positivo rialimentando la CP di Castelnuovo di Sotto alle ore 14:11.*
- *Alle ore 11:25 si sono verificati in rapida successione due guasti sulla linea a 132 kV n° 780 Vignola Hera – Italcementi Fotoguglia (Hera), dovuti alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, che determinano la disalimentazione dell’utente Italcementi Fotoguglia (alimentato in radiale dalla CP Vignola Hera). Poco dopo, sempre a causa della presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, si è verificato lo scatto della linea a 132 kV n° 637 Spilamberto – Vignola (Telat) con conseguente disalimentazione della CP Vignola (11:25). Successivamente alle ore 11:29, ripristinato il telecomando in CP Monteveglio, veniva rilanciata tensione sulla linea n° 749 Vignola – Monteveglio da quest’ultimo estremo ma la perdita del telecomando presso la CP Vignola non consentiva di richiudere l’interruttore e rialimentare la CP stessa. A seguito di un ulteriore guasto veniva lasciata fuori servizio la linea e ne veniva richiesta l’ispezione che riscontrava, nei pressi del sostegno 51, un*

*conduttore di fase prossimo al terreno a causa del sovraccarico determinato dalla presenza dei manicotti di ghiaccio di notevoli dimensioni.*

- *Alle ore 12:34, dopo diversi scatti, si è verificato un guasto (a causa dei manicotti di ghiaccio) sulla linea a 132 kV n° 154 Le Piane Pigneto - Roteglia (Terna) con conseguente scatto a Le Piane Pigneto del montante linea n.624 Castellarano (a causa della configurazione Y2 della CP Le Piane Pigneto). Il contemporaneo fuori servizio (dalle ore 01:17) della linea n.616 Farneta – Roteglia, in attesa degli esiti dell'ispezione, comportava la disalimentazione delle CP di Roteglia e Le Piane Pigneto. In seguito a tentativi di rilancio di tensione falliti ed alla successiva perdita del telecomando da parte di Enel Distribuzione, occorreva attendere l'intervento del personale reperibile (di Enel Distribuzione) in cabina per manovrare sul posto il sezionatore motorizzato della linea n.154 Roteglia a Le Piane Pigneto (14:14). Nel frattempo un guasto sulla linea n° 624 Castellarano – Le Piane Pigneto (Terna), dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, determinava l'apertura anche dell'estremo di Castellarano pertanto, una volta isolata la linea n° 154 attraverso l'apertura del suddetto sezionatore, veniva lanciata tensione da Castellarano sulla linea n.624 Castellarano – Le Piane Pigneto con esito positivo (14:15) e rialimentata la CP di Le Piane Pigneto (14:17). Infine, in seguito alle verifiche e alle necessarie manovre di controalimentazione da rete MT di Le Piane Pigneto, si è compiuto il rilancio di tensione sulla linea n.154 con la conseguente rialimentazione della CP di Roteglia (16:05).*

*Si concludeva pertanto il ripristino di tutti i punti di alimentazione AT dell'area ed i rimanenti collegamenti di proprietà Terna, rientravano in servizio il giorno seguente (7 febbraio):*

- *la linea n° 642 Castelnuovo di Sotto – Reggio Nord (ripristino collegamento a seguito della rottura del conduttore di fase in campata tra i sostegni 50 e 51);*
- *la linea n° 636 Pavullo – Strettara (ripristino collegamento a seguito della rottura della fune di guardia in campata tra i sostegni 17 e 18).*

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la province di Ravenna e Forlì-Cesena, così come dichiarato da Terna.

*Il giorno 6 febbraio 2015 si verificavano i seguenti eventi:*

- *Alle ore 08:36, dopo diversi scatti per guasto, la linea a 132 kV n° 769 Faenza-Modigliana (Telat) è stata lasciata fuori servizio ed è stata richiesta l'ispezione che riscontrava la presenza estesa di manicotti sui conduttori, in particolare lungo la campata tra i sostegni 41 e 42.*
- *Alle ore 08:59, dopo diversi scatti per guasti dovuti alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, la linea a 132 kV n° 760 Morazzo – S. Lazzaro (Telat) è stata lasciata fuori servizio con attivazione dell'ispezione.*
- *Alle ore 9:51 si è registrata, a causa di un guasto dovuto alla presenza di manicotti di ghiaccio, la perdita della linea a 132 kV n° 738 Imola – Casola Valsenio (Telat) che alimentava in antenna strutturale la CP di Casola Valsenio. L'elettrodotto è stato lasciato fuori servizio, attivata l'ispezione e richiesto al Distributore la controalimentazione da rete MT della CP disalimentata di Casola Valsenio.*
- *Alle ore 10:56, dopo numerosi scatti per guasti dovuti alla presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori, si è verificato il fuori servizio della linea a 132 kV n.131 Isola Ridracoli – Predappio (Telat). Tale scatto, insieme alla perdita della linea n° 769 Faenza-Modigliana (avvenuta alle 08:36), determinava la disalimentazione delle CP di Predappio e Modigliana. L'ispezione dell'elettrodotto, resa particolarmente difficoltosa per*

*l'abbondante accumulo di neve al suolo (circa un metro), rilevava la presenza di manicotti di ghiaccio di notevoli dimensioni.*

- *Alle 11:11, dopo diversi scatti, si è registrata la perdita della linea a 132 kV n° 785 Quarto – Isola di Ridracoli (Telat) a causa di un guasto dovuto alla presenza estesa di manicotti di ghiaccio. Tale evento, in concomitanza con il fuori servizio della linea a 132 kV n.131 Predappio – Isola di Ridracoli (avvenuto alle 10:56), determinava la disalimentazione della centrale Isola di Ridracoli e della trasformazione MT sottesa alla stessa. L'ispezione, resa difficoltosa per l'abbondante accumulo di neve al suolo (circa un metro) rilevava la presenza di manicotti di ghiaccio di notevoli dimensioni.*

*La ripresa del servizio è avvenuta nelle prime ore del pomeriggio del 6 febbraio a valle della conclusione delle ispezioni, alla rimozione dei manicotti di ghiaccio nei punti più critici e anche grazie al miglioramento delle condizioni meteorologiche. In particolare:*

- *Alle ore 15:28 rientrava in servizio la linea n° 769 Faenza - Modigliana rialimentando la CP Modigliana e la CP Predappio;*
- *Alle ore 15:32 rientrava in servizio la linea n° 131 Isola Ridracoli - Predappio;*
- *Alle ore 15:33 rientrava in servizio la linea n° 785 Quarto - Isola di Ridracoli rialimentando la centrale di Isola Ridracoli e la sottesa trasformazione MT;*
- *Alle ore 15:45 rientrava in servizio la linea n° 738 Imola – Casola Val Senio rialimentando la CP Casola Valsenio;*
- *Alle ore 17:36 rientrava in servizio la linea n° 760 Morazzo – S. Lazzaro.*

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la provincia di Brescia, così come dichiarato da Terna.

*Il giorno 6 febbraio 2015 alle ore 00:31 si è verificato lo scatto della linea a 132 kV n.122 “S/E Nave – CP Odolo c.d. Ut. Leali c.d. Ut. Valsabbia” (Telat). Dopo aver effettuati due rilanci di tensione, entrambi con esito negativo, veniva attivato immediatamente e con la massima urgenza il pronto intervento del personale reperibile per l'ispezione della linea. Al fine di individuare nel minor tempo possibile il tronco di linea guasto e rialimentare quanto prima gli Utenti disalimentati si è deciso di aprire i sezionatori di linea pertanto:*

- *alle ore 04:52 veniva aperto manualmente il sezionatore S122A presente sul palo n.41;*
- *alle ore 04:54 veniva chiuso l'interruttore in CP Odolo, stallo linea n.122, rialimentando il Cliente Leali;*
- *alle ore 05:16 veniva aperto manualmente il sezionatore S122B presente sul palo n.7.*
- *alle ore 05:27 veniva aperta manualmente agli estremi la linea n.118 a 132 kV “Odolo – Vobarno c.d. Ut. Bredina” previo accordo preliminare con l'Utente Bredina per la relativa disalimentazione;*
- *alle ore 05:38 veniva chiuso manualmente il sezionatore S118/122;*
- *alle ore 05:40 veniva chiusa la linea n.118, rialimentando gli Utenti Valsabbia e Bredina.*

*Rialimentati gli utenti si è completata l'ispezione sul tronco di linea rimasto fuori servizio (S/E Nave – S122A – S122B) dalla quale sono stati rilevati manicotti di grosse dimensioni e la rottura della fune di guardia in campata 12-13 che, durante la caduta, ha causato anche la strefolatura di un conduttore di fase.*

*Il giorno 6 febbraio 2015 alle ore 00:45 si è verificato lo scatto della linea a 132 kV n.131 “CP Sarezzo – CP Lumezzane c.d. Ut. Ghidini” (Terna) determinando la disalimentazione dell'Utente Ghidini (connesso in derivazione rigida). Dopo aver effettuato tre tentativi di rilancio tensione con esito negativo, veniva attivato tempestivamente l'intervento del personale reperibile per l'ispezione della linea. L'ispezione rilevava la presenza diffusa di manicotti di ghiaccio di grosse dimensioni e un conduttore di fase a terra tra i sostegni 12 e 13 causato dalla caduta di una pianta fuori fascia.*

*Individuato il tratto di linea guasto si procedeva all'apertura dei colli morti al palo n.15 e, tramite la chiusura dell'interruttore in CP Lumezzane, alle ore 16:44 veniva rialimentato l'Utente. A seguito del ripristino del tratto guasto, alle ore 10:47 del giorno 8 febbraio la linea rientrava in servizio.*

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la provincia di Cremona, così come dichiarato da Terna.

*Il giorno 6 febbraio 2015 alle ore 06:22 si è verificato lo scatto della linea a 132 kV n.175 "S/E Cremona – ut. Arvedi ATA" in S/E Cremona e della linea a 132 kV n.177 "CP Cremona Ovest – ut. Arvedi Ata" in CP Cremona Ovest (entrambe di AEM Cremona). Il montante linea n.175 in S/E Cremona andava in stato di inibizione diventando non telecomandabile pertanto si effettuava dalla CP Cremona Ovest un tentativo di rilancio di tensione, con esito negativo. Si inviava il personale reperibile di AEM Cremona presso la CS Arvedi per aprire l'interruttore di linea n.175 in quanto la CS non dispone di interruttore dotati di protezioni e telecomandabili. L'apertura della linea n.175 permetteva il rilancio di tensione dalla CP Cremona Ovest sulla linea n.177 che aveva esito positivo e consentiva la rialimentazione alle ore 07:58 dell'Utente Arvedi Ata. L'ispezione della linea n.175 riscontrava il danneggiamento di alcune mensole al sostegno n.11 (tratto di linea in doppia terna con la linea n.177) causato dal peso eccessivo dovuto ai manicotti di ghiaccio sui conduttori.*

*Il 6 febbraio 2015 a partire dalle ore 07:01 si verificavano diversi scatti delle linee a 132 kV n.178 "S/E Cremona – CP Pizzighettone der. CP Acquanegra Cremonese" (Telat) e n.179 "S/E Cremona – CP Acquanegra Cremonese" (Telat) con conseguenti disalimentazioni di breve durata della CP Acquanegra Cremonese e dell'Utente Agricola Tre Valli. Alle ore 07:18 si verificava lo scatto definitivo della linea n.178 per la quale veniva richiesta l'ispezione. Lo scatto di tale linea non determinava alcuna disalimentazione di utenza. Successivamente alle ore 07:30 si verificava il fuori servizio permanente anche della linea n.179 causando la disalimentazione della CP Acquanegra Cremonese e dell'Utente Agricola Tre Valli. Dall'ispezione eseguita sulla linea veniva rilevata la presenza di manicotti di ghiaccio sui conduttori nel tratto in doppia terna delle linee n.178 e n.179 e la rottura di un conduttore di fase in campata 29-30 della linea n.179. Lo scioglimento dei manicotti, grazie all'innalzamento della temperatura, consentiva il rientro in servizio alle ore 09:33 della linea n.178 e la conseguente rialimentazione della CP Acquanegra Cremonese e dell'Utente Agricola Tre Valli. Al contrario la linea n.179 restava fuori servizio per consentire le operazioni di riparazione del conduttore e rientrava in regolare servizio alle ore 15:17.*

*Il 6 febbraio 2015 alle ore 09:58 si verificava lo scatto della linea a 132 kV n.185 "CP Pessina – CP Piadena"(Telat) con conseguente disalimentazione della CP Piadena e dell'Utente RFI di Piadena (collegati in antenna dalla CP Pessina mediante la linea n.185). Immediatamente veniva attivata l'ispezione dalla quale risultava la presenza di manicotti di ghiaccio. A seguito dello scioglimento di tali manicotti, grazie all'innalzamento della temperatura, la linea rientrava in regolare servizio alle ore 11:20.*

Di seguito, sono riportati gli eventi interessanti la provincia di Mantova, così come dichiarato da Terna.

*Il giorno 6 febbraio 2015 alle ore 07:29 si è verificato lo scatto definitivo della linea n.780 "S/E Marcaria – CP Commessaggio" (Telat). A seguito di tale evento gli Utenti Sadepan e Frati e la CP di Viadana restavano alimentati in antenna.*

*Successivamente alle ore 08:33 si è verificato lo scatto agli estremi della linea n.681 a 132 kV “CP Casalmaggiore – CP Viadana c.d. Ut. Sadepan c.d. Ut. Frati” (Telat) con conseguente disalimentazione degli Utenti Sadepan e Frati. La linea è stata rimessa in tensione alle ore 08:34 ma dopo alcuni minuti riscattava con richiusura automatica fallita. Tale evento si ripete più volte fino alle ore 08:52 quando, dopo l’ennesimo scatto della linea, si è deciso di richiedere il pronto intervento per l’ispezione. Quest’ultima rilevava la presenza di manicotti di ghiaccio su diverse campate. A seguito dello scioglimento dei manicotti, dovuto all’innalzamento della temperatura, la linea rientrava in servizio alle ore 11:06 rialimentando definitivamente gli Utenti Sadepan e Frati.*

*Contestualmente all’evento sopra descritto, si verificava alle ore 08:52 anche lo scatto delle linee n.782 “CP Viadana – CP Commessaggio” (Telat) e n.793 “CP Viadana – CP Boretto” (Telat) con conseguente disalimentazione delle CP Viadana e Commessaggio. Entrambe rientravano in servizio alle ore 08:55 per poi riscattare, sempre a causa della presenza di manicotti di ghiaccio, alle ore 10:32. Essendo fuori servizio fino alle ore 10:51 la linea n.780 “Marcaria – Commessaggio” (Telat), l’evento ha causato nuovamente la disalimentazione delle CP Viadana e Commessaggio rialimentate dalla rete AT alle ore 10:54 tramite la chiusura della linea n.782.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da Terna in relazione alla gestione della fase di allerta.

*A partire dai giorni precedenti l’evento meteorologico eccezionale del 5-6 febbraio, il Dipartimento di Protezione Civile aveva emesso dei comunicati di allerta, indicando la possibilità di condizioni meteorologiche avverse con livello di attenzione arancione (medio livello) per i giorni successivi.*

*Tali previsioni erano state comunicate a Terna anche dalla Regione Toscana, che il giorno 5 febbraio aveva indicato un’allerta di livello 2 sulle aree dell’Appennino tosco-emiliano. Come da prassi, anche questa comunicazione era stata inoltrata ai Responsabili territoriali e alle sale operative interessati.*

*A seguito di tali comunicati, già dal 5 febbraio, è stato immediatamente incrementato il numero delle risorse a disposizione per la gestione di una eventuale emergenza del sistema elettrico.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da Terna in relazione alla gestione della fase di emergenza.

*Al verificarsi degli eventi critici occorsi nei giorni 5 e 6 febbraio, le varie unità interne sono state prontamente coinvolte, ciascuna per le attività di propria competenza. In particolare:*

- *Centri di Ripartizione (CR) di Firenze e Milano e Centri di Teleconduzione (CTI) di Rondissone e Dolo: effettuavano il controllo e la gestione del sistema elettrico ed in caso di fuori servizio permanente delle linee AT attivavano tempestivamente il pronto intervento del personale reperibile indirizzandolo prioritariamente sui collegamenti causa di disalimentazione di utenza. In particolare veniva attivato da parte dei CTI Rondissone e Dolo (Unità Organizzative di Terna deputate a tale attività) il Pronto Intervento rispettivamente del personale reperibile dell’AOT Milano e Firenze, comunicando le criticità in atto al Reperibile di 1° Livello (figura organizzativa di interfaccia con il CTI e di coordinamento dei tecnici ed operativi reperibili in una determinata subarea, che opera fuori il normale orario di lavoro) oppure al Responsabile delle Unità Impianti (se nel normale orario di lavoro). Inoltre tenevano costantemente informati i responsabili delle Aree di Dispacciamento Territoriali (ADT) Nord Ovest e Nord Est sullo stato della rete e comunicavano con le rispettive sale controllo dei Distributori e Utenti AT coinvolti.*
- *Area Operativa di Trasmissione (AOT) - Unità Impianti (UI) di Firenze e Milano: effettuavano numerose attività d’ispezione sui collegamenti fuori servizio, nonostante le avverse condizioni meteorologiche e i rallentamenti alla viabilità locale. In particolare il reperibile di 1° Livello dell’AOT (o il Responsabile delle Unità Impianti) attivava e*

*indirizzava le squadre operative verso le linee oggetto di guasto al fine di eseguire le operazioni richieste dai CTI e, dopo l'acquisizione di tutte le informazioni disponibili (entità e tipologia dei guasti, componenti/elementi di rete fuori servizio, km di rete fuori servizio, condizioni di viabilità e meteorologiche in atto, ecc...), procedeva alla definizione (i) delle modalità di intervento e delle tempistiche per il ripristino provvisorio o definitivo, (ii) delle risorse necessarie e (iii) delle priorità di intervento. Inoltre mantenevano costantemente informati i CR ed i CTI circa le problematiche individuate ed i tempi di rientro previsti oltre a collaborare con la Protezione Civile al fine di facilitare l'accesso agli impianti.*

- *Dispacciamento Nazionale (DSC) e Gestione ed Ingegneria del Sistema Elettrico (GISE): attivavano l'unità di crisi interna e provvedevano alla comunicazione delle informazioni verso il vertice aziendale in accordo a quanto previsto dalla linea guida LG003. In particolare indicavano, ad intervalli di alcune ore, conference call per aggiornare il vertice aziendale sulla situazione della rete elettrica, sulle attività di ripristino e sulla presenza di eventuali criticità. Tali conference call coinvolgevano l'Amministratore Delegato di Terna Rete Italia (AD), il Direttore Dispacciamento Nazionale (DSC), i Direttori Territoriali (DT) Nord Ovest e Nord Est, i Responsabili delle AOT Nord Ovest e Nord Est, il Responsabile DSC-GISE e alcuni collaboratori, i Responsabili delle ADT Nord Ovest e Nord Est, i Responsabili dei CR di Firenze e Milano, i Responsabili del CTI di Rondissone e di Dolo, il Direttore Tutela Aziendale (TA), il Direttore Relazioni Esterne e Comunicazione (PA-REC) e il Responsabile del Presidio comunicazione sul territorio (COM). A valle delle conference call venivano inviati, tramite e-mail, degli aggiornamenti puntuali sulle criticità della rete.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da Terna in relazione ai contatti con le Istituzioni (flussi informativi verso l'esterno).

