



COMITATO
ELETTROTECNICO
ITALIANO



AEEG PG.0035795/A - 01/12/2016

Milano, 2045/RB/ar
30 novembre 2016

Il Direttore Generale

AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL
GAS E I SERVIZI IDRICI
Piazza Cavour 5
20121 MILANO MI

Alla c.a. ing. Ferruccio Villa
Responsabile Unità Qualità del Servizio e
Monitoraggio (QSM)
Direzione Infrastrutture, Unbundling e
Certificazione (DIUC)

Gruppo di Lavoro "Resilienza"

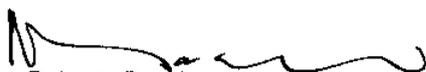
CT CEI 8/28 "Aspetti di sistema per la fornitura di energia elettrica"

Gentile ingegner ingegner Villa,

con riferimento alla partecipazione del CEI ai lavori del Gruppo di Lavoro Costituito da codesta Autorità con Deliberazione 22 dicembre 2015 n. 646/2015/R/eel e successiva Determinazione 18 febbraio 2016 n. 6/2016, al fine di agevolare le attività e conseguire l'opportuna tempestività ed il contributo fattivo al raggiungimento degli obiettivi, il CEI ha costituito un Gruppo di Lavoro informale composto da rappresentanti dei principali settori.

Al termine di un periodo di intenso lavoro coordinato dalla nostra struttura, si invia una relazione sintetica delle posizioni attuali e, in allegato, i documenti prodotti dagli operatori.

Rimaniamo a disposizione per eventuali chiarimenti e porgiamo cordiali saluti.


Roberto Bacci



Introduzione ai risultati GdL “Resilienza” costituito nell’ambito del CEI CT 8/28 “Aspetti di sistema per la fornitura di energia elettrica”

Metodologia di valutazione della Resilienza del Sistema Elettrico

Il Gruppo di Lavoro (GdL) sulla Resilienza del Sistema Elettrico è stato costituito in ambito del Comitato tecnico 8/28 “Aspetti di sistema per la fornitura di energia elettrica” per rendere più efficace la partecipazione del CEI al Tavolo Tecnico istituito e guidato da AEEGSI con la Deliberazione 22 Dicembre 2015 n. 646/2015/R/eel e la successiva Determinazione 18 febbraio 2016 n. 6/2016. Il Gruppo di Lavoro, composto da esperti indicati dai Soci CEI, si è riunito più volte a partire dal 17 maggio 2016, ha individuato un indicatore di resilienza del sistema elettrico e ha elaborato una metodologia per la sua valutazione ex-ante.

Il prodotto delle attività svolte, che viene descritto in dettaglio nei cinque allegati al presente documento, ha risentito della oggettiva complessità di traduzione del tema esaminato in elementi semplici facilmente quantificabili.

Come noto, le attività svolte all’interno dei Comitati Tecnici del CEI richiedono un percorso articolato riassumibile nelle seguenti fasi: formulazione di proposte, relativo esame, conseguente revisione e condivisione finale con ricerca del consenso.

Ancora va evidenziato che l’attività svolta finora ed i conseguenti risultati sono da considerarsi, a parere dei partecipanti al GdL, solo un primo passo della trattazione del tema che si auspica possa continuare per arrivare a una metodologia che, da una parte, consideri più minacce rispetto alle prime due finora considerate di seguito descritte, e dall’altra prenda in considerazione variabili che ad oggi non è stato possibile prendere in esame a causa della indisponibilità di dati facilmente reperibili e convalidati.

Vista la diversa topologia delle reti, le due minacce tenute in considerazione per il momento sono state rispettivamente, per il sistema elettrico di trasmissione e di distribuzione, la formazione di manicotti di ghiaccio riferibili a condizioni meteorologiche eccezionali di neve/ghiaccio/vento e, per il solo sistema di distribuzione in area urbana, l’allagamento delle cabine secondarie, in particolare se interrate, in occasione di nubifragi localizzati (detti anche “bombe d’acqua”).

Tale diversa attribuzione è motivata dall’esperienza che i titolari delle reti (trasmissione, distribuzione e urbane) hanno maturato in termini di guasti e conseguenti interruzioni del servizio a fronte di eventi del tipo richiamato dall’Autorità.



COMITATO
ELETTROTECNICO
ITALIANO

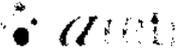
Tenuto conto delle precedenti osservazioni e del diverso impatto sulla continuità del servizio che gli eventi meteorologici considerati possono avere sui differenti sistemi elettrici coinvolti, l'indicatore di resilienza è stato valutato attraverso **a) la probabilità** di cedimento delle linee alimentanti rispettivamente le stazioni AT/MT, per la rete di trasmissione, e le cabine MT/BT, per la rete di distribuzione e **b) il conseguente impatto** sul servizio che, nel caso della rete di trasmissione, tiene conto della potenza di trasformazione persa, mentre per la rete di distribuzione è riferito al numero di utenti BT disalimentati. Una metodologia analoga a quella indicata nel caso della rete di distribuzione è stata considerata per i nubifragi in area urbana.

Questo primo approccio è stato dettato da motivi di semplicità, dal momento che la perdita di carico/utenza è un parametro da tempo definito e misurato, grazie alla regolazione della continuità del servizio messa a regime da tempo.

Pur riconoscendo che il tema della resilienza è tuttora in forte evoluzione, Ricerca sul Sistema Energetico ha contribuito alle attività del GdL con l'elaborazione di due documenti: il primo di approccio al tema della resilienza dei sistemi elettrici e di indirizzo per futuri sviluppi e approfondimenti sulla base della "best practice" internazionale e il secondo di approfondimento in merito ai fenomeni della formazione del manicotto di ghiaccio e alle relative conseguenze sulla sicurezza delle linee aeree.

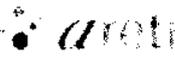
Nei documenti allegati sono proposte le metodologie di valutazione dell'indicatore di resilienza nei termini sopra descritti. In particolare:

- 1) **"Approcci alla valutazione della resilienza del sistema elettrico"**, predisposto da RSE, riporta uno stato dell'arte sulla resilienza dei sistemi elettrici e presenta una metodologia generale per la sua valutazione che delinea i possibili sviluppi a tendere;
- 2) **"Resilienza di un sistema elettrico di potenza"**, predisposto da Terna, riporta in dettaglio la procedura per la valutazione dell'indicatore di resilienza per i sistemi di sub-trasmissione a fronte di eventi eccezionali di neve/ghiaccio/vento;
- 3) **"Valutazione della resilienza del sistema elettrico - Resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali che portano alla formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori"** predisposto da e-distribuzione, riporta in dettaglio la procedura per la valutazione dell'indicatore di resilienza per i sistemi di distribuzione MT e la combinazione con i sistemi di sub-trasmissione che li alimentano, a fronte di eventi eccezionali di neve/ghiaccio/vento;
- 4) **"Resilienza delle reti elettriche in contesto metropolitano"**, predisposto da ARETI, riporta in dettaglio la procedura per la valutazione dell'indicatore di resilienza per i sistemi di distribuzione MT a fronte di nubifragi localizzati in area urbana;
- 5) **"Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree"**, predisposto da RSE, riporta le fonti dei dati meteorologici necessari ed anche il modello di accrescimento del manicotto di ghiaccio ed il conseguente carico sui conduttori.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandroni A. Scarlatti		S. Liotta	

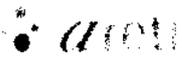
RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO

GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

SOMMARIO

INTRODUZIONE.....	3
ANALISI DELLA SOLLECITAZIONE (S).....	5
<i>Definizione soglia minima (allagamento) (S₁%)</i>	7
<i>Definizione soglia media (esondazione secondaria) (S₂%)</i>	8
<i>Definizione soglia massima (esondazione primaria) (S₃%)</i>	8
ANALISI DELLA VULNERABILITA' (V).....	9
DETERMINAZIONE DELLA PROBABILITA' D'EVENTO (P _{ev}).....	11
<i>Accorpamento per semidorsale della probabilità d'evento (P_{evD})</i>	11
CALCOLO DELL'IMPATTO (I).....	12
<i>Impatto sull'indicatore di numero N1</i>	13
<i>Impatto sull'indicatore di durata D1</i>	13
<i>Impatto sull'indicatore di numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente MT</i>	15
DETERMINAZIONE DEL RISCHIO (R).....	16
ESTENSIONE DEL MODELLO PER EVENTI MULTIPLI.....	17
<i>CASO 1 – Disservizio di cabine MT/BT su semidorsali in antenna</i>	17
<i>CASO 2 – Fuori servizio permanente di cabine MT/BT o occorrenza di eventi multipli</i>	18
INDICATORE DI RESILIENZA PER IL SISTEMA ELETTRICO	21
ALLEGATO 1 – APPLICAZIONE DEL METODO DI ANALISI DEL RISCHIO.....	22
ALLEGATO 2 – CONFRONTO CON IL METODO PROPOSTO DA E-DISTRIBUZIONE.....	27

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

INTRODUZIONE

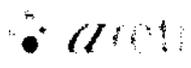
L'analisi delle sollecitazioni di massimo impatto sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica in ambito metropolitano ha evidenziato che un'importante criticità deriva da fenomeni di precipitazioni anomali e persistenti che provocano allagamenti nelle zone a rischio idrogeologico o esondazioni di fiumi e canali di rete idrica secondari.

In particolare, per le reti di areti SpA, emerge che i Periodi di Condizioni Perturbate (PCP), così come definiti dall'AEEGSI, dal 2008 al 2015 hanno coinciso con giornate di precipitazioni eccezionali (c.d. "bombe d'acqua") e situazioni di caldo anomalo e persistente.

Tabella 1 – Sintesi degli eventi individuati all'intero dei PCP 2008-2015

Anno PCP	Data eventi	Numero Eventi	Livello di Tensione	Tipologia evento	Durata netta media interruzioni lunghe	Indicatore N1			Indicatore D1 ⁽¹⁾		
						Alta	Media	Bassa	Alta	Media	Bassa
2015	06 luglio	56	MT	Caldo anomalo	1 h 27'	0,033	0,021	0,025	2,751	0,319	1,017
2015	06 luglio	47	BT	Caldo anomalo	6 h 12'	0,002	0,002	0,000	0,421	0,164	0,045
2014	31 gennaio	127	MT	Alluvione	13 h 30'	0,040	0,337	0,255	1,359	9,936	8,977
2014	31 gennaio	116	BT	Alluvione	12 h 17'	0,003	0,005	0,007	1,317	5,528	7,906
2013	19 giugno	39	MT	Caldo anomalo	1 h 22'	0,030	0,025	0,049	0,387	0,228	0,186
2013	19 giugno	45	BT	Caldo anomalo	3 h 0'	0,001	0	0,000	0,144	0	0,009
2013	20 novembre	66	MT	Nubifragio	17 h 3'	0,041	0,010	0,121	2,024	0,026	0,214
2013	20 novembre	72	BT	Nubifragio	7 h 32'	0,002	0,001	0,001	0,683	0,213	0,565
2012	<i>Nessuna condizione perturbata</i>										
2011	20 ottobre	267	MT	Alluvione	6 h 31'	0,130	0,311	0,375	7,121	10,860	11,588
2011	20 ottobre	237	BT	Alluvione	14 h 58'	0,005	0,007	0,004	1,814	4,144	1,815
2011	12 dicembre	78	MT	Nubifragio	24 h 10'	0,027	0,173	0,235	0,382	2,496	0,978
2011	12 dicembre	67	BT	Nubifragio	12 h 30'	0,001	0,002	0,001	0,130	0,621	0,227
2010	<i>Nessuna condizione perturbata</i>										
2009	<i>Nessuna condizione perturbata</i>										
2008	21 maggio	85	BT	Esondazione Aniene	6 h 25'	0,001	0,002	0,001	0,370	0,606	0,439
2008	26 maggio	61	MT	Maltempo	20'	0,036	0,009	0,004	0,296	0,083	0,018
2008	13 settembre	117	MT	Maltempo	1 h	0,041	0,108	0,178	0,877	0,273	1,773
2008	28-29 ottobre	358	MT	Maltempo	6 h 21'	0,081	0,219	0,475	3,924	5,303	9,385
2008	14 novembre	48	MT	Maltempo	11'	0,023	0,061	0,009	0,129	0,234	0,156
2008	19 novembre	38	MT	Maltempo	25'	0,003	0,085	0,027	0,096	0,882	0,271
2008	1 dicembre	61	MT	Maltempo	1 h 28'	0,005	0,015	0,147	0,021	0,353	4,122
2008	11-12 dicembre	175	MT	Esondazione Tevere	12 h 13'	0,037	0,097	0,172	4,364	2,406	3,655

⁽¹⁾ Inclusive durate prolungate ed estese

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Per l'individuazione degli interventi prioritari da eseguire per aumentare la resilienza del sistema di distribuzione con particolare riferimento a fenomeni di precipitazioni particolarmente intensi (ancorché il metodo sia facilmente estendibile anche ad altre tipologie di eventi atmosferici gravosi) areti SpA ha sviluppato il metodo di analisi di seguito descritto.

Il metodo è applicato per associare a ciascuna semidorsale MT il corrispondente indice di Rischio, attraverso la valutazione della probabilità d'occorrenza del fenomeno gravoso e dell'impatto che avrebbe il disservizio della semidorsale stessa, in termini di indicatori di continuità del servizio come definiti dall'AEEGSI.

Si definisce pertanto la probabilità di evento P_{ev}^1 come il prodotto tra la sollecitazione S (probabilità che si verifichi una sollecitazione di intensità tale da scatenare effetti gravosi sulle reti di distribuzione) e la vulnerabilità V dei componenti di impianto impattati (nel seguito si farà riferimento, nella rappresentazione mediante grafo connesso di nodi e rami della rete, alle cabine MT/BT ed ai rami in cavo sotterraneo, in cavo aereo/condotto nudo o quale combinazione dei precedenti).