*I fatti elettrici che hanno caratterizzato l'emergenza sono stati accompagnati non solo da flussi informativi all'interno della struttura societaria, ma anche con l'esterno:*

- *Sicurezza (Direzione Tutela Aziendale): manteneva i contatti con la Protezione Civile per aggiornarla sugli eventi occorsi e sulle criticità riscontrate. In particolare, sin dalle prime ore della mattina del 6 febbraio e fino al ripristino del servizio verso la rete di distribuzione, sono stati mantenuti i contatti telefonici e via email con il Direttore dell'Agenzia regionale di protezione civile al quale venivano riferite le criticità e le azioni in corso per le operazioni di rientro dall'emergenza sulla rete elettrica; tali informazioni scaturivano dall'esito di ogni aggiornamento criticità di rete effettuata in Terna con il gruppo dei Responsabili della gestione dell'emergenza (in applicazione della linea guida LG003) e venivano riferite ad ogni conference call al suddetto Direttore dell'Agenzia regionale di Protezione Civile. Al Centro Operativo Regionale dell'Emilia Romagna venivano, invece, inoltrate le richieste di supporto per le criticità relative alla viabilità interrotta, che rallentavano il raggiungimento degli impianti (in particolare il sito Enea Brasimone) dove poter effettuare le manovre di ripristino della connettività elettrica verso la rete di distribuzione. Oltre ai contatti con la Protezione Civile Regionale, la Direzione Tutela Aziendale ha provveduto a contattare la Prefettura di Forlì per gli aggiornamenti relativi al territorio di sua competenza. Inoltre ha contattato la Prefettura di Bologna per sapere se era stato attivato il Centro Coordinamento Soccorsi e, avendone avuta conferma, ha inviato alla riunione presso la medesima Prefettura una risorsa dell'Unità impianti coinvolta. Nell'ambito dell'emergenza (di competenza operativa delle Regioni e Prefetture interessate) Terna ha provveduto a mantenere aggiornato anche il Dipartimento di Protezione Civile, contattando telefonicamente la postazione MOS (Mobilità e Servizi) della Sala Situazioni Italia del DPC, per riferire gli aggiornamenti. La maggior parte di tali aggiornamenti è avvenuta telefonicamente. Ad emergenza conclusa, la Direzione Tutela Aziendale ha*

*ricevuto una lettera di invito all'audizione della Commissione Territorio, Ambiente, Mobilità dell'Assemblea Legislativa Regionale dell'Emilia Romagna, che si è svolta il 16 febbraio 2015 a Bologna; a tale riunione hanno partecipato, oltre alla Tutela Aziendale, anche i Responsabili dell'Area Operativa Trasmissione Firenze e dell'area Dispacciamento Nord Est, per riferire degli impatti dell'emergenza sugli impianti di Terna, degli interventi di ripristino del servizio verso le reti di distribuzione e delle criticità affrontate, con particolare riferimento a quella della viabilità interrotta.*

- *Comunicazione (Direzione Relazioni Esterne e Comunicazione di Terna e Presidio comunicazione sul territorio di TRI): a seguito delle conference call di aggiornamento sullo stato della rete, collaborava con i Distributori al fine di comunicare le informazioni di maggior rilievo agli organi di stampa. In particolare nella mattinata del 6 febbraio, una volta approfondita la situazione e l'entità dei danni, l'ufficio stampa territoriale di Terna si confrontava con i colleghi di EnelD per redigere una nota congiunta in cui si evidenziava quanti uomini fossero coinvolti nelle operazioni di ripristino e quali erano le zone maggiormente colpite (sud est della Lombardia, Appennino Tosco Emiliano, Bolognese e Reggiano), oltre che le cause principali dei disservizi (formazione di manicotti di ghiaccio). Il comunicato veniva diffuso a tutte le agenzie di stampa intorno alle ore 14.00 e di seguito ripreso da molti siti internet soprattutto locali. Nel corso del pomeriggio, a seguito delle conference call di aggiornamento delle condizioni della rete elettrica, EnelD preparava una seconda nota stampa, condividendola con Terna, dedicata solo alla situazione in Emilia Romagna, con dettagli sulle zone maggiormente colpite. Anche questa nota veniva diffusa alle agenzie e ripresa dai principali siti web e telegiornali locali. A chiusura della giornata, infine, tra le 20 e le 21, venivano diffuse altre due note congiunte tra Terna e EnelD con un aggiornamento sulla situazione rispettivamente in Lombardia e in Emilia Romagna con dettagli sulla zone più colpite (Brescia, Mantova e Cremona per la Lombardia; Forlì, Ferrara, Cesena Rimini, Parma, Modena, Ravenna per l'Emilia Romagna). In particolare per l'Emilia Romagna veniva segnalato un miglioramento della situazione. I quotidiani locali del giorno successivo riportavano le informazioni diffuse da EnelD e Terna. Un'ultima nota di aggiornamento condivisa con l'ufficio stampa dell'EnelD veniva diffusa la mattina del 7 febbraio, ripresa dalle agenzie, dai siti web e dai principali telegiornali locali.*

## Appendice 4: l'evento interruttivo secondo le dichiarazioni delle imprese distributrici

Di seguito sono riportati ampi stralci dei Rapporti di emergenza forniti dalle imprese distributrici coinvolte nell'evento interruttivo oggetto dell'indagine.

### Appendice 4.1 Dichiarazioni di Enel distribuzione

*Ad iniziare dalla tarda serata di giovedì 5 febbraio un'intensa perturbazione meteo si è abbattuta sul Nord Italia; tale perturbazione è stata caratterizzata da copiose nevicate a quote medio-basse sui versanti appenninici fino al livello di pianura, temporali di elevata intensità accompagnati da forte vento e mareggiate lungo la costa adriatica.*

*La perturbazione meteo era stata prevista ed annunciata con bollettino di allerta meteo diramato dalla Protezione Civile il 4/2/2015, confermato il giorno 5/2/2015, in cui si prevedevano "precipitazioni nevose fino al livello di pianura [...] venti forti con rinforzi di burrasca o burrasca forte [...]", nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia a partire dal giorno 6 febbraio.*

*In particolare, per l'Emilia Romagna, il rapporto sugli eventi meteo del 5 e 6 febbraio dell'Agenzia Regionale Protezione Ambiente (ARPA) riferisce che "per effetto delle nevicate, si sono verificati numerosi disagi alla viabilità, interruzioni di servizi, black-out elettrici e interruzioni dell'erogazione dell'acqua, principalmente in montagna e in collina e caduta di alberi sotto il carico della neve pesante, anche a basse quote, compresi i capoluoghi di provincia", riportando inoltre gli eccezionali livelli di nevosità e di precipitazioni che hanno interessato la Regione nei due giorni di perturbazioni.*

*Gli effetti nei confronti della rete elettrica sono stati prevalentemente la formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori e la caduta di alberi posti fuori dalle fasce di rispetto delle linee elettriche; ciò ha determinato sollecitazioni su conduttori e sostegni superiori ai carichi di progetto previsti dalle norme tecniche anche nelle zone di pianura.*

*Contemporaneamente, la costa Romagnola veniva interessata da allagamenti su vaste aree, a causa di onde di alta marea per spinta del vento di burrasca.*

*A seguito della diramazione dello stato di allerta, Enel Distribuzione, come prassi ordinaria, ha tempestivamente attivato il proprio Piano di Emergenza, rinforzando il personale reperibile e preallertando le imprese appaltatrici. Tale Piano prevede la predisposizione di gruppi elettrogeni ed il rinforzo delle risorse poste in preallarme su tutto il territorio interessato.*

*Nel corso del giorno 5 febbraio la perturbazione ha iniziato ad investire l'area del Nord ovest propagandosi progressivamente verso est; l'area interessata dal fenomeno è stata molto estesa comprendendo:*

- le zone appenniniche delle Province di Bologna, Modena, Reggio Emilia, Parma;
- la zona dell'Appennino toscano;
- le zone in pianura del Piemonte, Lombardia, Emilia Romagna e Veneto, in particolare le Province di Novara, Brescia, Cremona, Mantova, Reggio Emilia, Parma, Ravenna e Forlì-Cesena.

*Particolari criticità si sono riscontrate nel Reggiano e nel Bolognese, a ridosso dell'Appennino Tosco-Emiliano, e nella bassa pianura orientale lombarda, con i maggiori accumuli di neve al suolo.*

*Contemporaneamente la costa adriatica romagnola (Province di Ravenna, Forlì, Cesena) e la zona meridionale del Veneto sono state investite da temporali di elevata intensità con frequente attività elettrica, accompagnati da forte vento e mareggiate sulle coste esposte.*

*Gli effetti sulla rete elettrica hanno avuto inizio nella mattinata del giorno 5 febbraio in Piemonte e sono evoluti durante le ore successive, interessando progressivamente le aree più orientali della penisola, con un picco massimo di oltre 400.000 clienti contemporaneamente disalimentati nella mattinata del giorno 6 febbraio. Nello specifico, le Regioni maggiormente colpite sono state l'Emilia Romagna e la Lombardia, ognuna delle quali ha dovuto gestire con tempestività le centinaia di migliaia di clienti disalimentati contemporaneamente.*

*La perturbazione è stata tanto violenta che ha interessato impianti elettrici a tutti i livelli di tensione: diversi impianti primari di Enel Distribuzione, infatti, sono rimasti privi di alimentazione di Alta Tensione per guasti sugli impianti di altri gestori e conseguentemente le tempistiche di ripristino del servizio sulla rete MT e BT sono state condizionate anche dai tempi di ripristino del servizio sulla rete di AT.*

*Le linee di media tensione di Enel Distribuzione interessate da guasti sono state in tutto oltre 800.*

*Per fronteggiare l'eccezionalità degli eventi, Enel Distribuzione ha messo in campo circa 2.400 risorse, tra personale proprio, anche in task force ed imprese appaltatrici; sono stati riparati circa 2.400 guasti solo per il ripristino degli impianti di media tensione.*

*Ciò si è tradotto nella gestione di altrettanti cantieri sulla rete di distribuzione, con tempi di ricerca, selezione e riparazione dei guasti compatibili con la gestione in qualità delle attività lavorative ed in piena sicurezza per il personale intervenuto sul campo. Sottolineiamo, infatti, come Enel Distribuzione sia stata comunque in grado di garantire il corretto svolgimento dei lavori nel corso della gestione dell'emergenza, nonostante le condizioni meteo avverse e le stringenti tempistiche legate alla necessità di ripristinare il servizio alla clientela in tempi rapidi senza pregiudicare in alcun modo le condizioni di sicurezza del personale e mantenendo integri i suoi indicatori di sicurezza sul lavoro.*

*La perturbazione ha avuto forti impatti anche sulla circolazione stradale e autostradale. Come si legge dai comunicati stampa della Società Autostrade: "precipitazioni nevose su vaste aree del centro-nord del Paese, con accumuli al suolo importanti fino alle quote di pianura, in particolare in Emilia Romagna [...] e Lombardia. Le precipitazioni hanno progressivamente interessato circa 700 km di rete di competenza di Autostrade per l'Italia. Gli accumuli nevosi più significativi si sono registrati sul tratto appenninico della A1". Analoga e più complessa situazione si è registrata su tutte le strade provinciali e locali, impedendo per ore e in taluni casi giorni, l'accesso dei mezzi di servizio Enel.*

*Le condizioni della rete stradale e autostradale hanno impattato negativamente anche sulle tempistiche di esecuzione delle ispezioni visive sugli impianti di media e bassa tensione. Lo sforzo maggiore è stato richiesto dalle linee di media tensione che pur avendo numerosi telecomandi lungo linea e un elevato grado di automazione, ha avuto necessità di ispezione lungo i tronchi guasti per l'individuazione dell'esatto punto di interruzione.*

*Le strade totalmente ostruite dalla precipitazione nevosa non hanno permesso, per molte ore, la circolazione dei mezzi operativi, nemmeno di quelli speciali a trazione integrale e/o attrezzati per il fuoristrada.*

Di seguito, sono riportati gli eventi di dettaglio per le l'Emilia Romagna e la Lombardia maggiormente colpite dai disservizi, così come dichiarato da Enel Distribuzione.

Per l'Emilia Romagna:

*Gli eventi meteo eccezionali che hanno interessato la Regione Emilia Romagna hanno procurato danni sull'intera rete elettrica: 16 Cabine Primarie, alimentanti circa 100.000 clienti, sono rimaste prive di alimentazione per guasti sulla rete di alta tensione per periodi lunghi a causa di guasti*

*sugli impianti di altri gestori. In particolare per una di esse (Le Piane) l'alimentazione primaria è stata ripristinata solo nel pomeriggio del giorno 8 Febbraio.*

*Le linee di media tensione interessate da guasti sono state oltre 400.*

*Enel si è da subito mobilitata con una task force composta da oltre 1.000 uomini, di cui oltre 800 tra tecnici e operai Enel, coadiuvati da personale di imprese appaltatrici. I mezzi operativi messi in campo sono stati circa 500.*

*Sono stati gestiti in sicurezza oltre 1.400 cantieri per la riparazione dei guasti sulle reti di media tensione in uno scenario operativo reso particolarmente complicato dalla difficoltà di circolazione su strade ed autostrade. Tale difficoltà logistica si è prolungata per diversi giorni su tutto il territorio interessato con particolare criticità nelle aree interne e montane.*

*Gli effetti della perturbazione si sono manifestati prevalentemente a partire dalla prime ore del giorno 6 febbraio, raggiungendo quasi 300.000 utenti disalimentati nel giorno stesso. L'alimentazione delle cabine primarie interessate è avvenuta gradualmente nel corso della giornata e solo a valle di tale ripresa del servizio si è potuto procedere con l'attività di ricerca guasti per il tramite dei sistemi di telecontrollo.*

*Nel giro di poche ore, nella serata del primo giorno (6 febbraio) il numero dei clienti interessati dai disservizi si è ridotto a meno di un terzo (circa 97.000 utenti), grazie all'esecuzione di manovre da remoto in telecomando dai centri operativi di Bologna e Modena e all'intervento congiunto di personale operativo sul campo coadiuvato da risorse provenienti anche da aree limitrofe.*

*Durante la giornata di sabato 7 febbraio è continuata incessantemente l'opera di ispezione, ricerca e riparazione dei guasti (principalmente conduttori rotti, sostegni crollati e piante o rami sui conduttori), durata anche nella nottata del sabato, attraverso il ricorso di tutti i mezzi a disposizione.*

*La giornata di domenica 8 febbraio ha visto ulteriormente ridotto il numero dei clienti disalimentati dalla rete di media tensione, attestandosi a circa 10.000. Durante la giornata è stato possibile ricorrere all'elicottero per le ispezioni aeree delle linee elettriche, visto il miglioramento delle condizioni meteo; a seguire sono state avviate le riparazioni dei guasti diffusi e isolati sulla rete di bassa tensione. Si è anche proceduto con ispezione di alcuni tratti di linea di difficile accesso tramite drone.*

*Nella sola giornata di domenica 8 febbraio, sono stati inoltre installati oltre 70 gruppi elettrogeni.*

*Nella giornata di lunedì 9 febbraio si è continuato con la risoluzione dei guasti residui sulla rete di media e di bassa tensione, localizzati in aree rurali e con un numero ridotto di clienti coinvolti.*

*Il 10 febbraio il servizio è tornato normale.*

**Per la Lombardia:**

*Anche in Lombardia si sono verificati guasti sulle reti di trasmissione di Alta Tensione, determinando la disalimentazione di tre Cabine Primarie che alimentano circa 23.000 clienti.*

*Le linee di media tensione interessate da guasti sono state oltre 200.*

*La task force mobilitata per la Lombardia era composta di 620 uomini tra cui 400 tra tecnici e operai Enel coadiuvati da personale di imprese appaltatrici.*

*Sono stati gestiti in sicurezza oltre 350 cantieri per la riparazione dei guasti sulle reti di media tensione, garantendo tutte le condizioni di sicurezza, in un contesto reso particolarmente complicato dalla difficoltà di circolazione, con strade ed autostrade bloccate per diverse ore nella giornata di venerdì 6 febbraio.*

*Gli effetti della perturbazione si sono manifestati prevalentemente a partire dalle prime ore del giorno 6 febbraio, raggiungendo il picco di 150.000 clienti disalimentati nella mattinata del giorno 6/02. Già a partire dal pomeriggio di venerdì 6 febbraio, il numero dei clienti interessati dai disservizi si è ridotto drasticamente portandosi a meno di 20.000 al termine della giornata.*

*Durante la giornata di venerdì 6 febbraio, permanendo le condizioni perturbate, non si è potuto ricorrere all'elicottero per le ispezioni aeree delle linee elettriche.*

*Nella giornata del 7 febbraio è continuata incessantemente la ricerca e riparazione dei guasti di media tensione (principalmente conduttori rotti, sostegni crollati e piante o rami sui conduttori). A fine giornata il numero dei clienti disalimentati è sceso sotto i 3.000, principalmente localizzati nell'area del Mantovano.*

*La giornata di domenica 8 febbraio ha visto la ripresa delle ultime, limitate, porzioni di rete di media tensione e le riparazioni definitive dei guasti diffusi e isolati sulla rete di bassa tensione.*

*Sono stati inoltre installati oltre 65 gruppi elettrogeni per riprendere in servizio le situazioni più critiche.*

*Nella giornata di lunedì 9 febbraio si è provveduto a rendere definitive le riparazioni provvisorie e a normalizzare il servizio.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da Enel Distribuzione in relazione ai contatti con le Istituzioni.

*In merito alle relazioni con le istituzioni intercorse nelle ore dell'emergenza maltempo, precisiamo quanto segue:*

- *sin dalle prime ore della emergenza, non appena si sono rese palesi le condizioni di criticità, si sono attivati i contatti flussi informativi tra le strutture centrali di Enel Distribuzione e la Protezione Civile nazionale;*
- *a livello Regionale, Enel Distribuzione ha sempre partecipato con un suo rappresentante ai Centri di Coordinamento dei Soccorsi (CCS) attivati dalla Protezione Civile regionale;*
- *a livello locale, su iniziativa di alcune Prefetture e/o Protezioni Civili Provinciali, sono stati attivati i Centri di Coordinamento dei Soccorsi (CCS) per fronteggiare al meglio l'emergenza. A questi tavoli Enel Distribuzione è stata chiamata a presenziare ed ha sempre partecipato con un suo rappresentante.*

*In particolare, in Lombardia, con la Protezione Civile Regionale, sono state scambiate informazioni con il sistema informatico Sistema Unico di Scambio Informazioni (SUSI) oltre che svariate telefonate.*

*Con le Prefetture di Brescia e Mantova, il Presidente della Provincia di Mantova e le Protezioni Civili Provinciali, ci sono stati frequenti contatti telefonici di allineamento tramite i Responsabili di Zona.*

*Presso la Prefettura di Cremona, il Responsabile di Zona ha presenziato a diversi incontri di allineamento.*

*In Emilia Romagna, oltre a garantire il costante contatto telefonico, sono stati presidiati da rappresentanti di Enel, tutti i Centri di Coordinamento Soccorsi (CCS) istituiti presso la Protezione Civile Regionale e le Prefetture di tutti i capoluoghi delle Province coinvolte dall'evento meteorologico. In particolare:*

- *gli incontri presidiati da personale Enel presso le Prefetture o le Protezioni Civili provinciali sono stati 38;*

- *I Comuni contattati (per la maggior parte nella persona del Sindaco) sono stati 58 nelle sole Province di Bologna, Modena e Reggio Emilia.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da Enel Distribuzione in relazione al funzionamento del servizio di segnalazione guasti (numero verde 803.500).

*Durante l'emergenza nel giorno 6 Febbraio 2015 e seguenti il servizio è rimasto sempre funzionante.*

*Nella giornata del 6/02 sono state ricevute dal Servizio oltre 550.000 telefonate (mediamente 382 al minuto), contro la media annuale di 8.000 chiamate al giorno; il volume totale delle telefonate è stato pari al 15% del volume medio di un intero anno.*

*Per fare fronte a questo elevato volume di telefonate si è fatto ricorso a:*

- *l'incremento degli operatori con un presidio contemporaneo e continuo fino ad un massimo di circa 100 unità;*
- *l'attivazione di messaggi di risposta automatici con contenuti specifici per ciascuna area per ogni località interessata dalle condizioni di emergenza;*
- *l'attivazione di un messaggio di risposta automatica, su determinati prefissi telefonici (quelli delle aree in condizioni di emergenza).*

*Insieme al servizio telefonico sono sempre rimasti in funzione anche i canali di informazione alternativi a disposizione del Cliente di Enel Distribuzione, che si affiancano al Servizio Segnalazione Guasti:*

- *servizio SMS (3202041500);*
- *APP per smartphone/Tablet - Guasti Enel.*

#### Appendice 4.2 Dichiarazioni di Hera s.p.a.

*Nelle giornate del 5 e del 6 febbraio 2015, a causa delle avverse condizioni meteorologiche, si sono verificati guasti alle reti di distribuzione di energia elettrica in media e bassa tensione gestite da HERA S.p.A. nel territorio di Modena e provincia. Nell'area gestita da HERA in provincia di Bologna, invece, il fenomeno è stato molto meno intenso e quindi, nei 5 comuni in cui Hera gestisce il servizio in quell'area, non si sono verificate situazioni di particolare criticità.*

*Le abbondanti precipitazioni nevose verificatesi nell'Appennino modenese, caratterizzate da una neve estremamente pesante ed umida, stante i valori di temperatura nella fascia di altitudine inferiore ai 1000 metri s.l.m., hanno provocato in quei territori la formazione di "manicotti" sui conduttori aerei che, a causa del peso, hanno provocato il cedimento di linee e sostegni. Il peso della neve ha inoltre provocato la caduta di piante che, impattando con le linee di distribuzione, ne ha provocato l'interruzione, con conseguente disalimentazione delle utenze elettriche ad esse sottese.*

*I dati rilevati dai nivometri indicano che, nella giornata di sabato 7 Febbraio, l'altezza della neve nell'area appenninica di Modena era variabile da 92 a 125 centimetri, tale neve era frutto delle precipitazioni dei giorni 5 e 6 Febbraio. La relazione della Protezione Civile di Modena evidenzia come, nell'evento di Venerdì 6 Febbraio, sia caduta una quantità di neve pari a quella che, nel 2012, cadde in tre giorni.*

*Ecco alcune informazioni relative ai nivometri visualizzabili dal sistema di monitoraggio della Provincia di Modena:*

- Stazione Passo Radici (1.529 m): dalle 3.00 di giovedì 5 febbraio alle 8.00 di venerdì 6 febbraio 60 cm. Incrementi massimi orari di 6 cm/ora. Totale altezza neve 141 cm.
- Lago Pratignano (1.319 m): dalle 1.00 di giovedì 5 febbraio alle 14.00 di venerdì 6 febbraio 80 cm. Incrementi massimiorari di 7 cm/ora. Totale altezza neve 144 cm.
- Ligonchio (900 m): dalle 1.00 di giovedì 5 febbraio alle 15.00 di venerdì 6 febbraio 56 cm. Incrementi massimi orari di 10 cm/ora. Totale altezza neve 74 cm.
- Febbio (1.100 m): dalle 1.00 di giovedì 5 febbraio alle 15.00 di venerdì 6 febbraio 57 cm. Incrementi massimi orari di 8 cm/ora. Totale altezza neve 97 cm.

Nel periodo di massima intensità, quindi nella notte tra giovedì 5 e venerdì 6, sono caduti indicativamente 40/45 cm di neve nella fascia pedecollinare, 34 cm a Modena, 31 cm a Carpi. Nel 2012 la cumulata di neve a Modena città era stata di 48 cm in 3 giorni.

Anche i dati interpolati relativi alla densità della neve (gli unici dati misurati sono relativi a stazioni intorno ai 1.000 m), confermano che la densità di questa nevicata si è attestata intorno ai 100/120 kg/m<sup>3</sup> quasi tre volte il "peso" della neve caduta nel 2012 che si attestava intorno ai 40/50 kg/m<sup>3</sup>.

In sintesi la nevicata 2014<sup>29</sup> si è caratterizzata per intensità, temperature al suolo e densità della neve molto maggiori rispetto a quella del 2012.

Le linee di distribuzione dell'Appennino furono progettate e realizzate da ENEL, da cui HERA ha rilevato la rete nell'anno 2006; linee e sostegni sono progettati per sopportare condizioni di carico molto superiori al carico normalmente applicato dai conduttori ma non tali da reggere il peso generato dall'eccezionale accumulo di neve sui fili né tantomeno dal peso delle piante cadute.

In merito a quest'ultimo tema, HERA effettua ordinariamente e con frequenza annuale la manutenzione del verde circostante le linee, mediante l'ausilio di imprese esterne e attraverso l'attività di personale interno, inerente il taglio dei rami interferenti la fascia di rispetto oggetto di servitù con i proprietari dei terreni, pari a 10 metri e quindi superiore alla proiezione a terra dei conduttori. Quando, in eventi come questo, si verifica il crollo dell'intera pianta, la proiezione a terra del fusto impatta inevitabilmente l'infrastruttura ma questo evento non è prevenibile stante l'impossibilità di rimuovere la pianta, che è di proprietà privata.

Di seguito è riportato quanto dichiarato da HERA S.p.A. in relazione agli interventi eseguiti.

A causa della situazione meteorologica, a partire dalla alla giornata del 5 febbraio, sono stati interessati da interruzioni della fornitura di energia elettrica i comuni delle zone dell'alto Appennino.

A partire dalla giornata del 6 febbraio, causa l'estensione ed il rinforzo del fenomeno di precipitazione nevosa, sono stati interessati da guasti e da conseguenti interruzioni della fornitura di energia elettrica anche i Comuni della pianura modenese.

Il fenomeno meteorologico è stato preceduto dall'attivazione della fase di attenzione, emessa dalla Protezione Civile in data 3/2/2015 con prot. PC 2/2015.

In data 4/02/2015, a fronte della comunicazione di allerta meteo, è stato dichiarato lo stato di allerta per il servizio elettrico dell'area di Modena stante la conferma delle previsioni, è stato quindi disposto il rinforzo del personale reperibile delle unità organizzative Modena pianura e Modena Appennino.

Parallelamente è stata contattata l'impresa in appalto operante l'attività di supporto al pronto intervento, al fine di predisporre per il rinforzo delle squadre.

---

<sup>29</sup> Rectius: 2015 (ndr).

*In pari data è stata verificata la presenza, presso le varie sedi dislocate nell'area interessata dall'allerta, dei gruppi elettrogeni eventualmente necessari per fronteggiare l'emergenza.*

*Nella giornata del 5/2/2015, stante l'evoluzione del fenomeno meteorologico, con l'interessamento di vaste zone dell'area appenninica, per far fronte all'evoluzione degli eventi è stato dichiarato lo stato di allarme per il servizio elettrico dell'area appenninica di Modena.*

*A seguito di ciò è stato disposto il rinforzo del personale del Centro Operativo di Esercizio (COE) e sono state contattate tutte le imprese aventi contratti di appalto per l'esecuzione di attività di manutenzione straordinaria programmata, al fine di predisporre mezzi e personale a supporto dell'attività di pronto intervento.*

*Nella stessa giornata, visto l'ulteriore peggioramento delle condizioni, è stato dichiarato lo stato di emergenza per il servizio elettrico dell'area appenninica di Modena.*

*A seguito di ciò è stata attivata l'unità di coordinamento dell'emergenza (PAOE) presso il Centro Operativo Telecontrollo Elettricità di HERA.*

*A seguito della dichiarazione dello stato di emergenza è stata confermata l'attivazione del personale delle imprese, precedentemente allertato, ed è stato attivato tutto il personale interno disponibile, in aggiunta al personale reperibile precedentemente rinforzato.*

*In data 6/2/2015 il fenomeno meteorologico si è esteso anche alla pianura di Modena ed alla pianura dell'area gestita in provincia di Bologna (Imola).*

*La situazione di esercizio nell'area in provincia di Bologna non ha mai evidenziato criticità tali da rappresentare uno stato di emergenza mentre, nell'area della pianura di Modena, il fenomeno è stato più impattante pur se con estensione inferiore rispetto alla situazione nell'Appennino.*

*Nello stesso giorno, proprio a causa dell'eccezionalità delle condizioni meteo in essere, si sono verificati anche numerosi guasti alla rete di trasmissione nazionale a 132 kV gestita da TERNA S.p.A., che hanno provocato la disalimentazione della stazione primaria Hera di Vignola, alimentante clienti nei Comuni di Guiglia, Modena, Marano Sul Panaro, Pavullo Nel Frignano, Savignano Sul Panaro, Spilamberto, Vignola e Zocca.*

*L'alimentazione delle utenze sensibili interessate da questa interruzione (es. ospedale di Vignola) è stata assicurata da HERA mediante collegamenti di interconnessione con reti di distribuzione non oggetto del guasto alla rete TERNA.*

*Il guasto, di durata pari a circa 6 ore, ha ritardato l'effettuazione da parte di HERA della ricerca guasti sulle reti MT sottese, stante la mancanza di alimentazione a monte.*

*Il personale del Centro Operativo Telecontrollo Elettricità di HERA, in coordinamento con le squadre in campo, a partire dal primo guasto rilevato il 5 febbraio, ha effettuato H24 le manovre, sugli oltre 500 interruttori telecomandabili presenti sulla rete di distribuzione, finalizzate alla ricerca, identificazione e sezionamento del tronco di linea oggetto di guasto ed alla successiva ri-alimentazione di tutte le cabine di distribuzione non interessate, permettendo quindi, mediante contro alimentazioni, il ripristino del servizio elettrico alle utenze sottese alle porzioni di rete non soggette a guasto permanente.*

*Il fenomeno meteorologico, la cui attenuazione è iniziata nella seconda metà della giornata del 6/2/2015, ha generato la necessità di effettuare prevalentemente attività di ricerca guasti ed isolamento dei tronchi per tutta la giornata del 5/2/2015 e per gran parte della giornata del 6/2/2015.*

*Solamente dalla seconda metà del 6/2/2015 è stato possibile concentrare tutte le forze esclusivamente sulla riparazione definitiva dei guasti, stante l'avvenuta stabilizzazione della rete.*

*Per le porzioni di rete oggetto di guasto permanente, una volta individuate le parti di linea interrotte, il personale di HERA, ha operato per dar seguito alle necessarie riparazioni; diretto dall'unità di coordinamento dell'emergenza ed in costante contatto con la struttura della Protezione Civile di Modena e, tramite la preposta direzione, in costante contatto con le Amministrazioni Locali.*

*Per far fronte alla criticità, dalle 6 sedi operative di Modena, Pavullo, Pievepelago, Sestola, Vignola e Zocca sono intervenuti 126 tra tecnici e operatori, sia interni sia di imprese in appalto, i quali hanno utilizzato 68 mezzi attrezzati, 19 dei quali dedicati ad attività in quota (piattaforme aeree, autogru) e, per la risoluzione di un caso di un guasto nel Comune di Montese, stante l'estrema difficoltà di raggiungimento del luogo di intervento di riparazione della linea, è stata utilizzata anche una motoslitta resa disponibile dalla Protezione Civile.*

*Il coordinamento dell'emergenza, stante la numerosità dei guasti e la difficoltà delle operazioni di individuazione e riparazione degli stessi, ha operato seguendo una logica di priorità finalizzata a generare la ripresa del regolare servizio di erogazione dell'energia elettrica al maggior numero di clienti nel minor tempo possibile.*

*Per fare ciò è stato necessario identificare i guasti la cui risoluzione avrebbe generato la ri-alimentazione del maggior numero di clienti e, secondo una logica di priorità, impiegare le risorse nella riparazione degli stessi in una logica ABC. Si è quindi dato priorità alla riparazione dei guasti sulle linee MT, in relazione alla numerosità dei clienti sottesi, e, solo una volta completata gran parte delle riparazioni sulle reti MT, si è impiegata la forza lavoro disponibile per la risoluzione dei guasti sulle linee o sui singoli clienti BT.*

*Detto piano di intervento è stato comunicato con continuità alla Protezione Civile, coadiuvando quest'ultima per le attività di contatto con i clienti ancora disalimentati.*

*L'evoluzione della portata del disservizio dimostra come, nella giornata e nella notte di sabato 7 febbraio, prima giornata successiva all'evento nevoso con possibilità di effettuare interventi efficaci e in sicurezza da parte delle squadre operative, siano stati ri-alimentati circa 5.500 clienti dei 6.800 privi di energia elettrica dalla sera di venerdì 6.*

*Le attività sono poi proseguite con la riparazione dei guasti secondo la logica precedentemente descritta; questa attività, stante il diradarsi dei clienti ri-alimentabili a seguito della riparazione, ha generato una evoluzione più graduale del ripristino del servizio che, nella serata di lunedì, vedeva ancora da effettuare la riparazione in comune di Montese, particolarmente complessa, descritta in precedenza.*

*L'esito della risoluzione dei guasti è stato condizionato dalla forte differenziazione della concentrazione di clienti per km di rete di distribuzione presente nei diversi territori*

*In molti comuni appenninici la densità di clienti per km di rete di distribuzione è molto bassa; ciò significa che, per alimentare piccoli gruppi di abitazioni, sono presenti grandi estensioni di rete (nel caso del guasto di Montese sopra citato, ad esempio, per alimentare poco più di 70 clienti è presente una rete di estensione pari ad oltre 3 km).*

*Questa configurazione impiantistica, generata dalla perifericità delle abitazioni rispetto al nucleo principale del comune, rappresenta sia una vulnerabilità del sistema, sia una criticità per l'intervento operativo, essendo le reti spesso transitanti all'interno di aree boschive.*

*La conclusione delle attività di riparazione dei guasti sulla rete MT è avvenuta nella giornata di lunedì 9 (ad eccezione, come detto, del guasto maggiormente critico di Montese); in quella giornata sono stati effettuati anche circa 190 interventi su segnalazioni BT dei circa 350 accumulatisi nelle giornate precedenti.*

*Nel pomeriggio di martedì 10 è stata completata l'esecuzione dei circa 350 interventi riferiti alle segnalazioni dei giorni precedenti, rientrando, di fatto, nella normale attività operativa.*

Di seguito è riportato quanto dichiarato da HERA S.p.A. in relazione alle azioni di coordinamento con le Istituzioni.