Si calcola dunque:

$$P_{ev} = S \cdot V$$

Quindi si determina il rischio applicando la determinata probabilità all'impatto I associato alle semidorsali prese in esame:

$$R = P_{ev} \cdot I = (S \cdot V) \cdot I$$

Si riporta nel seguito la descrizione della modalità semplificata per il calcolo dei fattori introdotti presentando in conclusione un'applicazione numerica del calcolo proposto.

Si rimanda alla bibliografia del Progetto R.o.M.A. (Resilience Enhancement of a Metropolitan Area) per eventuali approfondimenti sul più completo e complesso sistema di simulazione degli effetti dei guasti sulla rete MT sviluppato da areti SpA in collaborazione con ENEA ed IBM.

In appendice al presente documento è riportato un caso di applicazione numerica, affinché sia esplicita la modalità di calcolo, nonché confronto esemplificativo con il metodo proposto da e-distribuzione SpA per la valutazione della resilienza al fenomeno dei manicotti di ghiaccio, ricondotto al fenomeno delle precipitazioni particolarmente intense.

¹ P_{ev} , S , V , I , R sono i vettori e le matrici rappresentativi della probabilità d'evento, della sollecitazione, della vulnerabilità, dell'impatto e del rischio e verranno descritti nel seguito del documento.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

ANALISI DELLA SOLLECITAZIONE (S)

Considerando il fenomeno delle precipitazioni anomale e persistenti, sono state analizzate le registrazioni dei pluviometri installati e monitorati dalla Regione Lazio nel territorio del Comune di Roma. Tali rilevazioni forniscono i millimetri di pioggia giornalieri registrati nelle circa 30 installazioni ed hanno permesso di costruire le curve di precipitazione giornaliera media per gli anni 2008-2015.

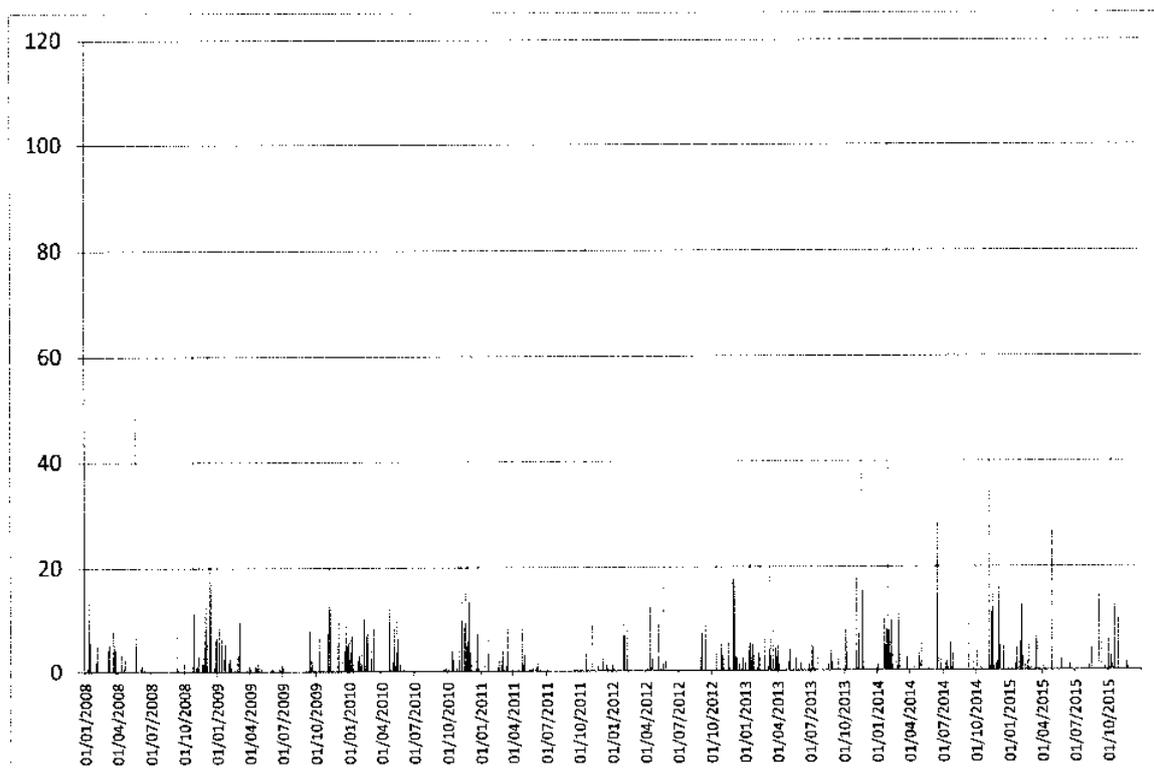
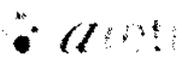


Fig.1 – Diagramma delle precipitazioni medie giornaliere a Roma nel periodo 2008-2015 in mm di pioggia/giorno

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

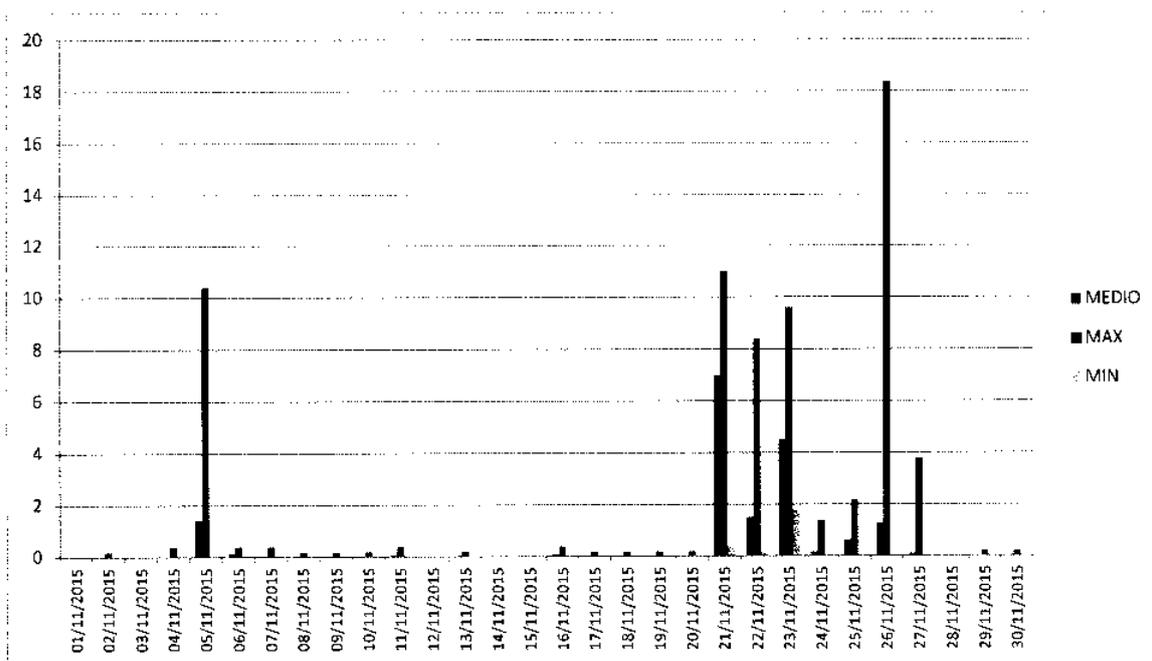


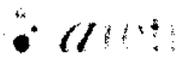
Fig. 2 – Dettaglio del diagramma delle precipitazioni giornaliere a Roma per il mese di novembre 2015

Dalla curva di precipitazione giornaliera media del periodo 2008-2015 sono state ricavate le tre soglie S_1 , S_2 , S_3 minime d'attivazione corrispondenti ai seguenti fenomeni:

Soglia minima S_1 – fenomeno allagamento – la soglia è individuata trovando il valor minimo delle precipitazioni medie giornaliere oltre le quali si riscontra una correlazione statistica tra piovosità e numero di guasti sulla rete di distribuzione.

Soglia media S_2 – fenomeno di esondazione secondaria – la soglia è assunta pari al minimo valore di piovosità giornaliera media riscontrata nei Periodi di Condizioni Perturbate (PCP) registrati in giorni di intensa piovosità nel periodo 2008-2015. In corrispondenza di tali eventi eccezionali si è assunto il verificarsi di fenomeni di allagamento provocati anche dall'esondazione di canali della rete idrica secondaria.

Soglia massima S_3 – fenomeno di esondazione primaria – la soglia è determinata in riferimento agli eventi storici di esondazione del fiume Tevere occorsi nel periodo 2008-2015. In particolare si è fatto riferimento all'esondazione del 12-12-2008 registrata negli annali dell'Autorità di Bacino del fiume Tevere.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO				
CODICE	GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandroni A. Scarlatti		S. Liotta	

Definizione soglia minima (allagamento) (S,%)

Dal grafico della correlazione giornaliera pioggia-guasti emerge che i due fenomeni mostrano una correlazione significativa a partire da circa 20 mm pioggia media/giorno.

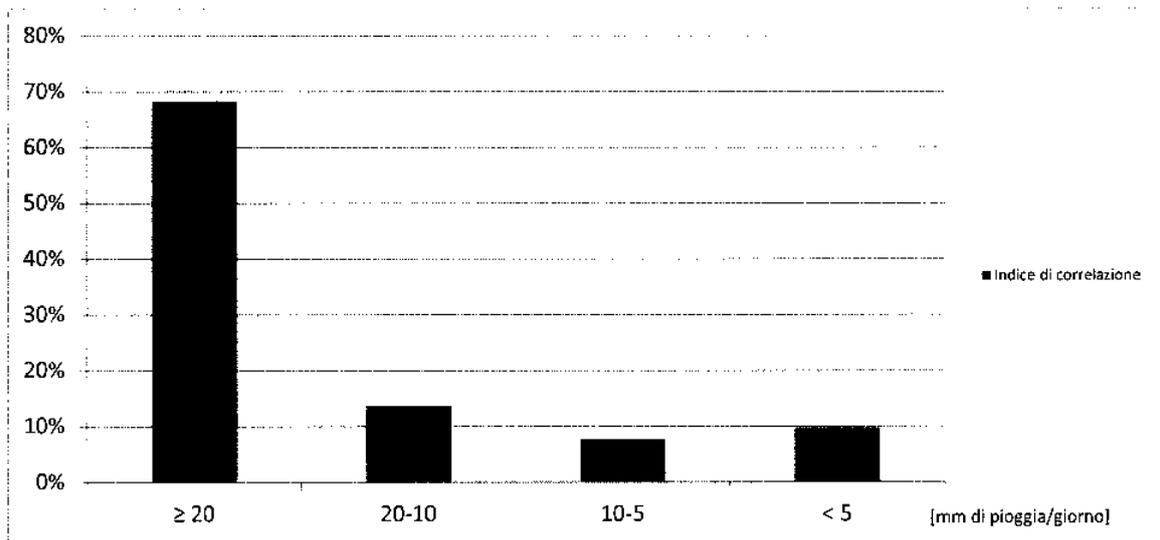


Fig.3 – Indice di correlazione per fasce di piovosità in mm di pioggia/giorno

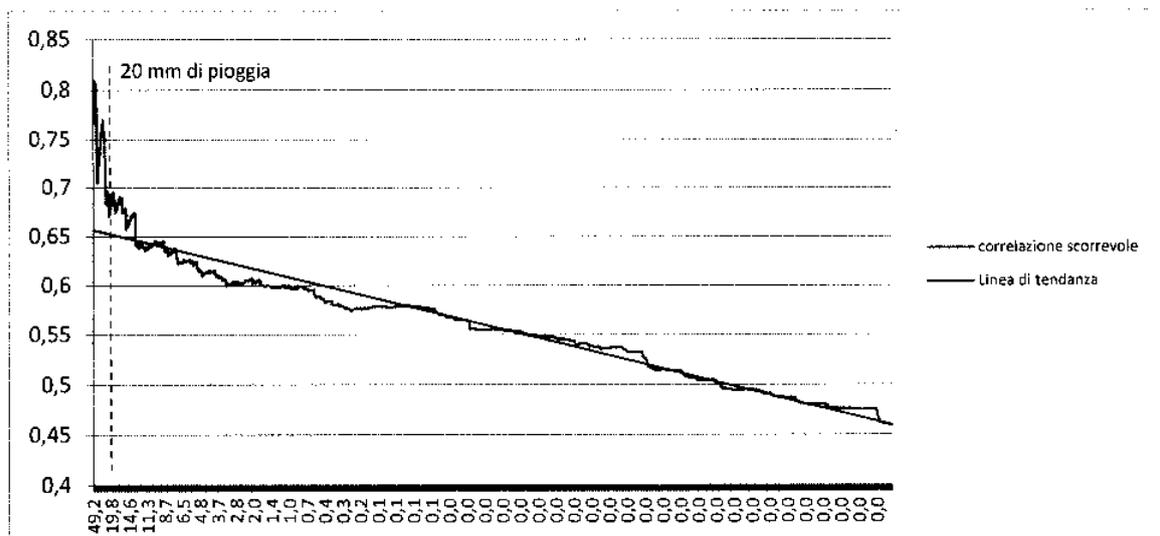
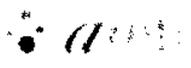


Fig.4 – Indice di correlazione scorrevole per piovosità in mm di pioggia/giorno

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Definita dunque $SO_1 = 20$ mm pioggia media giornaliera, si calcola la probabilità statistica di occorrenza del fenomeno su base storica nel periodo 2008-2015:

$$S_1\% = 100 \cdot \frac{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) - SO_1 |_{f_{precipitazione}(t) > SO_1} dt}{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) dt} = 34\%$$

Definizione soglia media (esondazione secondaria) (S₁ %)

Il minimo valore di attivazione dei Periodi di Condizioni Perturbate (PCP) dal grafico delle precipitazioni giornaliere risulta verificato a partire da circa 43 mm pioggia media/giorno.