*A partire dalla giornata di venerdì 6 Febbraio, HERA ha partecipato agli incontri presso la Prefettura di Modena finalizzati al coordinamento dell'emergenza. Parallelamente, le funzioni di relazioni con gli Enti locali, come più sopra anticipato, hanno tenuto un costante contatto con i Sindaci dei comuni colpiti.*

*Nella giornata del 6/2/2015 è stato instaurato un meccanismo di trasferimento delle informazioni tra il coordinamento dell'emergenza HERA, il coordinamento della Protezione Civile, la Prefettura e il comando dei Carabinieri.*

*Il processo, oltre al costante contatto telefonico, prevedeva il trasferimento via mail delle informazioni relative all'evoluzione dell'attività HERA, finalizzate a permettere l'organizzazione dei centri di assistenza alle popolazioni da parte dei Comuni ed a permettere alla forza pubblica l'intervento di avvertimento ai cittadini che sarebbero stati interessati dalle interruzioni più prolungate.*

*L'azione di coordinamento con gli Enti preposti alla gestione dell'emergenza si è rivelata particolarmente efficace, tanto che la Protezione Civile di Modena ha ritenuto opportuno comunicare ad HERA il suo apprezzamento.*

*L'informazione alla popolazione è stata garantita da periodici comunicati stampa emessi nell'arco del periodo interessato e da due servizi televisivi di una televisione locale.*

#### Appendice 4.3 Dichiarazioni di Aem distribuzione Torino (gruppo Iren)

*Dopo la ricezione del comunicato della Protezione Civile n.ro 002/2015 del 3/2/15 relativo alla dichiarazione della fase di attenzione per intense nevicate, informato il Responsabile del Servizio è stato valutato di aumentare il numero dei reperibili a disposizione. Quindi relativamente al servizio elettricità era a disposizione una struttura di 3 tecnici e 8 operativi. E' inoltre stata analizzata la turnazione di reperibilità degli operatori al telecontrollo valutando la possibilità che il personale reperibile potenzialmente attivabile potesse raggiungere effettivamente l'azienda anche in condizioni meteo avverse. Inoltre è stato realizzato d'urgenza un lavoro che consentisse per la serata di giovedì di far rientrare un gruppo elettrogeno installato presso alcune utenze al fine di poterlo avere a disposizione per eventuali emergenze.*

*Intorno alle mezzanotte tra il 5 e 6 febbraio a fronte dell'inizio di scatti definitivi sulle linee sono stati attivati dalla Sala Telecontrollo e Gestione Emergenza, che supervisiona la rete attraverso il Sistema SCADA, le squadre di reperibilità per le attività di ricerca/risoluzione guasti.*

*Verso le ore 4 del 6 febbraio, visto l'aumento delle linee coinvolte e alcuni scatti transitori sulle linee AT alimentati le Cabine Primarie di competenza, è stata attivata la struttura di reperibilità al suo completo; è stato inoltre informato in merito il Responsabile del Servizio che a sua volta ha aggiornato il Direttore dell'area Operativa di Parma.*

*Alle ore 7.00, vista la manifesta situazione di emergenza, è stato effettuato un incontro di coordinamento al quale hanno partecipato:*

- *Direttore area Operativa Parma*
- *Referente Protezione Civile*

- *Responsabile Gestione Reti e Impianti*
- *Tecnico Gestione Reti e Impianti*
- *Responsabile Gestione Utenza*
- *Direttore Operativo Reparto Direzione Lavori*
- *Referente Reparto Progettazione*

*Nel suddetto incontro è stata formalmente aperta l'emergenza (con compilazione dell'apposito registro predisposto); è stato effettuato il punto della situazione per l'aggiornamento delle Istituzioni e sono state altresì valutate le priorità di intervento. Sono state inoltre date indicazioni alle officine in merito al controllo di tutti i mezzi e alla predisposizione sugli stessi delle catene. E' stato quindi chiamato tutto il personale operativo disponibile per l'assegnazione delle singole attività di ricerca e riparazione guasto, essendo state di fatto sospesi tutti i lavori programmati e sono state attivate le imprese esterne (per gli interventi più complessi).*

*E' stato quindi istituito presso la Sala Crisi un presidio permanente per la raccolta e gestione delle segnalazioni arrivate al n.ro verde per la segnalazioni delle emergenze: accorpamento delle segnalazioni doppie (arrivate da utenti diversi ma riconducibili allo stesso guasto), valutazione delle segnalazioni, definizione del grado di priorità sulla base degli utenti coinvolti, aggiornamento dello stato della situazione e delle previsioni di rialimentazione; sulla base di quanto sopra è stato eseguito il coordinamento delle squadre e dell'impresa per le attività di riparazione, nonché la predisposizione della documentazione per la messa in sicurezza laddove necessaria.*

*Vista l'importanza di un costante presidio di coordinamento delle attività è stato definito che il personale coinvolto nel suddetto incontro di coordinamento iniziale fosse attivato/attivabile per 24h su 24 fino alla fine dell'emergenza. Inoltre è stato ulteriormente potenziato il n.ro dei reperibili operativi aggiungendo ulteriori due figure.*

*Durante la giornata e per i giorni successivi, periodicamente con frequenza all'incirca pari a 3-4 ore, il personale di presidio presso la Sala Crisi manteneva continui contatti di aggiornamento e coordinamento con il Responsabile del Servizio e il Direttore dell'area Operativa.*

*Nella serata di sabato 7/2 è stato infine comunicato ad Enel l'elenco dei disservizi alle nostre utenze alimentati da porzioni di rete di loro competenza per riuscire a valutare i tempi di rientro.*

*La risoluzione definitiva di tutti i disservizi è avvenuta nel tardo pomeriggio di domenica e in merito è stata effettuata comunicazione nella sede del CCS della Protezione Civile di domenica sera.*

*Infine, nella mattinata di lunedì 9/2 è stato chiuso definitivamente lo stato di emergenza con "smantellamento" del presidio. Sono stati contestualmente assegnati i lavori di riparazione definitiva dei guasti risolti in modo provvisorio o quelli non urgenti in quanto non determinavano disservizio per gli utenti.*

*Di seguito è riportato quanto dichiarato da Aem Torino Distribuzione S.p.A. in relazione alle comunicazioni con le Istituzioni.*

*Il presidio istituito presso la Sala Crisi ha inoltre tenuto costanti rapporti con Ufficio Relazioni Esterne e con il Referente interno per la Protezione Civile, nonché membro del CCS attivato dalla Prefettura per l'aggiornamento sui disservizi e i tempi di rientro; in merito sono stati effettuati comunicati stampa alle 6.00 e alle 17.30 del 6/2 e alle ore 9.30 e 17.00 del 7/2, nonché sono stati effettuati con la presenza del nostro referente incontri di CCS presso Protezione Civile alle ore 12.00 e 18.00 del 6/2, alle ore 11.00 e 18.00 del 7/2 e alle ore 16.00 dell'8/2.*

*Sono stati inoltre continui i rapporti con i referenti del Comune di Parma ed in particolare con la centrale della Polizia Municipale e con i referenti del Servizio Manutenzioni del Comune medesimo.*

*Nei comunicati stampa e negli incontri di CCS sono stati dati continui aggiornamenti in merito agli utenti complessivamente coinvolti, numero di linee e di cabine coinvolte, i km di rete ispezionati, il n.ro di interventi BT eseguiti ed in corso, il personale complessivamente coinvolto, e le utenze ancora disalimentate con i possibili tempi di rientro.*

## Appendice 5: le procedure per l'emergenza di Terna

A differenza delle imprese distributrici, per l'impresa di trasmissione non esiste una norma CEI che definisca le linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza, ossia di piani operativi efficaci, finalizzati alla gestione delle situazioni di emergenza riguardanti il servizio di trasmissione dell'elettricità. Pertanto Terna si è dotata di procedure interne.

Le procedure del gruppo Terna in vigore alla data del 6 febbraio 2015 sono le seguenti:

1. Linea guida LG003 "Comunicazione al Vertice degli eventi critici" datata 27/10/2014, che definisce le modalità e gli strumenti di coinvolgimento del vertice aziendale in caso di accadimento di eventi critici al fine di garantire una comunicazione condivisa ed efficace verso l'esterno;
2. Istruzione Operativa IO422DC "Pratica operativa gestione del SEN" e relativi moduli/registrazioni, datata 30/09/2013, che definisce ruoli ed attività di carattere generale del processo in tempo reale di controllo, conduzione e monitoraggio del Sistema elettrico nazionale (SEN) e degli impianti RTN di proprietà Terna nei diversi regimi di esercizio (normale e degradato) ed in fase di pronto intervento
3. Istruzione Operativa IO419DC "Attuazione Operation RTN" e relativi moduli/registrazioni datata 30/09/2013, che descrive le attività operative di conduzione e monitoraggio degli impianti della RTN di proprietà Terna e le azioni intercorrenti tra gli operatori dei 3 Centri di Teleconduzione Impianti (CTI) di Rondissone, Dolo e Bari e il personale delle 8 Aree Operative Territoriali (AOT) di Torino, Milano, Cagliari, Milano, Padova, Firenze, Roma, Napoli e Palermo.

Le suddette procedure interne sono pubblicate sul sito intranet di Terna in accordo alla certificazione ISO 9001. Oltre alle richiamate procedure interne formalizzate, esistono prassi operative aziendali consolidate. Terna fa poi riferimento al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004 (di seguito CdR) ed ai documenti/procedure allegati e richiamati all'interno dello stesso CdR<sup>30</sup>.

In particolare, la Linea Guida LG003 ha lo scopo di definire le modalità e gli strumenti di coinvolgimento del vertice aziendale in caso di accadimento di eventi critici e garantire una comunicazione condivisa verso l'esterno. Il trattamento e l'analisi degli eventi critici sono descritti in apposite Istruzioni Operative presenti nel sistema documentale aziendale.

In particolare, la linea guida tratta esclusivamente degli eventi classificati come critici; nella linea guida, al fine di collocare un evento al corretto livello di attenzione e di avviare, quindi, le più consone iniziative per la sua gestione, sia all'interno di Terna che verso l'esterno, sono considerati una serie di elementi, quali:

- tipologia e consistenza di utenze che verrebbero disalimentate a seguito dell'evento;
- presenza di infrastrutture critiche che subiscono gli effetti "in cascata", in termini di consistenza dell'eventuale disalimentazione e/o danno che subirebbero; a tal fine occorre considerare la presenza di eventuali infrastrutture non necessariamente solo di tipo elettrico, ma anche del tipo acquedotti, ferrovie, porti, aeroporti, ecc;

---

<sup>30</sup> Paragrafo 10.3.1 del CdR, Terna:

(e) definisce e coordina la realizzazione del Piano per il miglioramento della sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale di cui all'art. 1 - quinquies, comma 9 della legge n. 290/03, ivi inclusi i provvedimenti di contenimento degli effetti di eventi straordinari;

(f) predisporre ed aggiorna periodicamente, anche sulla base delle risultanze del Piano di cui alla precedente lettera (e), norme, procedure di esercizio e di controllo, regole per l'utilizzazione di mezzi automatici e/o manuali necessari alla salvaguardia della sicurezza

- impatto provocato a seguito dell'evento, anche indirettamente e anche se potenzialmente, su impianti di Terzi e/o attività industriali, commerciali, produttive, turistiche, culturali, sportive, religiose, su eventi socio-politici in corso, sulla collettività in generale;
- durata temporale dell'impatto;
- entità dei danni subiti/provocati, stimata in base alle informazioni disponibili direttamente o reperibili attraverso i media;
- periodo o data in cui si verifica l'evento;
- coincidenza con periodi o date di ricorrenze, festività locali, nazionali, religiose, ecc.;
- localizzazione ed estensione geografica degli impatti ed eventuale coincidenza con presenze di tipo;
- stagionale nell'area interessata;
- visibilità mediatica con particolare attenzione alla concomitanza di eventi e/o località turistiche o con impatti mediatici diretti o indiretti su scala Nazionale;
- la concomitanza di due o più dei precedenti elementi.

## Appendice 6: aspetti specifici delle linee guida per i piani di emergenze (Guida CEI 0-17)

Al punto 3.4 la Guida CEI 0-17 prevede che le procedure per affrontare e gestire eventuali emergenze devono essere raccolte e ordinate in un piano scritto, approvato dal distributore, aggiornato ad ogni variazione significativa di quanto in esso descritto e comunque sottoposto a revisione almeno ogni tre anni e, in caso di modifiche, a nuova approvazione del distributore (piano di gestione dell'emergenza). Una copia aggiornata del piano di gestione dell'emergenza deve essere disponibile presso tutte le unità operative competenti sul territorio.

Il piano di gestione dell'emergenza deve prevedere le modalità più opportune per garantire, durante la gestione dell'emergenza, sia le comunicazioni fra le persone che partecipano alla gestione dell'emergenza e il responsabile della gestione delle emergenze, che le comunicazioni fra il responsabile della gestione delle emergenze e l'esterno, in particolare con le pubbliche Autorità competenti.

Il piano di gestione dell'emergenza può essere integrato con specifiche procedure di emergenza relative a particolari situazioni.

In ogni caso, il piano di gestione dell'emergenza deve definire almeno le seguenti procedure riguardanti:

- a) segnalazioni da esterno di anomalie/allarmi;
- b) comunicazioni interne ed esterne relative all'emergenza
- c) attivazione e chiusura degli stati di allerta e di allarme;
- d) attivazione dello stato di emergenza;
- e) attivazione e chiusura dello stato di crisi;
- f) gestione dell'emergenza;
- g) chiusura dello stato di emergenza;
- h) redazione del rapporto dell'emergenza;
- i) risorse umane, tecniche e logistiche.

Il piano di gestione delle emergenze deve essere reso noto al personale del distributore potenzialmente interessato.

Al punto 3.4.4 la Guida CEI 0-17 prevede che nel piano di emergenza deve essere chiaramente definita la figura autorizzata a dichiarare formalmente lo stato di emergenza e ad attivare la Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE). La PAOE (punto 2.22 della Guida CEI 0-17) è l'organizzazione che viene istituita, normalmente presso un Centro Operativo di Esercizio (COE) struttura responsabile della gestione, sorveglianza, controllo della rete elettrica di distribuzione (MT e BT, AT) relativa ad un'area territoriale o porzioni di impianto, in presenza di emergenza, al fine di coordinare la gestione dell'emergenza stessa (punto 2.9 della Guida CEI 0-17).

La dichiarazione dello stato di emergenza può avvenire per cause legate all'intensificarsi delle disalimentazioni permanenti, rilevate da strumenti di monitoraggio e telecontrollo della rete elettrica, in numero tale da rendere necessario uno specifico coordinamento e rinforzo operativo.

Il piano di emergenza deve quantificare, in rapporto alla struttura organizzativa del distributore, le condizioni di disservizio, in termini di durata, numerosità ed estensione al di sopra delle quali viene dichiarato lo stato di emergenza.

Con la dichiarazione dello stato di emergenza, deve essere attivata la PAOE che svolge attività di monitoraggio delle interruzioni, supervisione ed ausilio alle attività del Centro Operativo di Esercizio, riferimento operativo per le attività sul territorio interessato dall'emergenza, collegamento informativo interno e interfaccia operativa con le Istituzioni.

L'attivazione della PAOE prelude nella generalità dei casi all'attivazione da parte delle figure univocamente individuate dal Piano d'Emergenza dei Presidi di Unità Operativa (PUO) e nei casi più gravi dell'Unità di Crisi.

Al punto 2.12, la Guida CEI 0-17 definisce lo stato di emergenza come lo stato che si determina per qualsiasi evento interno od esterno alla rete di distribuzione elettrica che costituisce un rischio di grave turbamento per la popolazione, per il personale, gli impianti e l'ambiente e per la continuità del servizio e che non può essere efficacemente gestito con la normale operatività, ma necessita di specifico coordinamento e di rinforzi operativi. Lo stato di emergenza può essere preceduto da uno stato di "allerta" e da uno stato di "allarme".

In particolare, l'emergenza si definisce :

- interna: se scaturisce dall'impianto dell'impresa di distribuzione;
- esterna: se scaturisce all'esterno dell'impianto dell'impresa di distribuzione o dagli impianti elettrici ad esso collegati;
- locale o di minimo impatto o di livello 1: quando è a carattere locale e viene affrontata dal solo personale della struttura interessata;
- estesa o locale di forte impatto o di livello 2: quando si presenta una situazione di pericolo che già al suo nascere o al progredire dell'emergenza locale o minima interessa diverse parti di impianto o struttura e può essere affrontata anche con l'aiuto di forze esterne alla struttura interessata.

Al punto 2.32 la Guida CEI 0-17 definisce stato di crisi come lo stato che si determina quando, in concomitanza con una situazione di emergenza, si ha il mancato funzionamento o un funzionamento rallentato dei sistemi informatici di telecontrollo, dei sistemi telefonici, del sistema di alimentazione elettrica e/o del sistema di telecomando delle Cabine Primarie.

Dopo aver chiuso lo stato di emergenza, il responsabile per la gestione delle emergenze redige un rapporto, contenente una descrizione dell'emergenza, delle azioni conseguentemente intraprese dalla struttura per la gestione delle emergenze, che il distributore acquisisce ufficialmente. Il rapporto dell'emergenza ha, come finalità, quella di riepilogare i motivi che hanno portato all'insorgere dell'emergenza per intervenire, dove possibile e opportuno, con azioni correttive e preventive che limitino le possibilità di ripetersi dell'evento. Il rapporto dell'emergenza deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- codice univoco attribuito al rapporto dell'emergenza;
- data e ora di apertura dello stato di emergenza (Allerta e Allarme);
- nominativo del responsabile dell'apertura dell'emergenza;
- descrizione sintetica dell'emergenza;
- localizzazione geografica dell'emergenza;
- condizioni ambientali;
- numero di clienti coinvolti;
- consistenza impianti coinvolti nell'emergenza;

- consistenza personale coinvolto nell'emergenza (distributore + imprese appaltatrici);
- mezzi utilizzati durante l'emergenza (distributore + imprese appaltatrici);
- comunicazioni/rapporti verso le Autorità competenti;
- rapporti di esercizio (cronogramma manovre ed intervento protezioni in rapporto al numero di clienti rialimentati);
- descrizione dettagliata delle azioni intraprese: valutazioni ed azioni intraprese con i nominativi dei responsabili, utilizzo risorse in rapporto ai cronogrammi dell'esercizio;
- descrizione delle cause accertate dell'emergenza;
- valorizzazione dei costi sostenuti per la gestione dell'emergenza;
- data e ora di chiusura dello stato di emergenza.