Definita dunque $SO_2 = 43$ mm pioggia media giornaliera, si calcola la probabilità statistica di occorrenza del fenomeno su base storica nel periodo 2008-2015:

$$S_2\% = 100 \cdot \frac{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) - SO_2 |_{f_{precipitazione}(t) > SO_2} dt}{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) dt} = 12\%$$

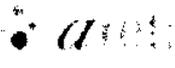
Definizione soglia massima (esondazione primaria) (S₃ %)

L'esondazione del fiume Tevere del 12-12-2008 è occorsa in corrispondenza di un valore di circa 79 mm pioggia media/giorno².

Definita dunque $SO_3 = 79$ mm pioggia media giornaliera, si calcola la probabilità statistica di occorrenza del fenomeno su base storica nel periodo 2008-2015:

$$S_3\% = 100 \cdot \frac{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) - SO_3 |_{f_{precipitazione}(t) > SO_3} dt}{\int_{t_0}^{t_1} f_{precipitazione}(t) dt} = 4\%$$

² L'Autorità del bacino del fiume Tevere ha rilevato che il fenomeno dell'esondazione del Tevere ha elevata probabilità d'occorrenza per piogge di almeno 60 mm protratte per 4 giorni. I dati storici rilevati hanno evidenziato che l'esondazione del 12-12-2008 si è verificata per 79,46 mm di pioggia media giornaliera mentre l'esondazione del 14-11-2012 si è verificata in seguito a forti precipitazioni fuori Comune, nella zona dell'invaso, facendo registrare a Roma poco più di circa 18,47 mm di pioggia media giornaliera.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

In conclusione le tre sollecitazioni calcolate $S_1\%$, $S_2\%$, $S_3\%$ rappresentano la probabilità di occorrenza, tra le giornate piovose, di fenomeni di precipitazione rispettivamente uguali o superiori alle tre soglie di 20 mm medi/giorno (attivazione fenomeno dell'allagamento), 43 mm medi/giorno (attivazione fenomeno dell'esondazione secondaria), 79 mm medi/giorno (attivazione fenomeno dell'esondazione primaria).

Con i valori calcolati si ricava il vettore delle sollecitazioni:

$$\mathbf{S}_{1 \times 3} = \begin{bmatrix} S_1\% \\ S_2\% \\ S_3\% \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 34\% \\ 12\% \\ 4\% \end{bmatrix}$$

ANALISI DELLA VULNERABILITA' (V)

Con riferimento alle cabine di trasformazione MT/BT, si sovrappongono – mediante strumenti cartografici di geolocalizzazione GIS – le zone di criticità idrogeologica e di esondazione fluviale primaria e secondaria di Roma (zone critiche) con l'ubicazione territoriale dei manufatti cabina. Con tale riconoscimento si crea un elenco di manufatti vulnerabili rispondenti alle seguenti due condizioni:

1. Manufatto ubicato in zona critica con caratteristiche sotterranee ed accesso in botola (valutazione deterministica dei manufatti vulnerabili a fenomeni di allagamento);
2. Manufatto ubicato in zona critica che, ancorché fuori terra, ha subito fenomeni di guasto negli anni 2008-2015 in concomitanza con fenomeni di precipitazioni anomale e persistenti (valutazione statistica che completa l'analisi tenendo conto degli effetti di informazioni mancanti – per es. manufatti fuori terra in zone depresse e dunque comunque soggetti a fenomeni di allagamento).

Si costruisce quindi la matrice ($3 \times n$) di vulnerabilità delle n cabine alle 3 sollecitazioni definite:

$$\mathbf{V}_{3 \times n} = \begin{bmatrix} V_{11} & V_{12} & \dots & V_{1n} \\ V_{21} & V_{22} & \dots & V_{2n} \\ V_{31} & V_{32} & \dots & V_{3n} \end{bmatrix}$$

In cui V_{ij} rappresenta la vulnerabilità alla sollecitazione i -esima della cabina j -esima.

La vulnerabilità è quantificata mediante un indice scalare di valore compreso tra 1 e 0 secondo la seguente matrice dei valori che rappresenta il livello di vulnerabilità delle cabine alle diverse sollecitazioni, considerate come statisticamente indipendenti e occorrenti in forma esclusiva.

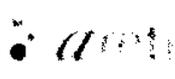
	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Tabella 2 – Valutazione del livello di vulnerabilità delle cabine secondarie alle sollecitazioni considerate

Valore vulnerabilità	Sollecitazione minima	Sollecitazione media	Sollecitazione massima
	ALLAGAMENTO	ESONDAZIONE SECONDARIA	ESONDAZIONE PRIMARIA
1	A+E	A+D[+E]	A+C[+D],[+E]
0,5	B+E	B+D[+E]	B+C[+D],[+E]
0	altro	altro	altro

LEGENDA

- A: CS in botola
- B: CS fuori terra che ha tuttavia registrato guasti nelle giornate di forti piogge nel periodo 2008-2015
- C: CS in area esondazione primaria
- D: CS in area esondazione secondaria
- E: CS in area criticità idrogeologica

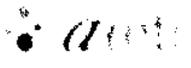
Quale esempio di compilazione della matrice delle vulnerabilità si considerino le 5 cabine riportate nella tabella seguente.

Tabella 3 – Esempio di caratteristiche per la definizione della vulnerabilità delle cabine MT/BT

Cabina	Tipo accesso	Area esond. primaria	Area esond. secondaria	Criticità idro-geologica	Storico guasti
CS ₁				SI (E)	
CS ₂	Botola (A)		SI (D)	SI (E)	
CS ₃				SI (E)	
CS ₄	Botola (A)	SI (C)		SI (E)	
CS ₅		SI (C)		SI (E)	SI (B)

Dalle informazioni della tabella 3 si ottiene:
$$V_{3 \times 5} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 0,5 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0,5 \end{bmatrix}$$

Infatti, considerando ad esempio la cabina CS₄ con accesso in botola (A) localizzata territorialmente in una zona caratterizzata da rischio d'esondazione primaria (C) e contemporaneamente criticità idrogeologia (E), si avrà una vulnerabilità alla sollecitazione di esondazione secondaria pari al valore 0, mentre la medesima cabina avrà vulnerabilità pari al valore 1 per sollecitazione di tipo esondazione primaria o criticità idrogeologica.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

DETERMINAZIONE DELLA PROBABILITA' D'EVENTO (P_{ev})

Definita la matrice delle vulnerabilità, si determina quindi il vettore della probabilità d'evento per cabina secondaria:

$$P_{ev} = S_{1 \times 3} \cdot V_{3 \times n} = [\dots \dots \dots]_{1 \times n}$$

In cui l'elemento $P_{ev,j}$ è dato dal prodotto riga-colonna del vettore S per la matrice V ; tuttavia si osservi che il singolo elemento ottenuto dal prodotto è espresso mediante la formulazione della probabilità cumulativa dell'unione delle diverse sollecitazioni³, ovvero:

$$P_{ev,j} = S_1 \cdot V_{1,j} + S_2 \cdot V_{2,j} + S_3 \cdot V_{3,j} - S_1 S_2 V_{1,j} V_{2,j} - S_1 S_3 V_{1,j} V_{3,j} - S_2 S_3 V_{2,j} V_{3,j} + S_1 S_2 S_3 V_{1,j} V_{2,j} V_{3,j}$$

Accoppiamento per semidorsale della probabilità d'evento (P_{evD})

Date le n cabine si individuano le m semidorsali MT che alimentano almeno una di queste (con $m \leq n$).

La probabilità d'evento riferita a ciascuna semidorsale risulta, dunque:

$$P_{evD} = \bigcup_j P_{ev,j} = [\dots \dots \dots]_{1 \times m}$$

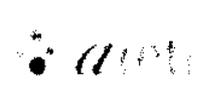
Dove $P_{evD,k} = P\{\bigcup_j (P_{ev,j})\}$ <sub>$j=1..n$
cabina $j \in$ semidorsale k</sub>

³ La formulazione estesa al caso di più di due addendi per il calcolo della probabilità dell'unione è di seguito riportata per completezza.

Dato un insieme finito A_i di eventi, la probabilità dell'unione di tutti gli eventi è uguale a

$$P(A_1 \cup A_2 \cup \dots \cup A_n) = \sum_{i=1}^n P(A_i) - \sum_{i_1 < i_2} P(A_{i_1} \cap A_{i_2}) + \dots \\ + (-1)^{r+1} \sum_{i_1 < i_2 < \dots < i_r} P(A_{i_1} \cap A_{i_2} \cap \dots \cap A_{i_r}) + \dots \\ + (-1)^{n+1} P(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_n)$$

dove ciascuna somma $\sum_{i_1 < i_2 < \dots < i_r}$ è calcolata per tutti gli $\binom{n}{r}$ possibili sottosistemi di r elementi dell'insieme $\{1, 2, \dots, n\}$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandroni A. Scarlatti		S. Liotta	

Per una dorsale che alimenti le due cabine vulnerabili CS_1 e CS_2 vale, ad esempio:

$$P(CS_1 \cup CS_2) = P(CS_1) + P(CS_2) - P(CS_1 \cap CS_2) = P(CS_1) + P(CS_2) - P(CS_1)P(CS_2) |_{\text{indip.stocastica}}$$

Mentre, per una dorsale con tre cabine vulnerabili, vale:

$$P(CS_1 \cup CS_2 \cup CS_3) = P(CS_1) + P(CS_2) + P(CS_3) - P(CS_1 \cap CS_2) - P(CS_1 \cap CS_3) - P(CS_2 \cap CS_3) + P(CS_1 \cap CS_2 \cap CS_3)$$

Considerando, ad esempio, la probabilità d'evento delle due cabine vulnerabili pari a $P_{ev}(CS_1) = 34\%$ e $P_{ev}(CS_2) = 12\%$, la probabilità cumulativa associata alla semidorsale $D1$ che le alimenta è pari a:

$$P_{ev D1}(CS_1 \cup CS_2) = 34\% + 12\% - 4,1\% = 41,9\%$$

CALCOLO DELL'IMPATTO (I)

Per ogni cabina MT/BT dell'elenco degli impianti vulnerabili si determina la semidorsale MT di alimentazione a schema normale. Si individua così un elenco delle semidorsali vulnerabili al fenomeno dell'allagamento. L'impatto dell'evento di guasto è dunque valutato per semidorsale. Per ciascuna linea si calcolano l'impatto sull'indicatore del numero $N1$ e sull'indicatore di durata $D1$, così come definiti dall'AEEGSI.

L'indicatore di numero tiene conto dei clienti BT effettivamente sottesi a ciascuna cabina secondaria che costituisce la semidorsale a schema normale.

L'indicatore di durata è invece calcolato considerando le cabine effettive che costituiscono la semidorsale, considerate tuttavia come se fossero collocate in maniera equipartita sulla stessa. In tal modo è possibile ricavare una formulazione semplificata e compatta per il calcolo della durata del disservizio quale funzione di alcuni elementari parametri costitutivi la semidorsale stessa e dei tempi di manovra (in telecontrollo o manuale sul campo) storicamente riscontrati nel corso degli interventi eseguiti su base annua. Il calcolo presentato nel seguito è eseguito mediante una formulazione semplificata del sistema di simulazione degli effetti dei guasti sviluppato da areti SpA in collaborazione con ENEA ed IBM (Smart Grid Intelligence – SGI) nell'ambito del Progetto R.o.M.A. (Resilience Enhancement of a Metropolitan Area) che simula, per ciascuna localizzazione del possibile guasto sugli elementi costitutivi la semidorsale in esame (i.e. cabine MT/BT e rami), l'occorrenza dell'interruzione ed il processo di rialimentazione degli utenti sottesi impiegando il normale algoritmo di selezione dicotomico del tronco guasto.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Mediante i coefficienti di costo c_1 e c_2 definiti dall'AEEGSI ed applicati agli indicatori di continuità $N1$ e $D1$ si determinano gli impatti I , in termini di costo delle interruzioni, associati ad ogni singola semidorsale che alimenta le cabine MT/BT vulnerabili.

All'impatto economico calcolato come precedentemente descritto, si aggiunge anche l'impatto economico associato agli indicatori specifici di continuità per i clienti MT eventualmente presenti sulle semidorsali, così come definiti dall'AEEGSI, come se l'interruzione subita dai clienti MT alimentati dalle semidorsali considerate guaste fosse la prima interruzione oltre il livello specifico ammesso. In questo modo si vuole introdurre un semplificato "impatto sociale" che tenga conto dell'eventuale fuori servizio delle utenze MT rappresentative di forniture industriali, istituzionali o socialmente rilevanti (per es. ospedali, ...).

Impatto sull'indicatore di numero $N1$

Per la semidorsale k costituita da j cabine vale:
$$N1_k = \frac{\sum_j N_j}{N_{BT}} = \frac{N_k}{N_{BT}}$$

dove N_j : numero di clienti BT sottesi alla cabina j
 N_k : numero di clienti BT complessivamente sottesi alla semidorsale k
 N_{BT} : numero di clienti BT totali dell'ambito di concentrazione considerato

Impatto sull'indicatore di durata $D1$

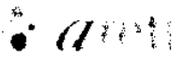
Per la semidorsale k si applica la formula approssimata⁴:
$$D1_k = \frac{N_k}{N_{BT}} \cdot f(N_A, N_T, T_M, T_T)$$

dove N_A : numero di CS in automazione
 N_T : numero di CS in telecontrollo
 T_M : tempo medio manovra manuale in CS (45')⁵
 T_T : tempo medio manovra in TLC (5')⁴

⁴ L'applicazione del modello ad una semidorsale con cabine telecontrollate, automatizzate o manovrabili in locale disposte in maniera equiripartita conduce alla seguente formulazione chiusa per la valutazione della durata teorica di ripristino del servizio:

$$D1_k = \frac{N_k}{N_{BT}} \cdot \frac{N_A + 2}{2 \cdot (N_A + 1)} \cdot \left[\frac{1}{N_T + 1} \cdot T_M + T_T \right]$$

⁵ I tempi medi relativi alle manovre manuali ed in telecomando sono stati ricavati da una analisi statistica eseguita nell'arco temporale di un anno rilevando il tempo medio delle manovre effettivamente eseguite nel corso degli eventi di guasto, sia in telecontrollo che in manuale con intervento sul campo.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

I due indici ricavati sono dunque applicati ai coefficienti di costo $c1_d$, $c2_d$ e $c1_n$, $c2_n$ come definiti dall'AEEGSI agli art. 23.5 e 23.6 dell'Allegato A alla Delibera n.646/15 TIQE per quantificare economicamente i recuperi di continuità associati ai fuori servizio delle semidorsali prese in esame nell'anno d'interesse.

Per la k -esima semidorsale dell'ambito di concentrazione j -esimo vale:

$$COSTO1_k = D1_{j,k} \cdot [(POT1_j \cdot c1_d) + (POT2_j \cdot c2_d)]$$

$$COSTO2_k = N1_{j,k} \cdot [(POT1_j \cdot c1_n) + (POT2_j \cdot c2_n)]$$

dove $POT1_j$: energia annua distribuita ai clienti domestici dell'ambito j diviso 8760 ore

$POT2_j$: energia annua distribuita ai clienti non domestici dell'ambito j diviso 8760 ore

Tabella 4 – Valori delle potenze $POT1$ e $POT2$ per l'anno 2015

	Alta concentrazione [kW]	Media concentrazione [kW]	Bassa concentrazione [kW]
$POT1$ Clienti domestici	270.813	48.749	20.261
$POT2$ Clienti non domestici	334.208	42.891	23.048

Si riportano per completezza le tabelle per il calcolo dei coefficienti di costo $c1_d$, $c2_d$ e $c1_n$, $c2_n$ estratte dall'Allegato A alla Delibera n.646/15 TIQE.

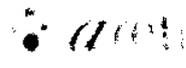
Tabella 5a – Valori dei parametri $C1_d$ e $C2_d$ e franchigie per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento D_j

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_d$ (eurocent- minuto kW)	Parametro $C2_d$ (eurocent- minuto kW)
oltre 12,5 minuti e fino a 22,5 minuti	oltre 20 minuti e fino a 36 minuti	oltre 30 minuti e fino a 54 minuti	4	8
oltre 22,5 minuti e fino a 27,5 minuti	oltre 36 minuti e fino a 44 minuti	oltre 54 minuti e fino a 66 minuti	0	0
oltre 27,5 minuti	oltre 44 minuti	oltre 66 minuti	24	48

Tabella 6 – Valori dei parametri $C1_n$ e $C2_n$ per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento N_j

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_n$ (euro- min kW)	Parametro $C2_n$ (euro- min kW)
fino a 1,0 int cl	fino a 2,0 int cl	fino a 4,0 int cl	0	1
oltre 1,0 int cl e fino a 2,0 int cl	oltre 2,0 int cl e fino a 4,0 int cl	oltre 4,0 int cl e fino a 8,0 int cl	2	5
oltre 2,0 int cl	oltre 4,0 int cl	oltre 8,0 int cl	4	8

Fig.5 – Estratto dell'Allegato A alla Delibera AEEGSI n.646/15 TIQE

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Impatto sull'indicatore di numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente MT

Per i clienti MT eventualmente presenti sulla semidorsale k si calcola la penalità teorica da corrispondere come se il guasto in esame fosse fuori standard, ovvero oltre il livello specifico di continuità previsto per quell'ambito di concentrazione.

Per ogni utente j della semidorsale k , vale:

$$P_{j,k} = \frac{\min(n; w) - s}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (V_p \cdot PEI_i) = \begin{cases} \frac{1}{6} \cdot \sum_{i=1}^7 (V_p \cdot PEI_i) & \text{alta concentrazione} \\ \frac{1}{9} \cdot \sum_{i=1}^{10} (V_p \cdot PEI_i) & \text{media concentrazione} \\ \frac{1}{10} \cdot \sum_{i=1}^{11} (V_p \cdot PEI_i) & \text{bassa concentrazione} \end{cases}$$

- dove
- n : numero interruzioni senza preavviso lunghe e brevi subite⁶
 - w : tetto massimo interruzioni indennizzabili (vale $w=3s$)
 - s : livello specifico di continuità
 - PEI_i : potenza effettiva interrotta nell'interruzione i in kW misurata nel quarto d'ora precedente (in mancanza di questa, si assume la potenza interrotta pari al 70% della potenza disponibile del cliente)
 - V_p : coefficiente di costo pari a 2,70 €/kW interrotto in prelievo o 0,1 €/kW interrotto in immissione

In conclusione la penalità $P_{D,k}$ per la semidorsale k -esima considerata, che alimenta n utenti MT, vale:

$$P_{D,k} = \sum_{j=1}^n P_{j,k}$$

I livelli specifici di continuità per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente MT sono per completezza riportati nella tabella seguente.

⁶ Ai fini del calcolo dell'impatto si considera che l'interruzione della semidorsale in esame produca un'interruzione oltre il livello specifico di continuità per gli utenti MT coinvolti (per il cliente MT j -esimo vale: $n=s+1$)

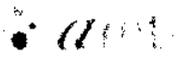
	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Tabella 5 – Livelli specifici di continuità per i clienti MT

Ambito di concentrazione	Livello specifico di continuità Numero interruzioni lunghe e brevi
Alta	6
Media	9
Bassa	10

L'impatto $I_{D,k}$ per la semidorsale k -esima risulta dunque composto dalla somma dei tre impatti precedentemente definiti (indicatore di durata, indicatore di numero ed indicatore per cliente MT); per la k -esima semidorsale nel j -esimo ambito di concentrazione vale:

$$I_{D,k} = COSTO1_k + COSTO2_k + P_{D,k}$$

L'impatto per tutte le n semidorsali considerate è dunque rappresentato nella forma di una matrice diagonale come di seguito indicato:

$$I_{n \times n} = \begin{bmatrix} I_{D,1,1} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & I_{D,k,k} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & 0 & \dots & I_{D,n,n} \end{bmatrix}$$

DETERMINAZIONE DEL RISCHIO (R)

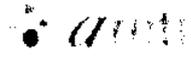
Per tutte le n semidorsali MT vulnerabili considerate si calcola il rischio **R** quale prodotto della probabilità d'evento P_{evD} per l'impatto **I**:

$$R_{1 \times n} = P_{evD,1 \times n} \cdot I_{n \times n}$$

In cui **I** è la matrice diagonale degli impatti come precedentemente indicato.

Nel dettaglio, per la semidorsale MT k -esima costituita da m cabine MT/BT vale:

$$R_k = P_{evD,k} \cdot I_{D,k}$$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandroni A. Scarlatti		S. Liotta	

ESTENSIONE DEL MODELLO PER EVENTI MULTIPLI

Il modello precedentemente descritto si applica ad eventi di guasto singoli (singola cabina MT/BT in fuori servizio) per i quali si prevede – dopo la fase di selezione del guasto – il completo ripristino della continuità del servizio.

Per tener conto, seppur in maniera semplificata, dell'occorrenza dei seguenti fenomeni:

- disservizio di cabine MT/BT su semidorsali in antenna (senza possibilità di controalimentazione)
- fuori servizio permanente di una cabina MT/BT
- occorrenza di eventi di fuori servizio permanente multipli (più di due cabine contemporaneamente in fuori servizio)

si può estendere la precedente formulazione mediante l'introduzione di opportuni addendi correttivi.

CASO 1 – Disservizio di cabine MT/BT su semidorsali in antenna

Se la semidorsale in analisi presenta un'alimentazione in antenna, senza quindi la possibilità strutturale di controalimentazione da semidorsali contraffacciate, allora la precedente formulazione si estende come di seguito indicato:

$$R_{1 \times n} = P_{ev} D_{1 \times n} \cdot I_{n \times n} + Y_{1 \times n}$$

In cui I è la matrice diagonale degli impatti e Y un vettore che tiene conto del fuori servizio di porzioni di semidorsale non controalimentabili.

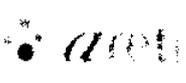
Il rischio residuo associato alla porzione di rete non controalimentabile è espresso, nell'ipotesi di considerare uniformemente ripartite le n cabine MT/BT vulnerabili sulla k -esima semidorsale, in funzione della durata aggiuntiva di fuori servizio delle cabine non rialimentabili a valle del punto guasto:

$$Y = P_{ev} D \cdot I_R$$

Ove, il singolo elemento del rischio residuo (Y) è dato da:

$$Y_k = \bigcup_j^n P_{ev\ k,j} \cdot I_{Residuo\ k}$$

In cui la probabilità che vada fuori servizio una delle n cabine MT/BT vulnerabili presenti sulla semidorsale k -esima coincide con la probabilità cumulativa dell'unione delle probabilità di occorrenza degli eventi dannosi per ciascuna j -esima cabina, come precedentemente definita a pagina 11.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scariatti		S. Liotta	

Definito, inoltre, l'indicatore di durata residuo per la porzione media di semidorsale non rialimentabile⁷:

$$D1_k = \frac{N_k}{N_{BT}} \cdot N_{CS} \cdot \frac{n}{(n+1)} \cdot T_{GE}$$

- dove
- N_k : numero di clienti BT sottesi alle cabine della semidorsale k -esima
 - N_{BT} : numero di clienti BT totali
 - n : numero di cabine MT/BT vulnerabili presenti sulla semidorsale k -esima
 - N_{CS} : numero di CS alimentate dalla semidorsale k -esima
 - T_{GE} : tempo medio per rialimentazione dei clienti attraverso gruppo elettrogeno (180')

si può calcolare il fattore di costo residuo come segue, per ogni semidorsale k -esima dell'ambito j -esimo:

$$COSTO1_{Rk} = D1_{jk} \cdot [(POT1_j \cdot c1_d) + (POT2_j \cdot c2_d)] = I_{Residuo k}$$

Di conseguenza, vale:

$$\mathbf{R}_{1 \times n} = P_{ev D_{1 \times n}} \cdot \mathbf{I}_{n \times n} + \mathbf{Y}_{1 \times n} = P_{ev D_{1 \times n}} \cdot [\mathbf{I}_{n \times n} + \mathbf{COSTO1}_{R_{n \times n}}]$$

CASO 2 - Fuori servizio permanente di cabine MT/BT o occorrenza di eventi multipli

Per tener conto della disalimentazione permanente delle cabine vulnerabili ovvero dell'occorrenza di eventi di fuori servizio multipli (guasto doppio, triplo, ...), la formulazione iniziale può essere estesa come di seguito indicato:

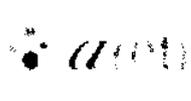
$$\mathbf{R}_{1 \times n} = P_{ev D_{1 \times n}} \cdot \mathbf{I}_{n \times n} + \mathbf{X}_{1 \times n}$$

In cui \mathbf{I} è la matrice diagonale degli impatti e \mathbf{X} un vettore che tiene conto della durata aggiuntiva degli eventi permanenti e multipli i cui elementi sono, per la k -esima semidorsale:

$$X_k = \sum_{j=1}^n P_{Residuo k,j} \cdot I_{Residuo k,j}$$

In cui n indica il numero di cabine vulnerabili presenti nella semidorsale k -esima considerata.

⁷ La formulazione tiene conto della porzione media di semidorsale non rialimentabile a seguito di un evento equiprobabile su una delle cabine MT/BT vulnerabili presenti sulla semidorsale stessa.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

La probabilità residua di evento permanente e multiplo (di molteplicità n) sulla semidorsale k -esima è data dalla probabilità composta d'evento⁸, ovvero dall'intersezione delle probabilità d'evento singole (occorrenza contemporanea di eventi dannosi):

$$P_{Residuo\ k} = \bigcap_j^n P_{ev,j}$$

Per un doppio evento ($n=2$), ipotizzando indipendenza stocastica tra le probabilità d'evento sulle due singole cabine, vale: $P_{R2,k} = P_{CS1} \cap P_{CS2} = P_{CS1} \cdot P_{CS2}$

Per un triplo evento ($n=3$), ad esempio, vale: $P_{R3,k} = P_{CS1} \cap P_{CS2} \cap P_{CS3} = P_{CS1} \cdot P_{CS2} \cdot P_{CS3}$

Per semplicità la probabilità di evento (fuori servizio della cabina j -esima) è calcolata come media delle probabilità d'evento di tutte le cabine vulnerabili presenti nella semidorsale:

$$\bar{P}_{R,k} \cong \text{media}\{P_{CS1}; P_{CS2}; P_{CS3}; \dots\}$$

Di conseguenza la probabilità d'evento multiplo di molteplicità n per la semidorsale k -esima è

$$P_{Residuo\ k,n} = (\bar{P}_{R,k})^n$$

Per il j -esimo ambito di concentrazione considerato, l'impatto residuo ($I_{Residuo,k}$) è calcolato applicando la formulazione del $COSTO_{1R}$ precedentemente introdotta, considerando la durata residua del disservizio permanente definita come di seguito indicato per un evento multiplo di molteplicità n :

$$D1_{Residuo\ k,1} = \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot T_{GE} \quad \text{per } n=1 \text{ (singola cabina permanentemente disalimentata)}$$

$$D1_{Residuo\ k,n} = \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot N_{CS} \cdot \frac{(n-1)}{(n+1)} \cdot T_{GE} \quad \text{per } n>1$$

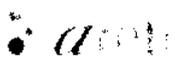
⁸ Il teorema della probabilità composta deriva dal concetto di probabilità condizionata

$$P(A \cap B) = P(B) \cdot P(A|B) = P(A) \cdot P(B|A)$$

per cui la probabilità che due eventi si verifichino contemporaneamente è pari alla probabilità di uno dei due eventi moltiplicato con la probabilità dell'altro evento condizionato al verificarsi del primo.