## Appendice 7: i piani di emergenza delle imprese distributrici

Di seguito sono riportati ampi stralci dei Rapporti di emergenza forniti dalle imprese distributrici coinvolte nell'evento interruttivo oggetto dell'indagine.

### Appendice 7.1 I piani di emergenza di Enel distribuzione

*A. La Guida di esercizio GE 08 dell'Enel Distribuzione S.p.a. – Gestione delle Emergenze per Guasti Diffusi sulla Rete Elettrica – Rev. 06 del 31/07/2012*

La Guida ha l'obiettivo di costituire la linea guida per la predisposizione del Piano Operativo di gestione Emergenze, elaborato nello specifico per ogni Direzione Territoriale (DTR), e finalizzato alla gestione di situazioni particolarmente critiche che, per numero di guasti contemporanei e/o estensione delle aree interessate, necessitano di una conduzione operativa diversa dalla ricorrente.

Lo stato di emergenza può essere preceduto da uno stato di "allerta" e/o da uno stato di "allarme".

In particolare, l'emergenza si definisce:

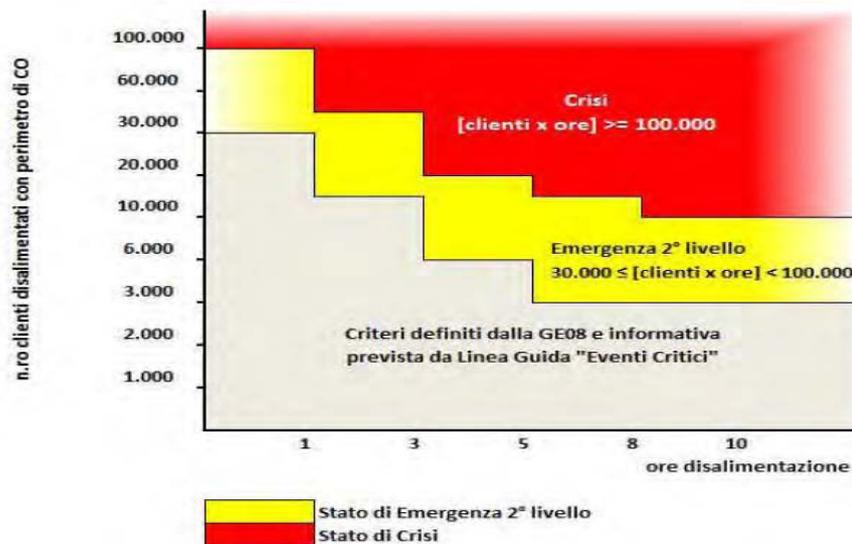
- interna: se scaturisce dalla rete elettrica di Enel Distribuzione;
- esterna: se scaturisce dall'esterno della rete elettrica di Enel Distribuzione;
- di livello 1: quando è a carattere locale, ha minimo impatto in termini di guasti e/o clientela disalimentata e può essere affrontata dal solo personale della struttura interessata;
- di livello 2: nei casi non classificabili di livello 1. Ad esempio, quando si presenta una situazione di pericolo riconducibile ad una condizione di estesi e prolungati disservizi che interessa un numero di impianti elevato e che ragionevolmente non può essere affrontato con le sole risorse della DTR.

Il Responsabile per la gestione delle emergenze è individuato tra le seguenti figure aziendali:

- Responsabile Unità Esercizio Rete, nel caso di dichiarazione dello stato di emergenza di 1° e 2° livello, che si avvale dei Responsabili di Zona interessati dall'emergenza;
- Responsabile di DTR, nel caso di dichiarazione dello stato di Crisi.

Lo stato di emergenza di primo e secondo livello viene dichiarato in funzione del superamento di alcuni parametri di dimensionamento operativo della Zona e/o del Centro Operativo in funzione del numero di guasti da fronteggiare e del numero di clienti BT disalimentati, con riferimento al CO.

La valutazione del parametro "Clienti x ore disalimentazione" deve essere condotta sulla base delle informazioni disponibili nei sistemi e tenendo conto del tempo previsto per la rialimentazione dei Clienti, nonché delle condizioni di esercizio.



Lo stato di emergenza di primo livello viene dichiarato di norma al verificarsi di almeno una delle seguenti condizioni:

1. il superamento dei parametri numero Clienti disalimentati x tempo sopra riportati;
2. su almeno una Zona di competenza del Centro Operativo:

$$2*NLM + 2*NTR > NOP-Z$$

dove:

- NLM è il numero di linee MT contemporaneamente in guasto permanente;
- NTR è il numero di trasformatori AT/MT disalimentati con necessità di controalimentazione dalla rete MT;
- NOP-Z è il numero di operativi al momento in servizio presso la Zona.

Il verificarsi di una delle condizioni di cui sopra determina l'attivazione della Postazione di Assistenza Operativa (PAOE) e la dichiarazione dello stato di Emergenza di 1° livello e, qualora sia superata la condizione che segue, anche l'attivazione del Presidio della Unità Operativa (PUO):

$$NLB + 2*NLM > NOP-UOR$$

dove:

- NLM è il numero di linee MT contemporaneamente in guasto permanente;
- NLB è il numero di ticket bt per guasto diffuso contemporaneamente aperti;
- NOP-UOR è il numero di operativi al momento in servizio presso la UOR.

Quando le condizioni che hanno determinato la dichiarazione dello stato di emergenza di 1° livello interessano, di norma, oltre il 50% delle Zone del CO competente e si determina il ricorso a risorse delle Task Force esterne alla DTR interessata, l'emergenza assume lo stato di 2° livello.

Lo stato di Emergenza 2° livello può determinarsi anche al superamento di parametri numero di Clienti disalimentati/tempo di disalimentazione riportati in precedenza.

Lo stato di crisi si determina in situazione di emergenza particolarmente gravi dovute, ad esempio, a:

- evoluzione di un precedente stato di emergenza di livello 1 o 2, con aumento dei clienti disalimentati o del numero di guasti, estese e diffuse disalimentazioni per le quali non si preveda di ripristinare il servizio in breve tempo, condizioni proibitive per l'operatività di uomini e mezzi, ecc.;

- malfunzionamento prolungato o degrado dei sistemi di telecontrollo, dei sistemi telefonici terrestri e/o della rete intranet; mancata alimentazione della rete elettrica della sede del Centro Operativo; guasti diffusi del sistema di telecomando per almeno il 20% del totale delle cabine primarie che insistono sull'area di pertinenza del Centro Operativo con durata presunta maggiore di 60 minuti;
- eventi catastrofici con sensibili danni ad impianti primari, danneggiamenti, sabotaggi, attentati, ecc..

Lo stato di Crisi può determinarsi anche al superamento dei parametri numero Clienti disalimentati/tempo di disalimentazione riportati in precedenza.

La dichiarazione dello stato di crisi è effettuata dal Responsabile di DTR, sentito il parere del Responsabile Esercizio Rete, e comunicata dalla PAOE a tutta la linea di coordinamento della DTR e delle Zone interessate inviando la "Dichiarazione di Crisi".

Dopo la chiusura dell'emergenza di 2° livello o della crisi, il Responsabile per la gestione dell'Emergenza, con il supporto della PAOE, redige una relazione con la descrizione dell'emergenza e delle azioni conseguentemente intraprese.

Il rapporto d'emergenza deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- codice univoco attribuito al rapporto di emergenza;
- i vari orari di attivazione ed i referenti per ogni presidio;
- Nominativo del Responsabile dell'Emergenza;
- una relazione sintetica dell'evento;
- consistenza impianti AT, MT e BT totalmente interessati dalle interruzioni;
- consistenza personale operativo impiegato per fronteggiare l'emergenza;
- numero gruppi elettrogeni e mezzi specializzati utilizzati;
- comunicati di attivazione dei vari stati di una emergenza;
- "Diario di Presidio e/o Interfacce diretta",
- sintesi riunioni con le Istituzioni e copia di tutte le comunicazioni con le Autorità;
- stima dei costi sostenuti;
- copia dei comunicati stampa;
- eventuali proposte di azioni correttive/progetti di miglioramento continuo del piano per la gestione delle emergenze.

In caso di eventi che portino a situazioni di emergenza e/crisi (a titolo esemplificativo, ma non esaustivo, alluvioni, nevicate eccezionali, incendi boschivi estesi, eventi sismici, ondate di calore, ecc.), è necessario operare in sinergia e tenere informati, secondo quanto indicherà il responsabile delle emergenze:

- Protezione Civile;
- Prefettura;
- Comune/Provincia/Regione;
- Guardia Forestale;
- Vigili del Fuoco;
- altre autorità di pubblica sicurezza.

Nel periodo di emergenza, su specifica richiesta delle Istituzioni, saranno attivate interfacce dirette con le stesse mediante:

- a livello Nazionale presidio sala crisi o comunicazione referente, numero telefonico ed e-mail dedicata a cura Ingegneria e Unificazione / Esercizio Rete (IUN/ERE);

- a livello Regionale e/o Provinciale presidio sala/e crisi o comunicazione referente/i, numero/i telefonico/i ed e-mail dedicata/e a cura del Responsabile dell'Unità Esercizio Rete della DTR;
- a livello Comunale comunicazione referente, numero telefonico ed e-mail dedicata a cura del Responsabile di Zona.

Le interfacce, dovranno comunque essere attivate su iniziativa di ENEL nei casi in cui risulti impossibile prevedere tempi certi per il superamento del periodo di emergenza o qualora insorgano particolari necessità di collaborazione.

### *B. Direzione territoriale Lombardia*

Nel Piano operativo per la gestione delle emergenze della Direzione Territoriale Lombardia (DTR LOM) è specificato che esigenza fondamentale nella gestione delle situazioni di emergenza è la costituzione di Presidi per il coordinamento delle attività e l'attivazione dei canali informativi. I Presidi previsti dal Piano, a seconda della gravità della situazione, sono:

- Unità di Crisi Territoriale (UCT) – da attivarsi presso la DTR;
- Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio (PAOE) – da attivarsi presso i Centri Operativi dell'Esercizio Rete;
- Unità di Crisi di Zona (UCZ) – da attivarsi presso la sede di Zona;
- Presidio di Unità Operativa (PUO) – da attivarsi presso le Unità Operative di Zona.

La PAOE costituisce il riferimento per le attività del Centro operativo esercizio e sono declinati i compiti della PAOE con riferimento a:

- monitoraggio dei disservizi ed analisi dell'evoluzione dell'emergenza;
- supervisione ed ausilio alle attività del centro operativo esercizio, del Servizio Segnalazioni Guasti e delle Unità Operativa di Rete (UOR);
- riferimento operativo per l'attività interna e/o esterna alla DTR;
- collegamento informativo interno;
- interfaccia funzionale-operativa con l'esterno.

Il Piano della DTR LOM identifica lo stato di emergenza in coerenza con quanto previsti dalla Guida di esercizio GE 08 (vd sopra).

La dichiarazione dello stato di emergenza prevede:

- a) attivazione della Postazione di Assistenza Operativa (PAOE) da parte del Capo CMR;
- b) il presidio della Zona/UO se riportato nella dichiarazione di Emergenza;
- c) la possibilità di poter costituire ulteriori presidi.

Per quanto riguarda l'attività presso il centro operativo, in una fase tipica di emergenza di 1° livello sono attivate e presidiate presso i centri operativi interessati la PAOE, una postazione aggiuntiva del Sistema di Telecontrollo della Rete MT (STM) ed una dell'applicativo informatico per la Gestione Segnalazioni delle Interruzioni della Rete Elettrica (GESI).

Per quanto riguarda il monitoraggio delle interruzioni, la PAOE provvede a:

- la rilevazione da GESI (applicativo informatico per la Gestione Segnalazioni delle Interruzioni Rete Elettrica) – MONITOR INTERRUZIONI per la Rete in Media Tensione;

- delle linee, cabine, rami e clienti disalimentati;
  - della durata e peso dell'interruzione per Linea, Comune e Provincia.
- La rilevazione da GESI – MONITOR GESTIONE TICKET:
    - per la rete di media tensione, del numero di ticket in lavorazione e del “diario evento”;
    - per la rete di bassa tensione, del numero di ticket in lavorazione.
  - L'analisi di dettaglio del ticket BT, al fine di evidenziare quelli non associati a causa MT e definire, per guasti diffusi, priorità di intervento ed eventuale ricorso a risorse aggiuntive di altre Unità.

La PAOE è l'interfaccia operativa con l'esterno ed in particolare:

- mantiene, se necessario, rapporti con Terna e società distributrici;
- mantiene un costante scambio di informazioni con la Protezione Civile e/o Prefettura, inviando, quando richiesta, una risorsa di Esercizio RETE o di Zona al Comitato di crisi della Protezione Civile/Prefettura;
- si interfaccia con la Guardia Forestale nel rispetto degli iter procedurali e nei casi di incendio boschivo;
- richiede interventi a Prefetture, Protezione Civile, ANAS, Società Autostrade, in tutti i casi di difficoltà di circolazione su strade e autostrade;
- richiede, tramite il Responsabile di Esercizio Rete, l'attivazione di Unità di Crisi presso le istituzioni in situazioni particolarmente critiche con emergenza di 2° livello;
- soddisfa eventuali richieste di informazioni da parte di Enti/Istituzioni;
- compila e mantiene aggiornato il documento “Diario di presidio e/o interfaccia diretta” per i contatti avuti con le Istituzioni.

In relazione a quanto previsto dal Protocollo di intesa per la protezione delle infrastrutture critiche, lo scambio di informazioni con la Sala Operativa di Protezione civile Regionale è accentrato presso il Centro Operativo di Milano ed avviene mediante l'utilizzo dell'applicativo Sistema Unico di Scambio Informazioni (SUSI).

La dichiarazione dello stato di emergenza di 2° livello è effettuata dal responsabile di Esercizio qualora:

- vi siano le condizioni per il ricorso a task force esterne alla DTR;
- venga superata la soglia dei parametri riportati nel grafico della Guida di esercizio GE 08 (vd sopra).

Lo stato di crisi si determina in situazione di emergenza particolarmente gravi come già descritto nella Guida di esercizio GE 08 (vd sopra).

Il grafico riportato nella Guida di esercizio GE 08 (vd sopra) rende visivamente il discrimine tra stato di emergenza di primo livello (area grigia), stato di emergenza di secondo livello (area gialla), stato di crisi (area rossa).

Con la dichiarazione dello stato di Crisi, al Responsabile di DTR compete la decisione di attivare l'Unità di Crisi di DTR. Per le valutazioni sulla necessità di attivazione, il responsabile di DTR riceve le informazioni dalla PAOE con la cadenza periodica concordata o immediatamente nei casi di particolari esigenze.

Nel caso di indisponibilità del sistema STM presso un centro operativo è prevista la Delega alle stazioni remotizzate presso altri Centri Operativi nel rispetto di quanto previsto dalla “Procedura gestione delega tra Centri Operativi per il telecontrollo della rete elettrica”. La delega può essere attivata, indipendentemente dalla proclamazione dello stato di Crisi, qualora si manifesti l'esigenza (indisponibilità dei locali o altro).

Nel periodo di emergenza, su specifica richiesta delle Istituzioni, saranno attivate interfacce dirette con le stesse mediante:

- a livello regionale, presidio sala/e crisi o comunicazione referente/i, numero/i telefonico/i ed e-mail dedicata/e a cura del Responsabile dell'Unità Esercizio Rete della DTR;
- a livello provinciale, presidio sala/e crisi o comunicazione referente/i, numero/i telefonico/i ed e-mail dedicata/e a cura del Responsabile di Zona;
- a livello comunale, comunicazione referente, numero telefonico ed e-mail dedicata a cura del Responsabile di Zona.

Le interfacce, dovranno comunque essere attivate su iniziativa di Enel nei casi in cui risulti impossibile prevedere tempi certi per il superamento del periodo di emergenza o qualora insorgano particolari necessità di collaborazione.

### C. Direzione territoriale Emilia Romagna e Marche

Per parecchi aspetti il piano di emergenza della DTR ERM è del tutto simile a quello della DTR LOM, in quanto entrambi fanno riferimento alla stessa Guida di esercizio (GE 08). Di seguito sono richiamati alcuni aspetti specifici del piano di emergenza della DTR ERM.

I Centri Operativi della DTR ERM assicurano la conduzione e il monitoraggio della rete di distribuzione AT/MT delle regioni Emilia Romagna e Marche, con le seguenti suddivisioni:

- Centro Operativo Bologna – Rete AT della regione Emilia Romagna e Rete MT delle province di BO, FE, RA, FC, RN;
- Centro Operativo Modena – Rete MT delle province di PC, PR, RE, MO della regione Emilia Romagna;
- CO Ancona – Rete AT e MT della regione Marche.

Presso il Centro Operativo AT/MT di Bologna, oltre alla articolazione per il normale esercizio della rete, in una sala opportunamente dedicata alle emergenze (Postazione di Assistenza Operativa di Esercizio - PAOE), è disponibile inoltre 1 postazione operativa composta da 1 Stazione Operativa Distrettuale (SOD) collegata al Sistema di Telecontrollo Unificato Impianti Primari (STUX) di Bologna, 2 Stazione Operativa Zonale (SOZ) collegate a STM di Bologna ed un Personal Computer (PC), oltre ad 1 postazione del Servizio Segnalazioni Guasti (SSG) e relativo PC.

Presso il Centro Operativo MT di Modena, oltre all'articolazione per il normale esercizio della rete, in una sala opportunamente dedicata alle emergenze (PAOE), è disponibile 1 postazione operativa composta da SOZ collegata al Sistema di Telecontrollo della Rete MT (STM) di Modena ed un Personal Computer (PC).

Presso il Centro Operativo AT/MT di Ancona, oltre alla normale articolazione per il normale esercizio della rete, in una sala opportunamente dedicata alle emergenze (PAOE), sono disponibili 2 postazioni operative composte rispettivamente da 1 SOZ collegata al Sistema di Telecontrollo della Rete MT (STM) di Ancona e 1 PC.

Il compito della PAOE è di fornire “RIFERIMENTO DI ASSISTENZA OPERATIVA” verso le Zone, gli altri Centri Operativi della DTR, la DTR e le Autorità pubbliche. Inoltre costituisce il riferimento unico per l'operatività presso il CO e per le attività a supporto del Responsabile dell'Emergenza.

Allo scopo il Capo Unità CMR/DMA è coadiuvato da altro personale dell'Unità CMR/Distretto Marche (DMA) ed ha come riferimento il Capo Turno del CO per tutta l'attività dello stesso. Per specifiche necessità dovute al malfunzionamento del sistema di telecontrollo e/o dei sistemi informatici in generale, presso la PAOE viene richiesto l'intervento di personale dell'unità ESR/TLV (Sistemi).

L'Unità di Crisi Territoriale (UCT) viene attivata direttamente dal responsabile di DTR, valutate le informazioni provenienti dalla PAOE o dalle Unità di Crisi di Zona, presso la DTR ERM con sede presso il Centro Operativo AT/MT di Bologna.

Di seguito sono elencate le principali attività svolte dalla UCT:

- informativa alla Direzione Rete, ai media, agli Enti Locali, alle OO.SS. sulla situazione in atto;
- coordinamento delle Unità di Crisi di Zona;
- coordinamento delle PAOE localmente attivate per i contatti con Prefettura e Protezione Civile;
- monitoraggio della consistenza e della previsione di ripristino delle forniture;
- monitoraggio delle risorse operative, mezzi speciali e G.E. impiegati;
- richieste di rinforzi da Task Force della DTR ERM o di altre DTR.

La DTR ERM ha predisposto il Piano della Task Force dal quale è possibile individuare le risorse disponibili da poter utilizzare qualora, nei casi di emergenza, sia necessario attivare rinforzi operativi interzonali.

Il ricorso alla Task Force viene coordinato dal Responsabile DTR con l'interessamento del Reperibile di Coordinamento Operativo per esigenze tra Zone dell'area di competenza o dal Reperibile di Collegamento Informativo in tutti gli altri casi.

## Appendice 7.2 Il piano di emergenza di Hera

L'Istruzione Operativa Gruppo Hera riconduce le origini delle segnalazioni di Emergenza alle seguenti casistiche:

- problematiche riconducibili alla rete di trasmissione;
- degrado lento tensione;
- deficit prolungato di produzione ee in area estesa
- eccessiva produzione da fonti rinnovabili;
- problematiche riconducibili a cause esterne (meteoriche ambientali...) e/o di origine tecnica (interna o esterna) – a titolo esemplificativo:
  - eventi meteorologici intensi o particolarmente prolungati (neve, piogge, vento, trombe d'aria, gelo, calore, temporali con intensa attività ceraonica);
  - eventi idrogeologici (frane, allagamenti);
  - altri eventi naturali (terremoti);
  - black out su Rete di Trasmissione Nazionale o su tutti i punti di interconnessione con il gestore alimentante Enel;
  - fuori servizio CP, fuori servizio CS, interruzione linea AT/MT intervento generalizzato degli equilibratori automatici di carico (EAC).

Le fasi in cui si articola l'emergenza sono:

- stato di allerta = fase di analisi, preavviso e verifica;
- stato di allarme = fase di chiamata alla copertura delle postazioni di rinforzo presso il COE e di avviso al personale di Coordinamento;
- stato di emergenza = fase di selezione, riparazione guasti e informativa all'interno ed all'esterno dell'Azienda. Lo stato di emergenza può essere di:
  - 1° LIVELLO = a carattere locale, di impatto contenuto e con possibilità di gestire i guasti senza il ricorso a risorse esterne;
  - 2° LIVELLO = nei casi non classificabili di livello 1. Ovvero, quando si presenta una situazione di pericolo riconducibile ad una condizione di estesi prolungati disservizi che, già al nascere od al progredire dell'emergenza di livello 1, interessa un numero di impianti elevato e che richiede il ricorso a risorse esterne.
- stato di crisi = situazione di emergenza particolarmente grave dovuta a:
  - precedente stato di emergenza di livello 2 e contemporanea mancanza di alimentazione elettrica presso il COE, perdita dei collegamenti telefonici, informatici e/o di trasmissione dati presso il COE, con particolare riferimento al sistema di telecontrollo (ST), perdita generalizzata e prolungata nel tempo dei collegamenti telefonici in aree estese, diffusi guasti telecomando, malfunzionamento o degrado prolungato nel tempo del sistema di Telecontrollo, ecc..

Lo stato di Emergenza è dichiarato dal Responsabile delle Emergenze (non si differenzia tra 1° e 2° livello). La dichiarazione dello stato di emergenza avviene:

- come sviluppo di stati di Allerta/Allarme in relazione all'aumento delle disalimentazioni permanenti, in numero tale da rendere necessario uno specifico coordinamento e rinforzo operativo.
- in caso di eventi catastrofici con sensibili danni ad impianti primari, danneggiamenti, sabotaggi, attentati, ecc..
- in caso di guasti relativi a sistemi informativi, di telecontrollo e telecomunicazione.
- in caso di rilevanti eventi meteorologici.
- in caso di preallarme o richiesta di applicazione dei piani di difesa della RTN.
- in caso di espressa richiesta della Pubbliche Autorità quali: Prefetture, Protezione Civile, Vigili del Fuoco, Guardia Forestale.
- in caso di richieste del Gestore della RTN e/o interruzioni RTN.
- in caso di informazioni ricevute per i quali si ravvisi un potenziale rischio con effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza del sistema elettrico e/o la continuità del servizio.

La Postazione di assistenza operativa di esercizio (PAOE) è un'organizzazione che viene istituita presso il Centro Operativo di Esercizio (COE) in presenza di emergenze al fine di coordinare la gestione della emergenza stessa.

Con la dichiarazione dello stato di emergenza, deve essere attivata la PAOE che svolge attività di monitoraggio delle interruzioni, supervisione ed ausilio alle attività del Centro Operativo di Esercizio, riferimento operativo per le attività sul territorio interessato dall'emergenza, collegamento informativo interno e interfaccia operativa con le Istituzioni.

Il Direttore Gas ed EE è responsabile della gestione delle emergenze.

Il Responsabile EE è il sostituto del responsabile della gestione delle emergenze, fuori dal normale orario di lavoro o in assenza del Responsabile e subentra ad esso per le funzioni operative legate alla gestione delle emergenze. Il responsabile EE informa tempestivamente il Direttore Gas ed EE delle situazioni che possono evolvere in situazioni di emergenza.

Nelle emergenze di livello 2 l'organizzazione del PAOE è costituita dal Responsabile emergenze e suoi sostituti e/o responsabili dei vari settori compreso il Referente di Relazioni Enti Locali a seconda delle necessità. La funzione del PAOE è quella di coordinare la gestione della emergenza.

Il capo turno sala telecontrollo (COE), l'assistente capoturno sala telecontrollo e l'addetto al Centralino di pronto intervento (CCT) sono responsabili per la ricezione e smistamento delle chiamate relative all'emergenza da parte di operatori di organismi di pubblica utilità .

L'attivazione del Responsabile Emergenze al fine della dichiarazione dello stato di Emergenza di 1° livello avviene quando il COE rileva che almeno uno dei seguenti indicatori è uguale o maggiore al valore indicato in Tabella:

Indicatore	Valore
Numero di linee MT contemporaneamente in guasto permanente	5
Numero di linee BT contemporaneamente in guasto permanente	10
Fuori servizio permanente sistema di telecontrollo e/o guasti che impediscono il telecontrollo di una cabina primaria	1
Applicazione di provvedimenti per garantire sicurezza del Sistema elettrico Nazionale (PESSE, EAC, RIGEDI, Set Point VSC)	Richiesta Terna

L'attivazione del Responsabile Emergenze al fine della dichiarazione dello stato di Emergenza di 2° livello avviene quando il COE rileva che almeno uno dei seguenti indicatori è uguale o maggiore al valore indicato in Tabella:

Indicatore	Valore
Fuori servizio permanente linea AT di distribuzione a servizio di utenze MT e BT	1
Numero di linee MT contemporaneamente in guasto permanente	10
Fuori servizio per guasto permanente di una intera CP	1

La dichiarazione dello stato di Emergenza di 2° livello prevede, oltre all'attivazione della PAOE, anche l'attivazione dei rinforzi operativi dell'UTPI (*acronimo di?*) e delle risorse esterne.

Il Responsabile dell'emergenza, al verificarsi di un'emergenza, deve:

- valutare se richiedere l'intervento delle pubbliche Autorità competenti; in caso affermativo renderle edotte della situazione e attuare il coordinamento richiesto con la propria struttura per la gestione dell'emergenza;
- rispondere a quanto eventualmente richiesto dalle pubbliche Autorità.

Il Responsabile dell'emergenza, al verificarsi di un'emergenza, deve informare costantemente sullo sviluppo dell'emergenza la struttura Relazioni Enti Locali.

Il Responsabile dell'emergenza, al verificarsi di un'emergenza, deve attivare la struttura Relazioni Esterne al fine di fornire corrette informazioni agli utenti e alla cittadinanza, in modo da minimizzare potenziali disturbi e danni.

Dopo aver chiuso lo stato di emergenza, il responsabile per la gestione delle emergenze redige un rapporto, contenente una descrizione dell'emergenza, delle azioni conseguentemente intraprese dalla struttura per la gestione delle emergenze.

Il rapporto dell'emergenza ha, come finalità, quella di riepilogare i motivi che hanno portato all'insorgere dell'emergenza per intervenire, dove possibile e opportuno, con azioni correttive e preventive che limitino le possibilità di ripetersi dell'evento.



solo guasti BT	6 guasti	= 3 equipaggi
guasti MT e guasti BT	3 guasti MT + 6 guasti BT	= 3+3 equipaggi

Nell'indicazione di equipaggio si comprende anche il personale che opera come monoperatore, qualora ne ricorrano le condizioni.

Riscontrata, per mezzo del COE, almeno una delle condizioni di cui sopra il Responsabile Esercizio informa il Responsabile della gestione dell'emergenza ed i componenti del PAOE dell'attivazione dello stato i quali dovranno aggiornare i propri collaboratori.

Sempre i componenti PAOE dovranno rintracciare ed avvisare eventuale personale disponibile.

Eliminate le condizioni che hanno determinato l'apertura dello stato di emergenza, il Responsabile della gestione delle emergenze dichiara il termine dello stato suddetto comunicandola al personale che compone la struttura per la gestione dell'emergenza nonché alle pubbliche Autorità competenti coinvolte.

Di seguito sono riportate le linee generali di intervento da adottare a seguito della dichiarazione dello stato di emergenza:

- viene attivato tutto il personale necessario e si procede alla ricerca guasti;
- il parametro di riferimento per le manovre atte ad individuare la cabina od il tratto di linea guasti è di almeno 1 equipaggio di operai per ogni linea fuori servizio;
- qualora la ricerca guasti abbiamo portato ad isolare il tronco guasto pur senza utenze fuori servizio, si effettua comunque l'intervento immediato per la individuazione e la riparazione del guasto:
  - in condizioni di sovraccarico delle parti di impianto limitrofe al tratto guasto;
  - se, nel tratto di impianto interessato dal guasto, vi sono cabine alimentate in antenna in numero tale da non poter essere alimentate con i generatori disponibili o nel caso di un secondo guasto;
  - se, nel tratto di impianto interessato dal guasto, vi sono cabine alimentanti utenze particolari (ospedali, cliniche, utenze pubbliche o privilegiate con pericolo di grave disservizio pubblico - come da elenco utenze particolari);
- nel caso di cabina primaria fuori servizio dopo aver isolato il guasto si procede con i piani di contro alimentazione previsti per ciascuna cabina specifica. Si effettuano quindi tutte le manovre possibili in telecomando e si attiva il personale per la diagnosi del guasto (Nucleo cabine primarie o tecnico reperibile) e il personale operative per le manovre di contralimentazione di carattere manuale;
- per ciascun caso specifico, devono essere previste le procedure di intervento (Per la gestione delle emergenze è prevista la redazione di piani specifici per la gestione degli eventi di guasto che interessi tutta o in parte una Cabina Primaria).

## Appendice 8: analisi quantitative dei dati comunicati da Terna

**Tabella 1 Elenco impianti disalimentati (lato AT per oltre 2 ore) per guasti sulla rete AT che hanno interessato utenza in MT e BT per causa e origine della singola disalimentazione con durata di almeno 10 minuti**

TITOLARE SITO DISALIMENTATO	NOME SITO DELL'UTENTE DISALIMENTATO.	CODICE TIPO CONNESSIONE	CONFIGURAZIONE RETE L'ISTANTE PRECEDENTE L'INTERRUZIONE	DATA	ORA	TITOLARE RETE ORIGINE DELLA INTERRUZIONE	DURATA DISALIM. AT (ore)	POTENZA INTERROTTA ((MW)	PROVINCIA SERVITA
ENEL DISTRIB.	ACQUANEGRA CREM.	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	07:30:20	TELAT	2,06	1,65	Cremona, Lodi
ENEL DISTRIB.	CASOLA VALSENO	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	09:51:09	TELAT	5,89	3,00	Bologna, Ravenna
ENEL DISTRIB.	CASTELNOVO DI SOTTO	in assetto magliato	rete magliata (S0);	6/2/2015	07:42:50	ENEL DISTRIB.	2,55	4,00	Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	CASTELNOVO DI SOTTO	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	11:23:06	TERNA	2,80	0,00	Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	ISOLA RIDRACOLI CP	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	11:11:16	TELAT	4,34	2,33	Forlì e Cesena
ENEL DISTRIB.	LE PIANE MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	5/2/2015	22:33:01	RFI	0,17	2,11	Bologna, Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	LE PIANE MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	05:03:29	RFI	30,15	1,20	Bologna, Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	LE PIANE MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	7/2/2015	11:12:46	ENEL PRODUZIONE	11,19	1,20	Bologna, Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	LE PIANE MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	7/2/2015	22:24:26	ENEL PRODUZIONE	14,96	1,20	Bologna, Reggio Emilia
ENEL DISTRIB.	MODIGLIANA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	08:36:03	TELAT	0,51	2,90	Ravenna, Forlì e Cesena
ENEL DISTRIB.	MODIGLIANA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	10:56:25	TELAT	4,52	11,80	Ravenna, Forlì e Cesena
ENEL DISTRIB.	PORRETTA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	07:21:04	TELAT	7,98	8,90	Bologna
ENEL DISTRIB.	PORRETTA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	15:27:04	TELAT	0,26	0,60	Bologna
ENEL DISTRIB.	PORRETTA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	16:54:50	TELAT	0,85	5,20	Bologna
ENEL DISTRIB.	PREDAPPIO	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	08:38:57	TELAT	0,47	11,40	Forlì e Cesena
ENEL DISTRIB.	PREDAPPIO	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	10:56:25	TELAT	4,52	3,20	Forlì e Cesena
ENEL DISTRIB.	S.MARIA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	5/2/2015	22:32:38	RFI	0,18	1,80	Bologna
ENEL DISTRIB.	S.MARIA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	05:03:29	RFI	30,15	1,90	Bologna
ENEL DISTRIB.	S.MARIA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	7/2/2015	11:12:46	ENEL PRODUZIONE	11,19	1,90	Bologna
ENEL DISTRIB.	SASSO MARCONI	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	08:12:54	SELF	4,22	5,71	Bologna
ENEL DISTRIB.	SUVIANA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	07:21:04	TELAT	7,99	1,80	Bologna
ENEL DISTRIB.	SUVIANA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	15:27:04	TELAT	0,49	0,00	Bologna
ENEL DISTRIB.	SUVIANA MT	in assetto radiale o antenna	alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1);	6/2/2015	16:55:02	TELAT	0,94	0,86	Bologna
ENEL DISTRIB.	VERGATO	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	07:21:04	TELAT	7,92	3,50	Bologna
ENEL DISTRIB.	VERGATO	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	16:54:59	TELAT	0,84	0,86	Bologna
HERA	HERA VIGNOLA	in assetto magliato	alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2);	6/2/2015	11:25:17	TELAT	5,46	17,60	Modena

**Tabella 2 Caratteristiche linee AT interessate dai guasti che hanno disalimentato Cabine Primarie ed ispezioni nel quadriennio 2011-2014**

Linea AT interessata dal guasto	Linea AT interessata dal guasto - Estremi	Tipo evento	Tipo effetto	Km InAT Conduttori Nudi al 31 dic 2014	Km InAT Conduttori Nudi ispezionati Anno 2011	Km InAT Conduttori Nudi ispezionati Anno 2012	Km InAT Conduttori Nudi ispezionati Anno 2013	Km InAT Conduttori Nudi ispezionati Anno 2014
23642B	CASTELNOVO SOTTO-REGGIO NORD (dt 695-698)	c) altro, sistema protettivo	d) altro, mancato intervento sistema protettivo	13,434	25,220	20,626	51,096	20,626
23695A	BORETTO-CASTELNOVO SOTTO (dt 642)	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	9,219	9,219	18,438	14,326	18,427
23765A	MARTIGNONE-SASSO MARCONI c. d. S. VIOLA FS (dt 712-757) - BO765 (dt 28.883-28.760-28.761)	b) pianta fuori fascia caduta su linea	c) corto circuito	9,830	31,706	29,493	29,146	20,012
23784B	LE PIANE-S.MARIA (dt 757)	c) altro, guasto bobina	c) corto circuito	2,720	3,180	2,720	2,720	8,481
23637F	SPILAMBERTO - VIGNOLA	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	8,128	16,256	44,950	24,384	16,259
23738C	IMOLA ORTIGNOLA - CASOLA VAL SENIO	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	18,958	36,690	33,040	14,082	44,343
23785D	ISOLA RIDRACOLI - QUARTO	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	17,867	42,882	35,734	23,648	43,272
23790D	VERGATO - SASSO MARCONI	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	22,723	45,446	12,351	49,520	53,980
23707B	BRASIMONE-S.MARIA (dt 755)	c) altro, interruttore	d) altro, impossibilità di manovra sia in locale che da remoto	6,046	12,088	12,088	18,147	12,088
23769D	FAENZA - MODIGLIANA	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	15,719	25,169	25,169	9,450	34,785
23132E	PORRETTA - VERGATO	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	15,289	38,192	2,285	30,578	32,467
23131E	ISOLA RIDRACOLI - PREDAPPIO	a) manicotto di ghiaccio	c) corto circuito	25,548	51,098	65,950	25,549	60,971