Nel caso di indipendenza stocastica si ottiene che la probabilità congiunta è pari al prodotto delle probabilità:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B)$$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

dove $\bar{N}_k = N_k / N_{CS}$: numero di clienti BT medi sottesi alla singola cabina della semidorsale k -esima
 N_k : numero di clienti BT sottesi alle cabine della semidorsale k -esima
 N_{BT} : numero di clienti BT totali
 N_{CS} : numero di CS alimentate a schema normale dalla semidorsale k -esima
 T_{GE} : tempo medio per rialimentazione dei clienti attraverso gruppo elettrogeno (180')

Per calcolare il rischio totale legato al guasto multipli di molteplicità $n > 1$ bisogna tenere conto di tutte le combinazioni di guasto di molteplicità inferiore. Per esempio, per un guasto triplo ($n=3$, che coinvolge le cabine CS_1 , CS_2 e CS_3 vulnerabili), bisogna considerare l'evento triplo che coinvolge tutte e tre le cabine, ma anche due combinazioni di guasto doppio (per esempio il guasto di CS_1 e CS_2 , nonché di CS_1 e CS_3) e le tre occorrenze di guasto singolo di ciascuna cabina.

In conclusione, l'addendo correttivo necessario per simulare la disalimentazione permanente e multipla di porzioni di rete è esplicitato come di seguito indicato, in cui l'indice di molteplicità coincide con il numero di cabine vulnerabili presenti nella semidorsale (n):

$$X_k = \varphi \cdot \sum_{j=1}^n \left[\bar{P}_k \cdot D1_{Residuo\ k,1} + \sum_{i=2}^j (\bar{P}_k)^i \cdot D1_{Residuo\ k,i} \right] =$$

$$= \varphi \cdot \sum_{j=1}^n \left[\bar{P}_k \cdot \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot T_{GE} + \sum_{i=2}^j (\bar{P}_k)^i \cdot \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot N_{CS} \cdot \frac{(i-1)}{(i+1)} \cdot T_{GE} \right]$$

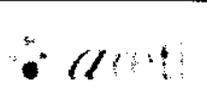
In cui:

$\varphi = [(POT1_i \cdot c1_d) + (POT2_i \cdot c2_d)]$ è il coefficiente di costo per l' i -esimo ambito di concentrazione.

La precedente espressione può essere riformulata anche come segue, per una più semplice implementazione nei sistemi informatici:

$$X_k = \varphi \cdot \left[n \cdot \bar{P}_k \cdot D1_{Residuo\ k,1} + \sum_{j=2}^n (n-j+1) \cdot (\bar{P}_k)^j \cdot D1_{Residuo\ k,j} \right] =$$

$$= \varphi \cdot \left[n \cdot \bar{P}_k \cdot \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot T_{GE} + \sum_{j=2}^n (n-j+1) \cdot (\bar{P}_k)^j \cdot \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot N_{CS} \cdot \frac{(j-1)}{(j+1)} \cdot T_{GE} \right]$$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandroni A. Scarlatti		S. Liotta	

INDICATORE DI RESILIENZA PER IL SISTEMA ELETTRICO

Il vettore del rischio (**R**) calcolato per ciascuna semidorsale MT della rete elettrica considerata rappresenta, in conclusione, la metrica per la valutazione della priorità degli interventi da eseguire per migliorare la resilienza del sistema.

Tale indicatore, infatti, permette di quantificare la criticità delle situazioni in essere per facilitare il successivo ordinamento degli interventi da eseguire.

Inoltre, determinati gli interventi da eseguire, è possibile aggiornare il vettore degli impatti (**I**) e/o delle vulnerabilità (**V**) per effetto dell'implementazione degli stessi. Eseguendo nuovamente il calcolo, è quindi possibile valutare la variazione sul rischio, ovvero il rischio residuo associato alla singola semidorsale su cui è stato eseguito un intervento. La misura del rischio residuo quantifica il beneficio atteso per effetto dell'incrementata resilienza dell'impianto.

$$\Delta R_{1 \times n} = R_{1 \times n} |_{rete\ iniziali} - R'_{1 \times n} |_{rete\ dopo\ gli\ interventi}$$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

ALLEGATO 1 – APPLICAZIONE DEL METODO DI ANALISI DEL RISCHIO

ESEMPIO NUMERICO

Si consideri l'area territoriale seguente, caratterizzata per essere un'area d'esonazione primaria del fiume Tevere. In tale area si sviluppa la semidorsale "Masaccio" a 20 kV dalla cabina primaria Tor di Quinto. Tutte le cabine sono ubicate in area a criticità idrogeologica e si hanno registrazioni storiche di guasti in occorrenza di fenomeni temporaleschi nella cabina fuori terra 73019.



Fig.6 – Stralcio d'area d'esonazione primaria del fiume Tevere

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

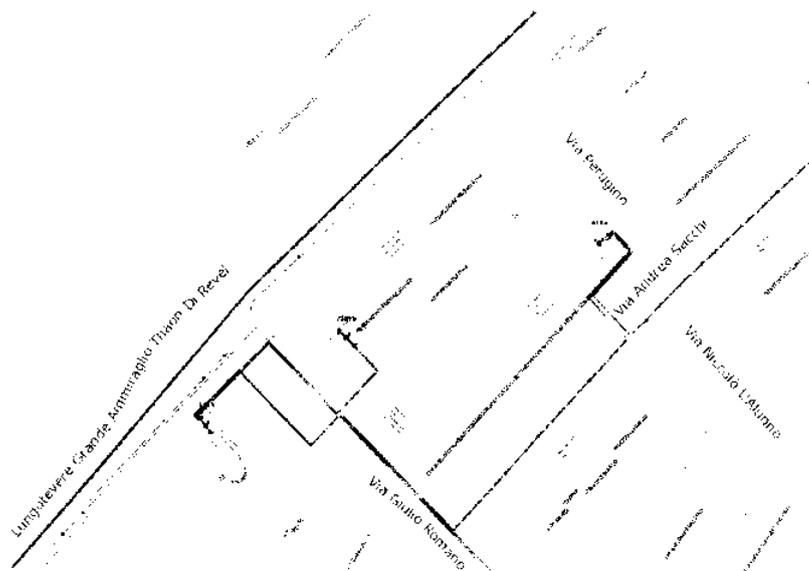


Fig. 7 – Dettaglio cartografico della semidorsale "Masaccio"

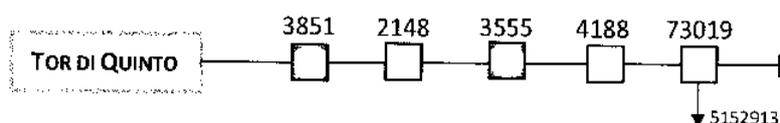
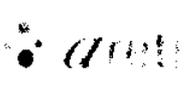


Fig. 8 – Schema unifilare della semidorsale "Masaccio"

La semidorsale in esame è costituita, a schema normale, da 5 cabine come indicato nella seguente tabella.

Tabella 6 – Dettaglio cabine della semidorsale "Masaccio"

Cabina	Tipo accesso	Tipo cabina	Area esond. primaria	Area esond. secondaria	Criticità idro-geologica	Storico guasti	Numero clienti BT AC	Numero clienti BT MC	Numero clienti BT BC	Numero clienti MT AC	Numero clienti MT MC	Numero clienti MT BC
3851		TLC			SI		370					
2148	botola				SI		167					
3555		TLC			SI		184					
4188	botola		SI		SI		213					
73019			SI		SI	SI	34			1 200 kW		

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

Dati sorgente:

- Tabulato [mm] di pioggia per giorno per il periodo 2008-2015
- Tabulato [n.] guasti per giorno per il periodo 2008-2015

Con i dati disponibili si ottiene:

$$S_{1 \times 3} = \begin{bmatrix} 34\% \\ 12\% \\ 4\% \end{bmatrix}^t$$

VULNERABILITA'

Dati sorgente:

- Elenco CS in botola (interrate)
- Elenco CS fuori terra che hanno subito guasti nel periodo 2008-2015 in giornate di forti piogge
- Planimetria ENEA/Autorità di Bacino con:
 - Aree d'esondazione primaria⁹
 - Aree d'esondazione secondaria¹⁰
 - Aree a rischio idrogeologico (determinate a partire dal profilo altimetrico del DEM ad elevata precisione del reticolo principale individuando le aree concave che hanno derivata prima nulla e derivata seconda maggiore di zero)

Dalle informazioni della tabella precedente si ottiene: $V_{3 \times 5} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 0,5 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0,5 \end{bmatrix}$

Le tre cabine vulnerabili sono, dunque, la CS2148, la CS4188 e la CS73019.

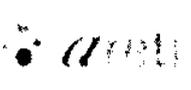
PROBABILITA' D'EVENTO

La probabilità d'evento per cabina risulta essere: $P_{ev \ 1 \times 5} = [0 \quad 34,0\% \quad 0 \quad 36,6\% \quad 18,7\%]$

Per la semidorsale "Masaccio" la probabilità d'evento diviene: $P_{ev \ D} = 66,0\%$

⁹ L'Autorità di Bacino del fiume Tevere definisce le aree di esondazione primaria per il fiume Tevere e per l'Aniene secondo tempi di ritorno a 20-50 anni, 100-200 anni e 300-500 anni. Inoltre definisce 4 livelli di rischio (R1: moderato, R2: medio, R3: elevato, R4: molto elevato) considerando danni da economici e sociali fino alla perdita di vite umane.

¹⁰ Le aree d'esondazione secondaria costituiscono il reticolo secondario e tengono conto dell'esondazione degli affluenti minori del fiume Tevere.

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

IMPATTO

Dati sorgente:

- Elenco CS con indicazione dell'ambito di concentrazione, del numero di clienti BT sottesi al 31-12-2015 (N_i) e del numero dei clienti MT al 31-12-2015
- Numero di clienti BT (con dettaglio se utenze domestiche o non domestiche) ed MT per ambito di concentrazione
- Energia distribuita ai clienti BT (con dettaglio per utenze domestiche o non domestiche) ed ai clienti MT per ambito di concentrazione

$$\text{Numero } N1 = \frac{968}{1.621.238} = 0,000597$$

$$\text{Durata } D1 = \frac{968}{1.621.238} \cdot \left[\frac{1}{3}(45') + (5') \right] = \frac{968}{1.621.238} \cdot 20' = 0,01194 \text{ minuti}$$

Costo equivalente del disservizio:

$$\begin{aligned} \text{COSTO1} &= 0,01194 \text{ min} \cdot [(270.813 \text{ kW} \cdot 24 \text{ €cent/kW min}) + (334.208 \text{ kW} \cdot 48 \text{ €cent/kW min})] \\ &= 2.691,46 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\text{COSTO2} = 0,000597 \cdot [(270.813 \text{ kW} \cdot 4 \text{ €/kW}) + (334.208 \text{ kW} \cdot 8 \text{ €/kW})] = 2.242,88 \text{ €}$$

$$P = \frac{\min(7; 18) - 6}{7} \cdot (2,7 \cdot 0,7 \cdot 200) = 54 \text{ €}$$

L'impatto per la semidorsale "Masaccio" è dunque quantificato in: $I = 4.988,34 \text{ €}$

Il rischio associato alla semidorsale "Masaccio" è dunque ottenuto quale prodotto della probabilità dell'evento di guasto per il valore dell'impatto:

$$R = P_{ev D} \cdot I = 3.292,30 \text{ €}$$

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

TERMINE AGGIUNTIVO PER EVENTI MULTIPLI

La semidorsale considerata ha tre cabine vulnerabili ($n=3$), pertanto si definisce la probabilità media di guasto:

$$\bar{P}_{R,k} \cong \text{media}\{P_{CS1}; P_{CS2}; P_{CS3}; \dots\} = 29,8\%$$

In conclusione, l'addendo correttivo vale:

$$X_k = \varphi \cdot \left[3\bar{P}_k + 2(\bar{P}_k)^2 \cdot N_{CS} \cdot \frac{1}{3} + (\bar{P}_k)^3 \cdot N_{CS} \cdot \frac{2}{4} \right] \cdot \frac{\bar{N}_k}{N_{BT}} \cdot T_{GE} = 6.086,45 \text{ €}$$

In cui:

$\varphi = 225.415,4 \text{ €cent/min}$ per l' i -esimo ambito di concentrazione

$T_{GE} = 180'$ tempo medio per la rialimentazione attraverso gruppo elettrogeno

$N_{CS} = 5$ numero di cabine MT/BT alimentate dalla semidorsale

$N_{BT} = 1.621.238$ numero complessivo di clienti BT serviti

Il rischio complessivo associato alla semidorsale "Masaccio" è dunque:

$$\mathbf{R} = \mathbf{P}_{evD} \cdot \mathbf{I} + \mathbf{X} = 9.378,75 \text{ €}$$

Si osservi, per completezza, che dal 2008 al 2015 la semidorsale "Masaccio" ha subito le interruzioni senza preavviso lunghe riportate in tabella. Gli indicatori di numero e durata complessivi degli eventi indicati conducono ad un valore presunto di penalità pari a 22.872,37 € (escluse le penalità sul numero di interruzioni per cliente MT).