**Tabella 1 – Elenco dei Comuni per impresa distributtrice, con almeno 50 utenti disalimentati per oltre 8 ore, interessati dall’evento interruttivo e relativo indennizzo dovuto agli utenti.**

Impresa distributtrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17001	ACQUAFREDDA	41.982,75	634
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20001	ACQUANEGRA SUL CHIESE	59.782,00	309
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35001	ALBINEA	389.771,25	3.537
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17004	ALFIANELLO	54.495,00	219
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39001	ALFONSINE	5.745,00	50
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19003	ANNICCO	46.012,50	127
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37001	ANZOLA DELL'EMILIA	28.105,00	68
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37002	ARGELATO	7.890,00	147
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20002	ASOLA	163.919,00	440
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19004	AZZANELLO	29.265,00	169
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40001	BAGNO DI ROMAGNA	41.390,00	103
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35002	BAGNOLO IN PIANO	308.658,00	2.668
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17009	BAGNOLO MELLA	47.609,50	253
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35003	BAISO	206.729,50	743
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17011	BARBARIGA	25.250,00	82
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	LECCO	97008	BELLANO	6.900,00	83
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16024	BERGAMO	8.250,00	89
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FERRARA	38002	BERRA	24.525,00	130
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40003	BERTINORO	10.290,00	70
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33003	BESENZONE	12.225,00	139
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35004	BIBBIANO	83.176,75	430
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37006	BOLOGNA	35.670,00	228
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36002	BOMPORTO	134.850,00	1.635
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17020	BORGO SAN GIACOMO	12.420,00	75
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35006	BRESCELLO	244.639,20	2.020
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39004	BRISIGHELLA	195.047,50	1.333
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34007	BUSSETO	101.733,29	618
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19008	CA' D'ANDREA	59.756,00	261
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35008	CADELBOSCO DI SOPRA	529.418,75	3.596
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17032	CALCINATO	14.310,00	273
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19009	CALVATONE	19.693,75	196
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17034	CALVISANO	201.928,00	1.062
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35009	CAMPAGNOLA EMILIA	26.122,50	79
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35010	CAMPEGINE	153.795,00	1.710
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36003	CAMPOGALLIANO	24.255,00	82
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37010	CAMUGNANO	250.621,50	1.627
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20008	CANNETO SULL'OGLIO	44.098,50	224
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35018	CANOSSA	42.139,00	110
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33010	CAORSO	12.789,00	146
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16053	CARAVAGGIO	16.312,50	158
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17039	CARPENEDOLO	19.560,00	182
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36005	CARPI	273.725,00	780
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35011	CARPINETI	147.719,25	683
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37011	CASALECCHIO DI RENO	14.370,00	163
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19018	CASALETTO CEREDANO	33.450,00	214
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19019	CASALETTO DI SOPRA	18.795,00	179

Impresa distributrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37012	CASALFIUMANESE	48.547,00	205
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35012	CASALGRANDE	257.192,00	1.145
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19021	CASALMAGGIORE	18.561,75	121
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20010	CASALMORO	38.977,50	214
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20011	CASALOLDO	27.020,00	52
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20012	CASALROMANO	59.835,75	241
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35013	CASINA	123.916,00	875
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39005	CASOLA VALSENIO	114.480,00	504
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39006	CASTEL BOLOGNESE	3.090,00	63
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37013	CASTEL D'AIANO	152.850,00	902
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37014	CASTEL DEL RIO	293.360,00	977
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37015	CASTEL DI CASIO	52.465,00	262
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20015	CASTEL GOFFREDO	215.857,00	844
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37020	CASTEL SAN PIETRO TERME	43.980,00	336
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17041	CASTELCOVATI	24.594,00	434
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36006	CASTELFRANCO EMILIA	270.237,00	1.513
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35014	CASTELLARANO	172.654,00	1.091
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19025	CASTELLEONE	22.935,00	228
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35015	CASTELNOVO DI SOTTO	72.117,00	310
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35016	CASTELNOVO NE' MONTI	157.595,00	1.004
HERA S.P.A.	MODENA	36007	CASTELNUOVO RANGONE	82.912,50	552
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36008	CASTELVETRO DI MODENA	598.736,00	3.910
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19027	CASTELVISCONTI	27.005,30	196
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17043	CASTENEDOLO	221.501,75	4.306
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37022	CASTIGLIONE DEI PEPOLI	412.148,85	4.166
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20017	CASTIGLIONE DELLE STIVIERE	16.065,75	83
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40005	CASTROCARO TERME E TERRA DEL SOLE	93.322,50	611
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35017	CAVRIAGO	135.988,50	1.156
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17048	CELLATICA	5.010,00	103
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20019	CERESARA	121.477,79	402
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39007	CERVIA	16.320,00	178
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40008	CESENATICO	71.085,00	459
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17052	CHIARI	10.260,00	70
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19030	CICOGLNOLO	62.250,00	461
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19031	CINGIA DE' BOTTI	33.481,50	115
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34009	COLLECCHIO	48.231,50	261
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34010	COLORNO	153.444,00	813
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36010	CONCORDIA SULLA SECCHIA	7.905,00	75
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FERRARA	38007	COPPARO	21.675,00	127
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34012	CORNIGLIO	7.140,00	56
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35020	CORREGGIO	453.847,25	1.664
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19033	CORTE DE' FRATI	51.504,00	119
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17064	CORZANO	80.940,00	330
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19034	CREDERA RUBBIANO	86.815,00	615
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37024	CREVALCORE	62.132,50	868
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20021	CURTATONE	33.505,00	128
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16091	DALMINE	7.230,00	177
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17066	DELLO	40.335,00	142
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19040	DEROVERE	34.605,00	146
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20022	DOSOLO	24.693,75	134
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37025	DOZZA	51.245,00	196

Impresa distributrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19042	DRIZZONA	53.206,74	174
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17069	ERBUSCO	40.215,00	816
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35021	FABBRICO	34.155,00	132
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34013	FELINO	39.045,00	222
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34014	FIDENZA	201.728,50	945
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17071	FIESSE	84.193,00	887
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36012	FINALE EMILIA	3.390,00	77
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36013	FIORANO MODENESE	77.793,50	193
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33021	FIORENZUOLA D'ARDA	9.573,00	99
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FERRARA	38027	FISCAGLIA	6.615,00	61
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37026	FONTANELICE	214.461,00	1.271
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34015	FONTANELLATO	35.238,00	157
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40012	FORLÌ	9.715,00	170
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19044	FORMIGARA	58.020,00	604
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36015	FORMIGINE	65.200,00	144
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34017	FORNOVO DI TARO	20.040,00	105
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19045	GABBIONETA-BINANUOVA	45.095,00	253
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19046	GADESCO-PIEVE DELMONA	34.661,25	263
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37027	GAGGIO MONTANO	74.904,75	410
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40014	GALEATA	28.710,00	146
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17073	GAMBARA	168.823,00	1.283
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35022	GATTATICO	313.169,35	2.829
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17078	GHEDI	154.805,25	1.310
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20026	GOITO	690.026,00	2.315
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20027	GONZAGA	218.070,00	1.343
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17080	GOTTOLENGO	101.388,75	326
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37029	GRANAGLIONE	61.035,00	356
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37031	GRIZZANA MORANDI	369.116,50	2.582
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35023	GUALTIERI	156.498,00	1.906
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35024	GUASTALLA	72.219,25	703
HERA S.P.A.	MODENA	36017	GUIGLIA	180.935,00	1.194
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PAVIA	18077	INVERNO E MONTELEONE	8.640,00	168
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17086	ISORELLA	24.765,00	68
HERA S.P.A.	MODENA	36018	LAMA MOCOGNO	37.880,00	448
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34018	LANGHIRANO	38.361,75	192
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17088	LENO	544.460,00	2.628
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34019	LESIGNANO DE' BAGNI	15.273,00	106
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37034	LOIANO	417.217,50	1.549
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33026	LUGAGNANO VAL D'ARDA	19.170,00	292
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35026	LUZZARA	128.954,00	1.307
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17103	MANERBIO	45.102,00	139
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20030	MANTOVA	19.571,00	120
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36019	MARANELLO	166.511,25	1.310
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20031	MARCARIA	105.299,50	512
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20032	MARIANA MANTOVANA	29.967,50	54
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20033	MARMIROLO	15.150,00	81
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37036	MARZABOTTO	699.615,25	2.813
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34020	MEDESANO	161.600,00	1.025
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20034	MEDOLE	20.430,00	90
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FERRARA	38014	MESOLA	13.830,00	181
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34021	MEZZANI	79.220,00	411

Impresa distributrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
HERA S.P.A.	MODENA	36023	MODENA	76.932,25	333
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40022	MODIGLIANA	29.270,00	237
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20035	MOGLIA	312.356,25	1.471
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37040	MONGHIDORO	444.272,50	2.245
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37042	MONTE SAN PIETRO	784.347,00	3.021
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35027	MONTECCHIO EMILIA	64.825,00	233
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34023	MONTECHIARUGOLO	140.547,00	1.528
HERA S.P.A.	MODENA	36024	MONTECRETO	29.094,00	146
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37041	MONTERENZIO	827.935,00	3.091
HERA S.P.A.	MODENA	36026	MONTESE	118.055,00	856
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17113	MONTICHIARI	25.030,50	314
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37044	MONZUNO	1.546.675,00	4.623
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19061	MOTTA BALUFFI	25.000,00	53
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34025	NOCETO	62.595,52	323
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36027	NONANTOLA	179.020,00	1.111
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	SONDRIO	14046	NOVATE MEZZOLA	26.400,00	136
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35028	NOVELLARA	37.045,00	114
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36028	NOVI DI MODENA	117.209,25	649
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17122	OFFLAGA	156.535,00	1.084
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17125	ORZINUOVI	234.512,40	2.903
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19064	OSTIANO	60.956,75	554
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37046	OZZANO DELL'EMILIA	94.310,00	371
AEM TORINO DISTRIBUZIONE S.P.A	PARMA	34027	PARMA	84.730,00	894
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17137	PAVONE DEL MELLA	49.916,25	391
HERA S.P.A.	MODENA	36030	PAVULLO NEL FRIGNANO	197.265,75	1.116
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20039	PEGOGNAGA	69.180,00	386
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34028	PELLEGRINO PARMENSE	25.360,00	262
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RIMINI	99024	PENNABILLI	8.910,00	91
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19068	PERSICO DOSIMO	152.685,00	556
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19072	PIANENGO	28.155,00	262
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37047	PIANORO	766.900,00	2.593
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19074	PIEVE D'OLMI	17.690,00	114
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20041	PIUBEGA	90.665,00	181
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19076	PIZZIGHETTONE	51.555,00	278
HERA S.P.A.	MODENA	36032	POLINAGO	159.375,00	1.230
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17146	POMPIANO	46.615,75	162
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33037	PONTENURE	6.450,00	67
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17149	PONTEVICO	45.532,50	145
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17150	PONTOGLIO	10.320,00	187
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37049	PORRETTA TERME	25.680,75	152
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20045	PORTO MANTOVANO	4.080,00	54
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35029	POVIGLIO	265.277,75	2.161
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19077	POZZAGLIO ED UNITI	37.188,00	161
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40032	PREDAPPIO	96.676,50	626
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40033	PREMILCUORE	185.995,00	883
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36033	PRIGNANO SULLA SECCHIA	100.195,25	731
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35030	QUATTRO CASTELLA	422.256,25	1.915
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17159	QUINZANO D'OGLIO	48.411,00	657
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36034	RAVARINO	13.365,00	59
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RAVENNA	39014	RAVENNA	260.829,00	3.614
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20048	REDONDESCO	135.260,00	661

Impresa distributrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35033	REGGIO NELL'EMILIA	1.837.036,45	9.123
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35032	REGGIOLO	115.352,00	509
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17160	REMEDELLO	65.337,75	697
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RIMINI	99014	RIMINI	63.375,00	520
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19083	RIVAROLO DEL RE ED UNITI	50.295,00	354
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34030	ROCCABIANCA	36.555,00	186
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17162	ROCCAFRANCA	30.592,50	86
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20051	RODIGO	13.635,00	81
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35036	RUBIERA	189.702,50	958
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20054	SABBIONETA	37.020,00	441
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34031	SALA BAGANZA	20.970,00	134
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37050	SALA BOLOGNESE	14.250,00	112
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34032	SALSOMAGGIORE TERME	150.880,00	600
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19088	SAN BASSANO	21.619,00	61
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37051	SAN BENEDETTO VAL DI SAMBRO	1.167.857,00	4.403
HERA S.P.A.	MODENA	36036	SAN CESARIO SUL PANARO	66.315,00	302
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17172	SAN GERVASIO BRESCIANO	10.425,00	79
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19090	SAN GIOVANNI IN CROCE	10.896,00	123
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RIMINI	99017	SAN GIOVANNI IN MARIGNANO	3.150,00	73
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37054	SAN LAZZARO DI SAVENA	18.985,00	57
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20059	SAN MARTINO DALL'ARGINE	34.326,75	97
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19091	SAN MARTINO DEL LAGO	8.010,00	82
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35037	SAN MARTINO IN RIO	106.580,00	637
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40041	SAN MAURO PASCOLI	17.568,00	64
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17138	SAN PAOLO	29.070,00	62
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16190	SAN PELLEGRINO TERME	6.360,00	116
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36039	SAN PROSPERO	32.740,00	151
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34033	SAN SECONDO PARMENSE	65.500,00	197
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40043	SANTA SOFIA	60.133,75	407
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	RIMINI	99018	SANTARCANGELO DI ROMAGNA	4.140,00	52
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35039	SANT'ILARIO D'ENZA	112.345,00	704
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37057	SASSO MARCONI	589.941,00	2.872
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36040	SASSUOLO	161.089,00	758
HERA S.P.A.	MODENA	36041	SAVIGNANO SUL PANARO	70.037,00	273
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35040	SCANDIANO	232.134,25	1.113
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19092	SCANDOLARA RAVARA	57.857,25	761
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19093	SCANDOLARA RIPA D'OGGIO	47.165,00	311
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36042	SERRAMAZZONI	124.440,00	1.289
HERA S.P.A.	MODENA	36043	SESTOLA	87.815,00	499
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34049	SISSA TRECASALI	127.355,00	496
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MODENA	36044	SOLIERA	51.600,00	251
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19097	SONCINO	38.931,00	312
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34036	SORAGNA	76.416,00	573
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34037	SORBOLO	362.825,30	1.744
HERA S.P.A.	MODENA	36045	SPILAMBERTO	220.847,75	927
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19103	STAGNO LOMBARDO	12.915,00	79
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20065	SUZZARA	114.712,70	636
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34038	TERENZO	11.070,00	77
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35041	TOANO	91.695,00	615
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16217	TORRE PALLAVICINA	14.150,00	194
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34041	TORRILE	89.760,50	381

Impresa distributrice	Provincia	Codice ISTAT Comune	Comune	Indennizzo €	Utenti interrotti per oltre 8 h
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34042	TRAVERSETOLO	122.067,75	535
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	FORLÌ-CESENA	40049	TREDOZIO	20.930,00	70
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17190	TRENZANO	62.310,00	1.037
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BERGAMO	16218	TRESCORE BALNEARIO	6.330,00	123
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37061	VALSAMOGGIA	1.777.233,25	7.035
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37059	VERGATO	406.746,00	3.310
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17195	VEROLANUOVA	81.957,00	825
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19113	VESCOVATO	102.007,00	540
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35042	VETTO	39.100,00	107
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35043	VEZZANO SUL CROSTOLO	117.225,00	472
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	MANTOVA	20066	VIADANA	66.748,50	320
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35044	VIANO	201.795,00	1.563
HERA S.P.A.	MODENA	36046	VIGNOLA	89.005,00	371
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	REGGIO NELL'EMILIA	35045	VILLA MINOZZO	22.350,00	246
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17200	VILLACHIARA	46.223,03	203
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PIACENZA	33046	VILLANOVA SULL'ARDA	12.980,00	77
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BRESCIA	17203	VISANO	9.517,50	71
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	CREMONA	19114	VOLONGO	34.470,00	177
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	PARMA	34048	ZIBELLO	30.091,50	402
HERA S.P.A.	MODENA	36047	ZOCCA	191.225,25	1.016
ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.	BOLOGNA	37060	ZOLA PREDOSA	154.840,00	517

**Tabella 2 – Numero di registrazioni di guasti MT che hanno disalimentato utenti per oltre 8 ore.***Province servite da ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.*

inizio interruzione MT	Bologna		Modena		Parma		Reggio Emilia	
	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	22	5.248	3	388	1	25	4	292
06/02/2015	85	63.139	54	16.159	57	20.450	99	63.519
07/02/2015	13	4.408	5	152	4	343	10	2.412
08/02/2015	8	2.228	0	0	1	12	4	193
09/02/2015	4	355	2	87	0	0	1	73
10/02/2015	3	120	0	0	1	0	1	0
11/02/2015	0	0	0	0	0	0	2	388
Totale	135	75.498	64	16.786	64	20.830	121	66.877