Tabella 7 – Storico degli eventi di guasto (interruzioni senza preavviso lunghe) per la semidorsale "Masaccio"

Data evento	Condizioni meteo	Durata netta	Indicatore N1	Indicatore D1	Costo penale equivalente
19-09-2014	Pioggia debole	72 min	$1,86 \cdot 10^{-4}$	$8,84 \cdot 10^{-3}$	2.691,46 €
01-07-2012		93 min	$7,66 \cdot 10^{-4}$	$28,20 \cdot 10^{-3}$	9.234,50 €
10-06-2010	Pioggia debole il giorno prima	98 min	$7,64 \cdot 10^{-4}$	$1,99 \cdot 10^{-3}$	3.318,86 €
21-09-2008	Pioggia debole	6 min	$7,73 \cdot 10^{-4}$	$4,53 \cdot 10^{-3}$	3.925,23 €
24-09-2008	Pioggia debole	5 min	$7,73 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-3}$	3.704,32 €

	areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID				
UNITA'	Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie				
DOCUMENTO	RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28				
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

ALLEGATO 2 – CONFRONTO CON IL METODO PROPOSTO DA E-DISTRIBUZIONE

Il metodo proposto da areti SpA è stato confrontato con il metodo proposto da e-distribuzione SpA considerando il fenomeno dell'allagamento su alcune semidorsali selezionate come rappresentative della rete romana.

Si riporta per completezza, l'estratto della presentazione del metodo di e-distribuzione considerato per la simulazione.

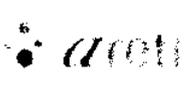
Valutazione della resilienza del sistema elettrico

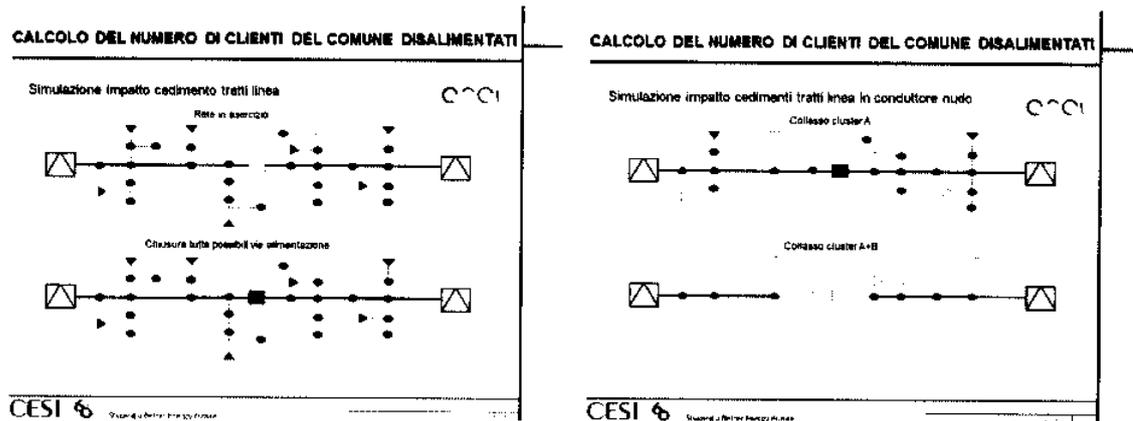
Metodologia applicata per il calcolo della resilienza

Per ciascun giorno del database meteo a disposizione, per ciascun Comune e per ciascun tipo di conduttore

1. CALCOLO DEL MANICOTTO DI GHIACCIO in funzione della
 - Precipitazione nevosa
 - Velocità del vento
 - Temperatura
2. SOLLECITAZIONE SUL CONDUTTORE (H2)
3. IN CASO DI SUPERAMENTO DEL CARICO DI ROTTURA [E]
 - CALCOLO DEL NUMERO DI CLIENTI DEL COMUNE DISALIMENTATI [U]
4. CALCOLO DELLA RESILIENZA [R] ottenuto come inverso della moltiplicazione tra il numero di eventi di rottura del conduttore [E] per il danno associato [U], inteso come numero di utenti disalimentati

$$[R] = 1 / [E] \times [U]$$

		areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID			
UNITA'		Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie			
DOCUMENTO		RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28			
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	



Per rendere commisurabili le due metodologie, tuttavia, sono state introdotte le seguenti ipotesi:

1. Per semplicità il numero di clienti BT realmente sottesi alle cabine MT/BT presenti nella semidorsale considerata è uniformemente ripartito tra tutte le cabine della semidorsale stessa.
2. Per l'occorrenza di un evento di fuori servizio è assunta la medesima probabilità di evento sulla semidorsale considerata nel metodo areti (probabilità cumulata dell'unione calcolata considerando la vulnerabilità delle cabine MT/BT alle sollecitazioni considerate).
3. I clienti disalimentati si considerano rialimentati mediante gruppo elettrogeno ($T_{GE}=180$ minuti) per ricondurre il danno agli indicatori di continuità del servizio definiti dall'AEEGSI.

La formulazione proposta da e-distribuzione SpA è dunque applicata come segue sulle dorsali campione di areti:

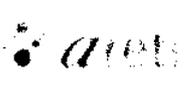
$$R = 1/E \cdot U \rightarrow P_{ev} \cdot U \cdot T_{GE} \cdot \varphi$$

In cui:

$$\varphi = [(POT1_i \cdot c1_d) + (POT2_i \cdot c2_d)]$$

è il fattore introdotto dall'AEEGSI per la quantificazione economica dei recuperi di continuità (per l' i -esimo ambito di concentrazione).

Risultati preliminari di confronto con il metodo di e-distribuzione SpA applicato su 8 dorsali di areti SpA scelte a campione evidenziano una buona corrispondenza tra i risultati prodotti dai due metodi.

		areti S.p.A. Direzione Operazioni Ingegneria e Sviluppo Smart GRID			
UNITA'		Ingegneria della Manutenzione e Tecnologie			
DOCUMENTO		RESILIENZA DELLE RETI ELETTRICHE IN CONTESTO METROPOLITANO GdL Resilienza del Sistema Elettrico – CEI 8/28			
CODICE					
Versione	Data Creazione	Redatto	Collaborazioni	Rivisto da	Approvato da
3.0	12/10/2016	S. Alessandrini A. Scarlatti		S. Liotta	

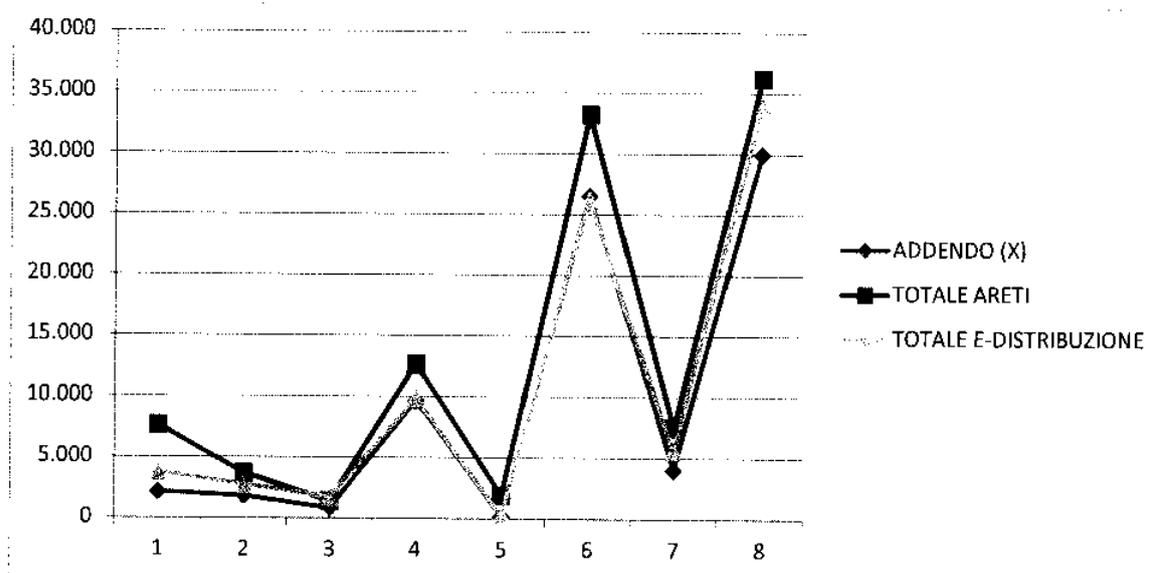


Fig.9 – Corrispondenza tra i risultati preliminari d'applicazione dei due metodi di calcolo sulle medesime semidorsali di areti SpA

LEGENDA:

- ADDENDO (X) Addendo X_k introdotto nella formulazione di areti SpA presentata
- TOTALE ARETI Formulazione areti SpA completa (formulazione iniziale con addendo aggiuntivo)
- TOTALE E-DISTR. Formulazione di e-distribuzione sulle porzioni di rete permanentemente disalimentate

Valutazione della resilienza del sistema elettrico

Resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali che portano alla formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori

La **resilienza** di un sistema è la sua capacità di resistere a sollecitazioni esterne probanti e ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività. Quindi si richiede non solo che la componentistica del sistema sia idonea a **resistere** alle sollecitazioni attese, ma anche che il sistema sia in grado di **reagire** rapidamente ai danni subiti e tornare operativo.

La resilienza quindi dipende dalla robustezza intrinseca dei componenti e dalla struttura della rete, nonché dalla possibilità di effettuare manovre in telecontrollo per una pronta riconfigurazione della rete.

Calcolo della resilienza della rete aerea a fronte di eventi meteorologici eccezionali

Metodologia basata sugli eventi meteo recenti

Con riferimento all'allegato A alla delibera 646/2015, titolo 10 dell'AEESG, e-distribuzione, ha proposto una metodologia, applicabile anche ad altri tipi di fenomeni, che si basa su:

- Calcolo della **probabilità P** di cedimento delle linee elettriche aeree MT in una certa area (Regione, Ambito di concentrazione, o Comune) in funzione dei conduttori utilizzati e degli eventi meteo registrati in quell'area negli ultimi 15-20 anni.
- Calcolo dell'**impatto I** dell'evento con probabilità P sulla fornitura di energia elettrica, valutando il numero dei clienti BT¹ che restano disalimentati, avendo tenuto conto di tutte le possibili alimentazioni di soccorso disponibili, perché immuni alla sollecitazione, e di tutte le possibili manovre in telecomando per ripristinare il servizio consentite dalla struttura della rete.
- Calcolo dell'indice di **rischio R**, dato dal prodotto di **P x I**, per una determinata tipologia di conduttori in una certa area e per la tipologia di evento severo considerata.

L'**indice di resilienza** della rete K_R relativo agli eventi severi e persistenti considerati per una certa area (Regione, Ambito, Comune) è pari all'inverso dell'indice di rischio R su definito:

$$K_R = \frac{1}{R} = \frac{1}{P \times I}$$

Per calcolare questo indice occorre:

- 1) la disponibilità di **dati meteorologici** affidabili e di sufficiente granularità in una certa area (Regione, Ambito di concentrazione, o Comune)
- 2) la definizione di un **modello** affidabile e verificabile della formazione del manicotto di ghiaccio sui conduttori delle linee elettriche aeree;
- 3) un algoritmo di **calcolo della sollecitazione** dovuta a ghiaccio e vento sui conduttori di linee elettriche a seguito di eventi meteorologici straordinari e verifica del superamento del carico di rottura;
- 4) un algoritmo di calcolo del numero di **utenze** che restano disalimentate a seguito della rottura di conduttori aerei di un certo tipo per sollecitazioni straordinarie in una determinata area, tenendo conto della topografia e della configurazione della rete

La valutazione della resilienza del sistema elettrico di media tensione si focalizza sulla probabilità di rottura del conduttore nudo aereo, in quanto i ritorni di esercizio indicano questo come il componente con il più elevato tasso di guasto a fronte dei sovraccarichi da neve.

¹ Altri indici dell'impatto sono possibili, come ad esempio l'ammontare dell'energia non distribuita o non più distribuibile.

e-distribuzione

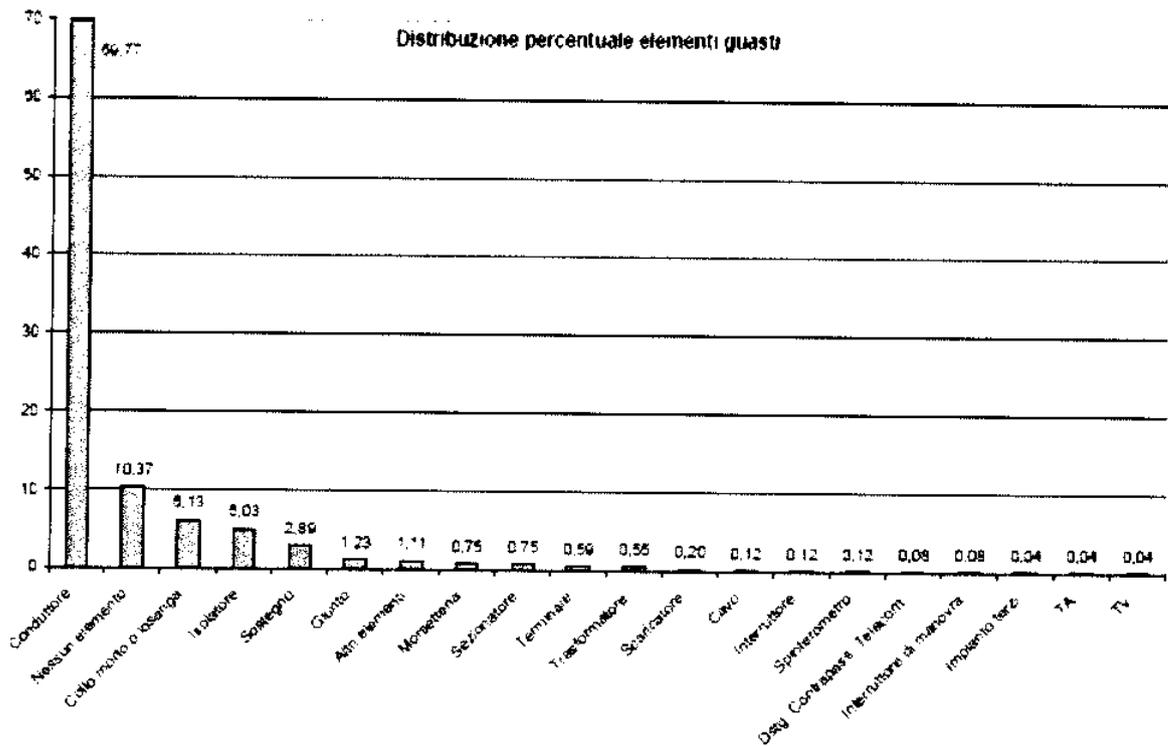


Figura 1 Distribuzione percentuale degli elementi guasti in seguito a sovraccarichi di neve sulle linee di Enel Distribuzione nel periodo 1/1/1999-30/4/2004

Per simulare la reazione in tempi brevi della propria rete a fronte degli eventi meteorologici severi, e-distribuzione considera la chiusura di tutte le possibili vie di alimentazione, come nell'esempio che segue.

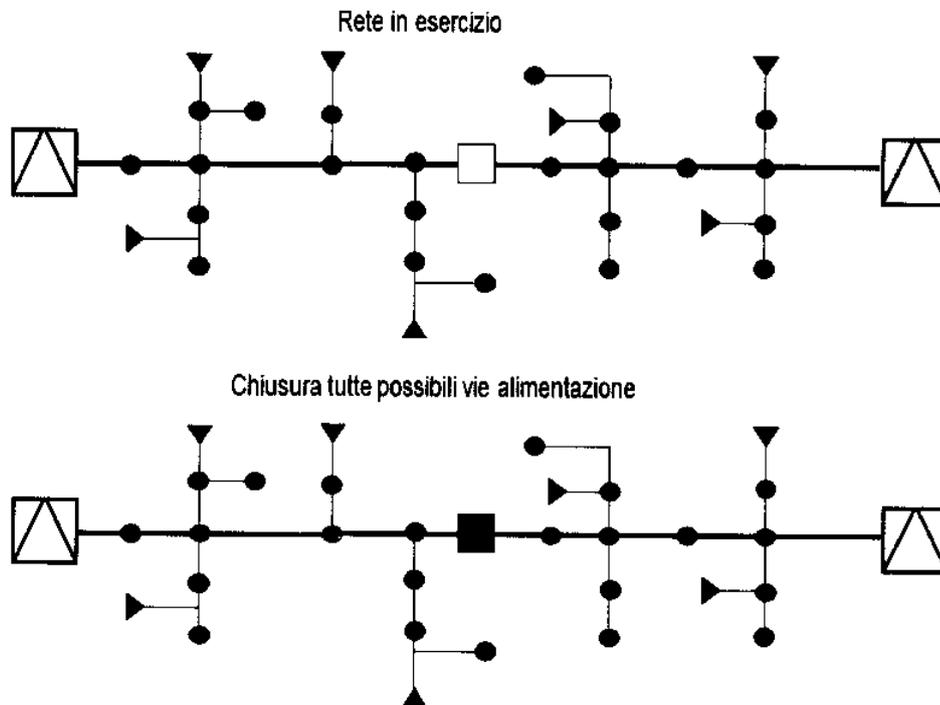


Figura 2 Rete in esercizio a schema normale e con chiusura di tutte le possibili vie di rialimentazione

e-distribuzione

In caso di superamento locale del carico di rottura ammissibile da un determinato tipo/cluster di conduttore/i, si suppone che tutti i conduttori di quel tipo risultino indisponibili e quindi si considerano aperti tutti i rami di rete caratterizzati dal tipo di conduttore, come nella figura che segue, e si valuta quante utenze restano disalimentate.

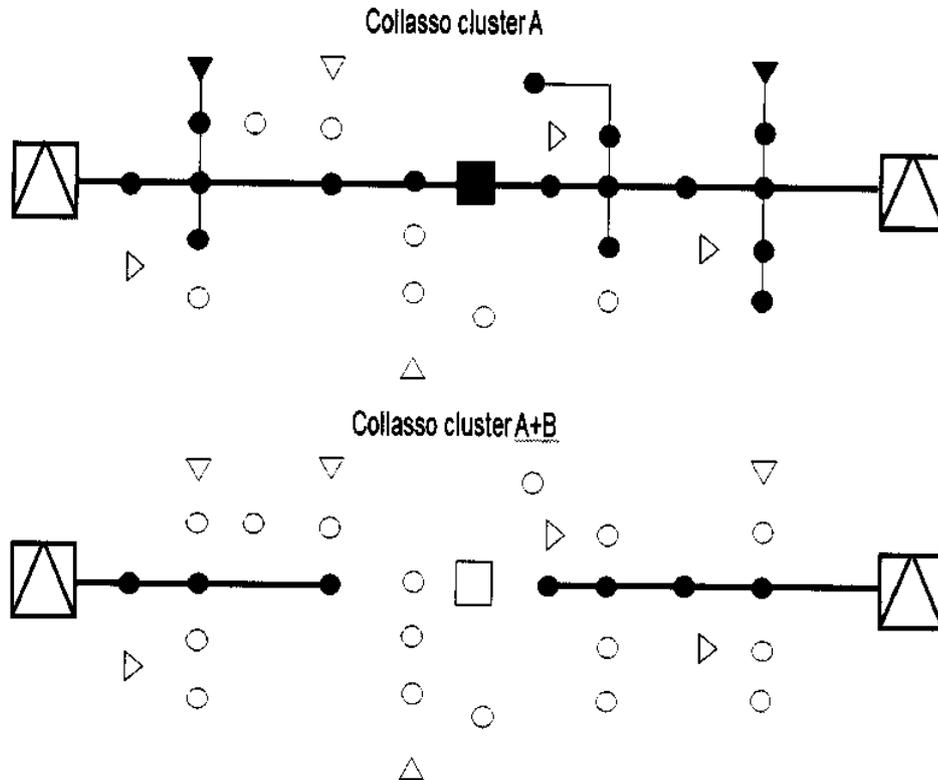


Figura 3 Simulazione dell'indisponibilità delle linee con conduttori con carico di rottura inferiore al carico di vento e ghiaccio riscontrati dal modello

Metodologia basata sulla norma CEI EN 50341

Terna ha seguito un approccio che prescinde dall'analisi diretta dei dati meteorologici e si basa sui criteri di dimensionamento delle linee prescritti nell'ultima norma europea CEI EN 50341-1 che sarà integrata da un documento con validità nazionale NNA EN 50341-2-13:2016, che, a sua volta, fa riferimento alle norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica della sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" e quindi agli Eurocodici.

Le norme CEI EN 50341, si basano su un approccio agli strati limite con sollecitazioni di vento e ghiaccio con un tempo di ritorno di 50 anni, su una base di dati meteorologici che si ferma a qualche anno fa (2004).

Il riferimento alle norme ed a criteri utilizzati in ambito europeo per le costruzioni, rende questo riferimento adeguato a definire la robustezza e l'affidabilità dei componenti di rete, ma non consente di valutare la probabilità di eventi meteorologici rari ma di eccezionale intensità, che possono creare disservizi estesi e contemporanei sulle reti.

La norma CEI EN 50341 prevede di calcolare in mm lo spessore del manicotto di ghiaccio e neve S_K sul conduttore con tempo di ritorno di 50 anni². Dallo spessore e dalla densità del manicotto si ricava il carico I_T estremo sul conduttore per ghiaccio o neve, con tempo di ritorno di 50 anni (I_{50}). Per considerare la coesistenza di vento e manicotto di ghiaccio, la norma prescrive un vento pari a $0,6 \cdot V_b$, essendo V_b la velocità del vento di riferimento.

² Sono previsti il carico di tipo 1 (ghiaccio), di tipo 2 (neve), di tipo 3 (neve), in funzione delle regioni considerate e delle quote sul livello del mare

e-distribuzione

Quando il carico di rottura è inferiore al carico equivalente massimo previsto dalla norma di riferimento, la rottura del conduttore avverrà con una sollecitazione avente un **tempo di ritorno** inferiore a 50 anni indicati dalla norma. Si può pertanto caratterizzare ogni linea aerea con un **indice di sicurezza funzionale** S_{LINEA} che di fatto esprime dopo quanti anni probabilisticamente ci si deve attendere il cedimento della linea in quella zona a causa dell'azione combinata del vento e del manicotto di ghiaccio.

Un approccio metodologico comune

Con l'obiettivo di migliorare la resilienza del sistema elettrico nel suo complesso, si è ritenuto opportuno convergere verso un approccio metodologico comune per le reti di trasmissione e distribuzione.

Pertanto, e-distribuzione ha condiviso con Terna di fare riferimento alla Norma CEI EN 50341, considerando significativo il rapporto tra carico equivalente massimo previsto dalla norma e carico di rottura dei conduttori.

$$K_{linea} = \frac{I_{50}}{C_r}$$

dove K_{linea} è un rapporto adimensionale, I_{50} è il tiro calcolato secondo le norme CEI EN 50341 con tempo di ritorno 50 anni per l'azione di vento e manicotto di ghiaccio in una certa area (Regione, Ambito di concentrazione, o Comune) in funzione dei conduttori utilizzati e C_r è il carico di rottura del conduttore.

Il coefficiente K_{linea} fornisce un indice della probabilità³ di rottura del conduttore della linea a fronte dei possibili eventi meteorologici con tempo di ritorno 50 anni.

Considerando il coefficiente di sicurezza posto pari a 1,2 dalla norma CEI EN 50341, si ha il superamento del carico di rottura del conduttore in tutti i casi in cui risulti $K_{linea} > 0,8$.

Questo coefficiente K_{linea} può essere ricondotto ad un **tempo di ritorno** in base alle formule fornite dalle medesime norme CEI EN 50341, in conformità con le indicazioni delle norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica della sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

In ogni caso, per valutare l'impatto I sulla rete, a partire da una rete in cui si suppongono chiuse tutte le possibili vie di rialimentazione, si ipotizza l'indisponibilità di tutte le linee con un determinato indice K_{linea} (cui corrispondono determinati tempi di ritorno) per poter calcolare il numero di utenze nell'area che restano disalimentate (impatto I).

Poiché tanto maggiori sono la probabilità di rottura dei conduttori (coefficiente K_{linea}) e del numero di utenze disalimentate (impatto I), tanto minore è la resilienza della rete, l'indice di resilienza K_R può essere valutato come:

$$K_R = \frac{1}{K_{linea} \times I}$$

Sulla base dell'indice di resilienza così definito, si ritiene di poter stilare un programma di priorità per gli interventi da effettuare sulla rete per ridurre il rischio sulla rete.

Dati meteorologici recenti

Poiché l'AEEGSI nella delibera 646/2015, titolo 10, ha richiesto di valutare la resilienza del sistema elettrico tenendo conto di eventi meteorologici eccezionali relativi agli ultimi 15+20 anni, gli eventi meteorologici più recenti potrebbero essere utilizzati per valutare:

- se in particolari aree geografiche le sollecitazioni attese possano risultare superiori a quelle previste dalla norma CEI 50341. Ciò al fine di dimensionare con adeguati margini di sicurezza eventuali nuove linee aeree in tali aree, come previsto dalla norma stessa.
- la frequenza di eventi estremi di bassa probabilità ed alto impatto. Ciò consente di fornire indicazioni utili per definire le azioni prioritarie nel programma di miglioramento della resilienza del sistema elettrico.

A tal riguardo, **RSE** si è resa disponibile a fornire dati meteorologici di adeguata precisione, diffusione e coerenza, per alimentare un proprio modello di formazione del manicotto di ghiaccio.

³ L'approccio delle norme con il tempo di ritorno è comunque un approccio probabilistico e non deterministico

e-distribuzione

Per garantire l'oggettività e l'affidabilità di tale approccio sarà necessario:

- valutare l'affidabilità, la congruenza e la granularità dei dati meteo resi disponibili (identificazione delle stazioni di rilevamento, certificazione dei dati, criteri di estrapolazione spaziale e temporale, analisi della completezza e della congruenza dei dati)
- caratterizzare il modello di formazione del manicotto di ghiaccio, verificando la correttezza delle ipotesi e delle semplificazioni inevitabilmente introdotte a partire dal modello teorico di Makkonen
- calibrare i parametri del modello, verificando che il modello sia in grado di simulare adeguatamente il fenomeno fisico a fronte di eventi reali riscontrati, come suggerito anche nell'allegato B della norma CEI EN 50341-1:2013-10.

A tale scopo, nell'ambito del GdL CEI 8/28 "Resilienza" sarà istituito un gruppo di lavoro ristretto con rappresentanti e-distribuzione è disponibile ad approfondire con RSE, e-distribuzione, Terna e CESI tali temi e in particolare l'applicabilità del modello avanzato di previsione di manicotto di ghiaccio-neve.

Resilienza del sistema elettrico nel suo insieme

Essendo evidente l'interdipendenza delle reti di alta e media tensione, risulta opportuno valutare anche le ripercussioni delle relative indisponibilità a fronte di eventi meteorologici estremi.

Si ipotizza quindi di effettuare il **calcolo a livello di cabina secondaria (CS)** della probabilità di perdita contemporanea di rami o di nodi della rete MT, considerando il conseguente impatto sul servizio elettrico (in termini di utenze disalimentate) nelle seguenti condizioni:

- ipotizzando la piena disponibilità di tutte le cabine primarie (CP) alimentanti;
- tenendo conto della probabilità di disalimentazione contemporanea delle singole cabine primarie (CP) alimentanti, con potenziale impatto sulle cabine secondarie alimentate;
- tenendo conto della probabilità di disalimentazione contemporanea di tutte le CP alimentanti, con conseguente disalimentazione di tutte le cabine secondarie (CS) della rete MT sottesa.