Inizio interruzione MT	Brescia		Cremona		Mantova	
	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	0	0	0	0	0	0
06/02/2015	72	40.784	58	22.860	62	22.751
07/02/2015	6	84	4	96	3	25
08/02/2015	0	0	1	794	1	73
09/02/2015	0	0	0	0	0	0
10/02/2015	0	0	0	0	0	0
11/02/2015	0	0	0	0	0	0
Totale	78	40.868	63	23.750	66	22.849

*Provincia di Modena servita da HERA S.P.A.*

inizio interruzione MT	Numero di guasti MT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	9	2.483
06/02/2015	32	10.770
07/02/2015	7	763
08/02/2015	2	3
09/02/2015	0	0
10/02/2015	0	0
11/02/2015	0	0
<b>Totale</b>	<b>50</b>	<b>14.019</b>

**Tabella 3 – Numero di registrazioni di guasti BT che hanno disalimentato utenti per oltre 8 ore.***Province servite da ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A.*

inizio interruzione BT	Bologna		Modena		Parma		Reggio Emilia	
	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	6	126	1	1	-	-	1	18
06/02/2015	28	390	35	459	42	631	41	666
07/02/2015	30	545	27	306	68	1.139	16	215
08/02/2015	28	664	11	62	28	372	24	285
09/02/2015	23	366	22	287	13	277	19	213
10/02/2015	34	449	5	25	4	5	10	42
11/02/2015	19	100	-	-	-	-	5	33
<b>Totale</b>	<b>168</b>	<b>2.640</b>	<b>101</b>	<b>1.139</b>	<b>155</b>	<b>2.424</b>	<b>116</b>	<b>1.472</b>

Inizio interruzione BT	Brescia		Cremona		Mantova	
	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	-	-	-	-	-	-
06/02/2015	32	431	19	146	18	303
07/02/2015	17	182	9	72	11	232
08/02/2015	7	130	3	85	12	103
09/02/2015	-	-	-	-	-	-
10/02/2015	-	-	-	-	-	-
11/02/2015	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>56</b>	<b>743</b>	<b>31</b>	<b>303</b>	<b>41</b>	<b>637</b>

*Provincia di Modena servita da HERA S.P.A.*

inizio interruzione BT	Numero di guasti BT	Numero di utenti BT disalimentati
05/02/2015	11	333
06/02/2015	10	367
07/02/2015	9	202
08/02/2015	13	260
09/02/2015	12	134
10/02/2015	1	88
11/02/2015	-	-
<b>Totale</b>	<b>56</b>	<b>1.384</b>

**Tabella 4 – Durata media interruzione per origine - Utenti disalimentati per oltre 8 ore relativamente a ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A. ed HERA S.P.A.**

*Enel distribuzione per regione*

Regione	Durata media int. [h:mm:ss]	Durata media int. con origine RTN/AT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine RTN/AT su totale	Durata media int. con origine IC [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine IC su totale	Durata media int. con origine MT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine MT su totale	Durata media int. con origine BT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine BT su totale	Utenti interrotti per oltre 8 h	% utenti interrotti per oltre 8 h su totale utenti
<b>Emilia Romagna</b>	<b>25:57:24</b>	1:28:31	5,68%	2:05:48	8,08%	19:45:31	76,12%	2:37:34	10,12%	244542	10,0%
<b>Lombardia</b>	<b>19:49:00</b>	0:04:03	0,34%	0:05:46	0,49%	18:42:15	94,39%	0:56:56	4,79%	97226	2,5%

RTN/AT: rete di trasmissione nazionale/rete in alta tensione

IC: su impianti di produzione o rete di altra impresa distributrice interconnessa

MT: rete in media tensione

BT: rete in bassa tensione

*Enel distribuzione per concentrazione*

Concentrazione	Durata media int. [h:mm:ss]	Durata media int. con origine RTN/AT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine RTN/AT su totale	Durata media int. con origine IC [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine IC su totale	Durata media int. con origine MT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine MT su totale	Durata media int. con origine BT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine BT su totale	Utenti interrotti per oltre 8 h	% utenti interrotti per oltre 8 h su totale utenti
<b>Alta</b>	<b>28:12:18</b>	0:00:03	0,00%	0:00:00	0,00%	17:05:22	60,59%	11:06:53	39,41%	4693	0,7%
<b>Media</b>	<b>25:02:55</b>	0:36:37	2,44%	1:15:59	5,06%	20:32:30	82,01%	2:37:49	10,50%	174881	4,9%
<b>Bassa</b>	<b>23:11:24</b>	1:36:24	6,93%	1:51:13	7,99%	18:21:33	79,17%	1:22:15	5,91%	162194	7,9%
<b>Totale</b>	<b>24:12:36</b>	1:04:29	4,44%	1:31:40	6,31%	19:27:31	80,37%	2:08:56	8,88%	341768	5,4%

*Enel distribuzione – Hera per provincia*

Provincia/Concentrazione		Durata media int. [h:mm:ss]	Durata media int. con origine RTN/AT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine RTN/AT su totale	Durata media int. con origine IC [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine IC su totale	Durata media int. con origine MT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine MT su totale	Durata media int. con origine BT [h:mm:ss]	% Durata media int. con origine BT su totale	Utenti interrotti per oltre 8 h	% utenti interrotti per oltre 8 h su totale utenti	
Enel D. - Emilia Romagna	Bologna	Alta	18:40:17	0:00:00	0,00%	0:00:00	0,00%	0:08:01	0,72%	18:32:16	99,28%	105	0,0%
		Media	33:28:43	1:10:30	3,51%	3:53:33	11,63%	25:43:16	76,83%	2:41:24	8,04%	45.108	13,3%
		Bassa	29:21:26	4:11:04	14,25%	5:54:19	20,12%	18:13:20	62,07%	1:02:43	3,56%	49.032	80,2%
		<b>Totale</b>	<b>31:19:05</b>	<b>2:44:22</b>	<b>8,75%</b>	<b>4:56:07</b>	<b>15,76%</b>	<b>21:47:28</b>	<b>69,58%</b>	<b>1:51:08</b>	<b>5,91%</b>	<b>94.245</b>	<b>15,3%</b>
	Modena	Alta	64:09:44	0:00:00	0,00%	0:00:00	0,00%	6:59:18	10,89%	57:10:26	89,11%	339	1,1%
		Media	22:18:01	0:05:41	0,43%	1:38:17	7,35%	17:49:16	79,91%	2:44:46	12,31%	18.865	11,1%
		Bassa	22:24:44	0:28:19	2,11%	0:20:04	1,49%	16:42:54	74,58%	4:53:26	21,82%	3.355	11,0%
		<b>Totale</b>	<b>22:56:45</b>	<b>0:08:58</b>	<b>0,65%</b>	<b>1:25:11</b>	<b>6,19%</b>	<b>17:29:38</b>	<b>76,24%</b>	<b>3:52:59</b>	<b>16,92%</b>	<b>22.559</b>	<b>9,8%</b>
	Parma	Media	24:05:26	0:00:04	0,00%	0:55:30	3,84%	16:37:44	69,03%	6:32:08	27,13%	16.203	14,4%
		Bassa	20:32:03	0:07:43	0,63%	0:00:00	0,00%	15:21:05	74,76%	5:03:15	24,61%	7.296	11,9%
		<b>Totale</b>	<b>22:59:11</b>	<b>0:02:26</b>	<b>0,18%</b>	<b>0:38:16</b>	<b>2,77%</b>	<b>16:13:57</b>	<b>70,62%</b>	<b>6:04:32</b>	<b>26,43%</b>	<b>23.499</b>	<b>13,5%</b>
	Reggio Emilia	Alta	27:42:36	0:00:04	0,00%	0:00:00	0,00%	20:21:30	73,47%	7:21:02	26,53%	3.430	4,3%
Media		21:39:40	0:40:54	3,15%	0:00:00	0,00%	19:23:57	89,56%	1:34:49	7,30%	50.806	30,9%	
Bassa		27:37:37	0:32:34	1,97%	0:01:29	0,09%	24:54:47	90,18%	2:08:46	7,77%	23.901	34,2%	
<b>Totale</b>		<b>23:45:05</b>	<b>0:36:34</b>	<b>2,57%</b>	<b>0:00:27</b>	<b>0,03%</b>	<b>21:07:40</b>	<b>88,95%</b>	<b>2:00:24</b>	<b>8,45%</b>	<b>78.137</b>	<b>24,9%</b>	
Enel D. - Lombardia	Brescia	Media	18:39:48	0:00:20	0,03%	0:00:00	0,00%	17:42:28	94,88%	0:57:01	5,09%	21.348	6,3%
		Bassa	18:12:01	0:00:46	0,07%	0:00:00	0,00%	17:40:00	97,07%	0:31:15	2,86%	20.317	10,3%
		<b>Totale</b>	<b>18:26:15</b>	<b>0:00:32</b>	<b>0,05%</b>	<b>0:00:00</b>	<b>0,00%</b>	<b>17:41:16</b>	<b>95,93%</b>	<b>0:44:27</b>	<b>4,02%</b>	<b>41.665</b>	<b>7,8%</b>
	Cremona	Media	16:06:12	0:00:54	0,09%	0:00:00	0,00%	13:22:09	83,02%	2:43:09	16,89%	2.328	3,9%
		Bassa	20:24:06	0:08:58	0,73%	0:00:00	0,00%	19:52:45	97,44%	0:22:24	1,83%	21.417	22,6%
		<b>Totale</b>	<b>19:58:49</b>	<b>0:08:10</b>	<b>0,68%</b>	<b>0:00:00</b>	<b>0,00%</b>	<b>19:14:27</b>	<b>96,30%</b>	<b>0:36:12</b>	<b>3,02%</b>	<b>23.745</b>	<b>15,4%</b>
	Mantova	Media	30:33:28	0:02:31	0,14%	0:00:00	0,00%	28:22:24	92,85%	2:08:32	7,01%	11.961	6,9%
		Bassa	16:46:12	0:09:18	0,92%	0:00:00	0,00%	16:20:48	97,48%	0:16:06	1,60%	14.912	25,2%
		<b>Totale</b>	<b>22:54:25</b>	<b>0:06:17</b>	<b>0,46%</b>	<b>0:00:00</b>	<b>0,00%</b>	<b>21:41:59</b>	<b>94,73%</b>	<b>1:06:09</b>	<b>4,81%</b>	<b>26.873</b>	<b>11,6%</b>
Hera	Modena	Alta	55:44:31	0:00:00	0,00%	0:00:00	0,00%	0:00:00	0,00%	55:44:31	100,00%	20	0,0%
		Media	13:58:21	1:57:05	13,97%	0:19:42	2,35%	7:33:09	54,05%	4:08:26	29,63%	8.262	16,5%
		Bassa	15:39:11	1:46:32	11,34%	0:00:02	0,00%	9:51:06	62,94%	4:01:31	25,72%	13.434	24,3%
		<b>Totale</b>	<b>15:04:33</b>	<b>1:50:27</b>	<b>12,21%</b>	<b>0:07:29</b>	<b>0,83%</b>	<b>8:59:36</b>	<b>59,65%</b>	<b>4:07:01</b>	<b>27,31%</b>	<b>21.716</b>	<b>10,6%</b>

**Tabella 5 – consistenza della rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.P.A. al 31 dicembre 2014 – province dei comuni interessati da guasti.**

*Consistenza rete MT al 31 dicembre 2014 per i comuni soggetti a disalimentazione.*

Territorio	km linee MT in cavo aereo	km linee MT in cavo interrato	km linee MT in conduttori nudi	N° utenti BT	%km linee MT in conduttori nudi su totale
Provincia di Bologna	181,16	2.316,70	2.211,69	553.336	47%
Provincia di Brescia	88,82	1.717,66	1.477,58	307.138	45%
Provincia di Cremona	25,48	1.052,86	930,38	126.819	46%
Provincia di Mantova	90,64	1.229,12	1.697,45	187.586	56%
Provincia di Modena	34,73	1.129,33	1.452,52	225.746	56%
Provincia di Parma	230,72	864,17	1.869,52	153.688	63%
Provincia di Reggio Emilia	96,21	1.464,87	1.967,81	303.882	56%

*Consistenza rete BT al 31 dicembre 2014 per i comuni soggetti a disalimentazione.*

Territorio	km linee BT in cavo aereo	km linee BT in cavo interrato	km linee BT in conduttori nudi	N° utenti BT	%km linee BT in conduttori nudi su totale
Provincia di Bologna	4.883	3.617	2.193	553.403	21%
Provincia di Brescia	2.528	3.306	337	307.138	5%
Provincia di Cremona	1.280	1.182	87	126.819	3%
Provincia di Mantova	2.738	2.202	93	187.586	2%
Provincia di Modena	2.848	1.622	1.168	226.102	21%
Provincia di Parma	2.506	1.146	1.599	153.688	30%
Provincia di Reggio Emilia	3.681	1.832	906	303.930	14%

**Tabella 6 – consistenza della rete interessata da guasti di HERAS.P.A. al 31 dicembre 2014.**

*Consistenza rete MT al 31 dicembre 2014 per i comuni soggetti a disalimentazione.*

Territorio	km linee MT in cavo aereo	km linee MT in cavo interrato	km linee MT in conduttori nudi	N° utenti BT	%km linee MT in conduttori nudi su totale
Provincia di Modena	67,35	997,55	952,80	197.842	47%
Comune di Modena	4,64	667,88	170,41	115.792	20%

*Consistenza rete BT al 31 dicembre 2014 per i comuni soggetti a disalimentazione.*

Territorio	km linee BT in cavo aereo	km linee BT in cavo interrato	km linee BT in conduttori nudi	N° utenti BT	%km linee BT in conduttori nudi su totale
Provincia di Modena	3.513,53	2.480,62	147,44	197.842	2%
Comune di Modena	1.559,49	1.928,03	0,00	115.792	0%

## Appendice 10: la regolazione per la protezione dei clienti coinvolti in interruzioni prolungate

Il TIQE prevede i seguenti standard e rimborsi automatici sulla durata massima delle interruzioni per gli utenti MT e BT.

**Tabella 1 – Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura**

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione <sup>31</sup> territoriale per utenti BT e MT	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	12	6
	• Bassa concentrazione	16	8
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

**Tabella 2 - Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura**

	utenze domestiche in BT	utenze BT e MT diverse dalle domestiche e da illuminazione pubblica con potenza inferiore o uguale a 100 kW	utenze BT diverse dalle domestiche e da illuminazione pubblica con potenza superiore a 100 kW	utenze MT diverse da illuminazione pubblica con potenza superiore a 100 kW	utenti BT e MT titolari di impianti di produzione
<b>Superamento standard</b>	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW	0,15 €/kW
<b>per ogni periodo ulteriore</b>	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 2 ore	0,075 €/kW ogni 4 ore
<b>Tetto massimo</b>	300 €	1000 €	3.000 €	6.000 €	3.000 €

Gli utenti che subiscono un'interruzione di durata superiore agli standard di cui alla Tabella 1 ricevono un indennizzo automatico secondo quanto disposto dalla Tabella 2:

- a carico del distributore o di Terna se le interruzioni sono di loro responsabilità;
- a carico del Fondo Eventi Eccezionali se le interruzioni sono dovute a cause non dipendenti dal distributore o da Terna (tipicamente per eventi dovuti a causa di forza maggiore).

Il Fondo eventi Eccezionali è alimentato:

- dagli utenti, in ragione di un'aliquota annua prelevata tramite la tariffa di distribuzione, come indicato nella Tabella 3;

<sup>31</sup> a) alta concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50.000 abitanti;  
b) media concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5.000 abitanti e non superiore a 50.000 abitanti;  
c) bassa concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5.000 abitanti.

Restano in vigore le riclassificazioni del grado di concentrazione di porzioni di territorio di Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti approvate dall'Autorità a seguito di istanze presentate ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 128/99.

- dai distributori, in modo proporzionale alle quote di durata delle interruzioni di loro responsabilità che eccedono le otto ore e ai relativi utenti disalimentati oltre tali otto ore (70€/utente);
- da Terna, in modo proporzionale alle quote di durata delle disalimentazioni di sua responsabilità che eccedono le due ore e alla relativa energia non fornita (10.000€/MWh).

**Tabella 3 - Aliquote annue di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali a carico degli utenti**

	<b>utenze domestiche in BT</b>	<b>utenze BT diverse dalle domestiche e da illuminazione pubblica</b>	<b>utenti MT</b>
<b>Aliquota annua</b>	0,35 euro/punto di prelievo/anno	1 euro/punto di prelievo/anno	10 euro/ punto di prelievo o immissione/anno

**Tabella 4 - Rimborsi agli utenti per interruzioni prolungate (M€)**

<b>Rimborsi agli utenti</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Dal Fondo per interruzioni originate sulla rete di distribuzione	0	4	13	18	89	29	19
Dal Fondo per interruzioni originate sulla rete di trasmissione	0	0	0	0	1	1	0
Rimborsi agli utenti da parte delle imprese	0	0	3	4	3	9	3
<b>Rimborsi totali agli utenti (dal fondo e dalle imprese)</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>16</b>	<b>22</b>	<b>93</b>	<b>39</b>	<b>22</b>

**Tabella 5 - Andamento del Fondo eventi eccezionali (M€)**

<b>Bilancio del Fondo</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Rimborsi agli utenti dal solo Fondo eventi eccezionali	0	-4	-13	-18	-90	-30	-19
Contribuzione da parte delle imprese distributrici	5	4	4	4	6	6	4
Contribuzione da parte dell'impresa di trasmissione	0	6	3	0	1	4	0
Contribuzione da parte degli utenti	18	18	18	18	18	18	18
<b>Avanzo annuale del fondo eventi eccezionali</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>-65</b>	<b>-2</b>	<b>4</b>
<b>Avanzo progressivo del fondo eventi eccezionali</b>	<b>23</b>	<b>46</b>	<b>57</b>	<b>61</b>	<b>-4</b>	<b>-6</b>	<b>-2</b>