Committente GdL "Resilienza del sistema elettrico" CT8/28 CEI

Oggetto Banca dati meteorologica e metodologia per il calcolo del carico di neve su conduttori di linee elettriche aeree

Contratto -

Note -

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine 13 **N. pagine fuori testo** --

Data 14/11/2016

Elaborato M. Lacavalla, P. Marcacci, R. Bonanno

Verificato --

Approvato --

Indice

1	PREMESSA	4
2	BANCA DATI METEOROLOGICA.....	5
2.1	Considerazioni meteorologiche sui fenomeni nevosi in Italia.....	5
3	MODELLO DI CRESCITA DEL MANICOTTO.....	7
3.1	Parametrizzazioni del modello di crescita	7
3.2	Metodologia per il calcolo del manicotto	8
3.3	Mappatura dei valori massimi attesi di carico di neve a diversi tempi di ritorno	9
4	VALIDAZIONE METODOLOGIA PROPOSTA CON EVENTI DI GUASTO	12
5	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	13
6	SITI WEB.....	13

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
1	14/11/2016	--	

1 PREMESSA

Il Comitato Elettrotecnico Italiano ha costituito all'interno del CT 8/28 "Aspetti di sistema per la fornitura di energia elettrica" un Gruppo di Lavoro (GdL) con l'obiettivo di individuare indicatori di resilienza del sistema elettrico e una metodologia di valutazione della stessa alla luce di "eventi meteorologici severi e persistenti".

RSE, presente in tale GdL anche con il gruppo di ricerca di meteorologia, ha elaborato una metodica per la stima del carico di neve sui conduttori delle linee elettriche aeree. Il presente documento illustra la metodologia ed il percorso seguito per fornire i sovraccarichi di manicotto sulla rete di alta e media tensione a partire dal 1985. Lo scopo è quello di mettere a disposizione degli operatori elettrici una serie di informazioni utili alla valutazione della resilienza.

Nell'ambito di questo lavoro, RSE ha richiesto alla Protezione Civile Nazionale la possibilità di accedere alla banca dati che contiene le serie storiche delle stazioni meteorologiche sull'intero territorio nazionale negli ultimi 15 anni per tenere conto degli eventi estremi occorsi nel recente passato. Il Dipartimento della Protezione Civile Nazionale ha risposto negativamente a tale richiesta in quanto, relativamente alle osservazioni rilevate dalle stazioni meteorologiche, si configura come "end-user" ed è quindi non autorizzato a distribuire dati non propri. Per tale motivo ha suggerito di rivolgere tale istanza direttamente alle singole Amministrazioni regionali.

Poiché la richiesta a ciascuna Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale sarebbe stata incompatibile con i tempi del GdL, RSE ha deciso di usufruire della banca dati meteorologica sviluppata all'interno dell'EU FP7 (7th Framework Programme for Research and Technological Development) nel Progetto "European Reanalysis and Observations for Monitoring (EURO4M)".

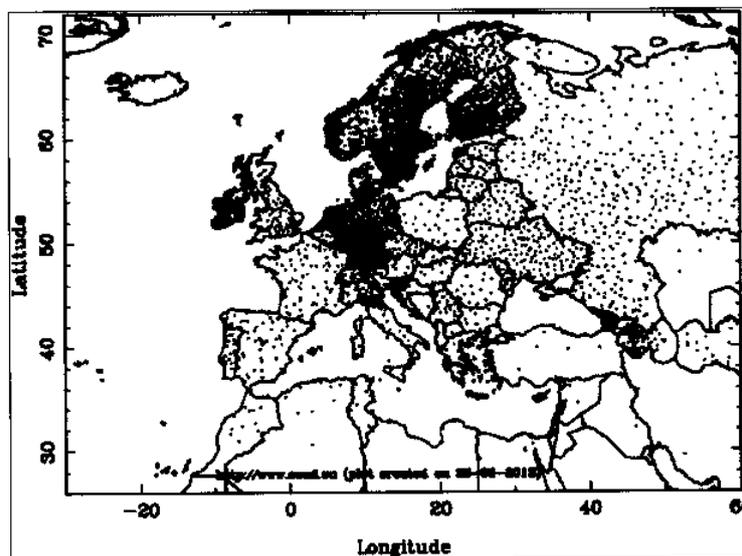
I dati sono stati messi a disposizione da parte del Servizio Meteorologico Svedese (SMHI) che è uno dei partner del Progetto finanziato dalla Commissione Europea per lo sviluppo di una unica banca dati meteorologica sul territorio europeo. Molte pubblicazioni ed articoli scientifici dimostrano la robustezza e l'affidabilità di questo dataset meteorologico [1,2].

RSE ha utilizzato la banca dati con la finalità di identificare le condizioni meteorologiche tipiche per la formazione di manicotti di neve. Successivamente i dati sono stati impiegati all'interno di un modello di accrescimento per la stima del carico/tiro di neve sui conduttori di linee elettriche aeree MT e AT.

2 BANCA DATI METEOROLOGICA

La banca dati meteorologica MESAN (MESociale ANalysis system), sviluppata nel progetto FP7/EURO4M, ha una risoluzione spaziale sull'intero dominio europeo di circa 5 km x 5 km e una risoluzione temporale giornaliera per le variabili temperatura e precipitazione, esa-oraria per i dati di intensità del vento.

Attualmente si presenta come il dataset più completo ed affidabile a disposizione di RSE sull'intero territorio nazionale. La serie temporale dei dati meteo ha una estensione temporale che copre il periodo 1979-2013. La banca dati si basa sulle uscite di un modello numerico di previsione ad alta risoluzione all'interno del quale vengono assimilati i dati delle stazioni osservative attraverso tecniche opportune. La mappa successiva mostra le stazioni meteorologiche assimilate all'interno del dataset MESAN sull'Europa. Per quanto riguarda l'Italia, sono incluse le serie storiche delle stazioni SYNOP dell'Aeronautica Militare e quelle dell'Arpa Emilia Romagna e del Trentino.



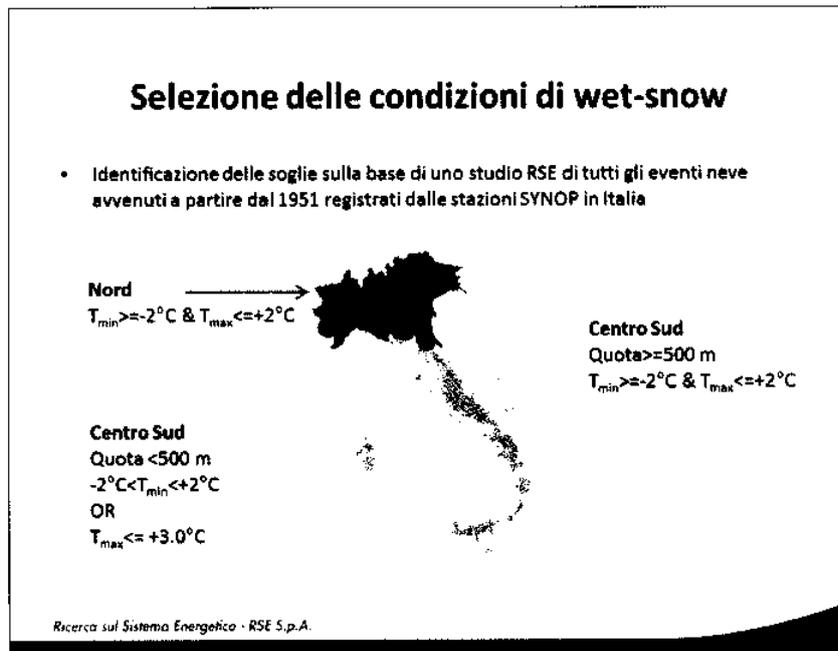
I dati MESAN sono stati utilizzati per identificare a livello giornaliero, gli eventi di nevicata umida avvenuti negli ultimi 15 anni come richiesto nel Tavolo sulla Resilienza del Sistema Elettrico istituito dall'AEEGSI. A tal fine i dati del Servizio Meteorologico Svedese sono stati ritagliati sul dominio italiano ed opportunamente interpolati. Ciascun punto della griglia meteorologica rappresenta una superficie quadrata di circa 25 km². A ciascun punto della griglia corrisponde una quota altimetrica espressa in mslm che corrisponde al valore medio dell'orografia sottesa a quel punto. Pertanto le variabili meteo di temperatura, precipitazione ed intensità del vento sono riferite all'altitudine corrispondente al punto griglia del modello poiché i dati forniti da SMHI hanno tale caratteristica.

2.1 Considerazioni meteorologiche sui fenomeni nevosi in Italia

Non tutte le neviccate sono favorevoli alla crescita di un manicotto. Il fenomeno della formazione di manicotti di neve è dovuto principalmente a condizioni meteorologiche di neve umida, nota a livello internazionale con il termine di "wet-snow". In queste condizioni, con temperature dell'aria prossime agli 0°C, il fiocco di neve ha un elevato contenuto di acqua liquida tale da renderlo particolarmente adesivo alle superfici e determinare accumuli di neve di forma cilindrica sulle linee elettriche aeree di media ed alta tensione. Oltre il 90 % delle neviccate che provocano importanti formazioni di manicotti in Italia è a caratteristiche di tipo wet [3]. In Italia le wet-snow avvengono generalmente con temperature comprese tra -2°C e 2°C e solitamente con basse intensità del vento, generalmente inferiori a 2-3 m/s. In particolare, un'analisi più approfondita sulle neviccate avvenute in Italia dal 1951 fino a oggi è stata condotta attraverso i dati delle stazioni SYNOP per

poter identificare con maggiore accuratezza, su aree climatiche differenti, le soglie di temperatura caratteristiche di questo fenomeno atmosferico. La mappa in basso mostra la suddivisione dell'Italia in tre regioni differenti sulle quali sono state imposte soglie regionalizzate di temperatura per individuare gli eventi di wet snow.

Le zone del Nord Italia e quelle del Centro Sud con quota superiore a 500 m di altitudine hanno le medesime soglie termiche per l'individuazione delle nevicate wet, mentre per quelle a più bassa quota del Centro Sud si è diversificato il filtro per poter includere nevicate maggiormente caratteristiche di quelle zone del territorio.



Il criterio per la selezione delle condizioni di wet-snow è perciò quello indicato nella tabella seguente:

Nord Italia ; Qualsiasi quota

$T_{min} \geq -2^{\circ}\text{C}$ AND $T_{max} \leq +2^{\circ}\text{C}$

Centro Sud ; Quota ≥ 500 m

$T_{min} \geq -2^{\circ}\text{C}$ AND $T_{max} \leq +2^{\circ}\text{C}$

Centro Sud ; Quota < 500 m

$(T_{min} < +2^{\circ}\text{C}$ AND $T_{min} > -2^{\circ}\text{C})$ OR $T_{max} \leq +3.0^{\circ}\text{C}$

Per poter selezionare correttamente gli eventi di wet-snow, è fondamentale disporre di dati meteorologici quanto più affidabili per poter identificare le zone del territorio italiano in cui le condizioni atmosferiche sono favorevoli alla formazione dei manicotti di neve. RSE ha condotto alcune verifiche relative alle variabili temperatura, precipitazione ed intensità del vento su alcune stazioni meteorologiche italiane prese a campione poiché rappresentative di aree climatiche omogenee.

Queste analisi confermano il buon grado di affidabilità della banca dati su tutte le stazioni esaminate.

3 MODELLO DI CRESCITA DEL MANICOTTO

Esistono specifici modelli di accrescimento di manicotto per le nevicate wet, che permettono di simulare la formazione del manicotto nelle condizioni meteorologiche osservate. Il più noto e maggiormente riconosciuto dalla comunità scientifica di riferimento e normato a livello ISO, prende il nome di “Makkonen model”. Nel paragrafo successivo sono riportate sinteticamente le caratteristiche e le parametrizzazioni del modello.

3.1 Parametrizzazioni del modello di crescita

Il modello di crescita utilizzato per la stima del manicotto di neve su conduttore è quello proposto da Makkonen e normato ISO 12494 per condizioni di wet-snow [4,5]. Il modello considera una crescita di tipo cilindrico e conservativa nella massa, pertanto non vi è alcun parametrizzazione di eventuali fenomeni distacco (shedding). Si considera una crescita su base giornaliera perché si ritiene che nella maggior parte dei casi il carico giornaliero risponda alle condizioni meteo per cui si verifica il guasto. Su casi specifici verranno fatte considerazioni più approfondite se l’evento ha una durata pluri-giornaliera. Le parametrizzazioni contenute nel modello riguardano:

- il coefficiente di adesione o sticking della neve al conduttore
- la densità del manicotto di neve
- il flusso di precipitazione sul conduttore della linea elettrica aerea

Per quanto riguarda il coefficiente di collisione e quello di coesione, tali parametri possono essere considerati pari a 1 nelle condizioni di wet-snow.

Una rappresentazione schematica delle equazioni utilizzate per la simulazione di crescita del manicotto è riportata nell’immagine seguente.

Modello di Makkonen in condizioni di wet-snow

1) Carico di manicotto

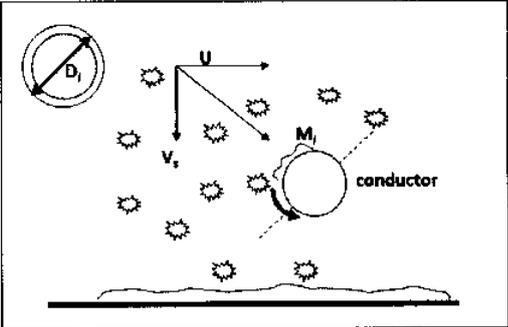
$$M_i = M_{i-1} + I_i D_{i-1} \Delta t$$

2) Flusso di precipitazione su conduttore

$$I = \alpha_2 I_0 \sqrt{1 + \left(\frac{U}{V_t}\right)^2}$$

3) Diametro del manicotto

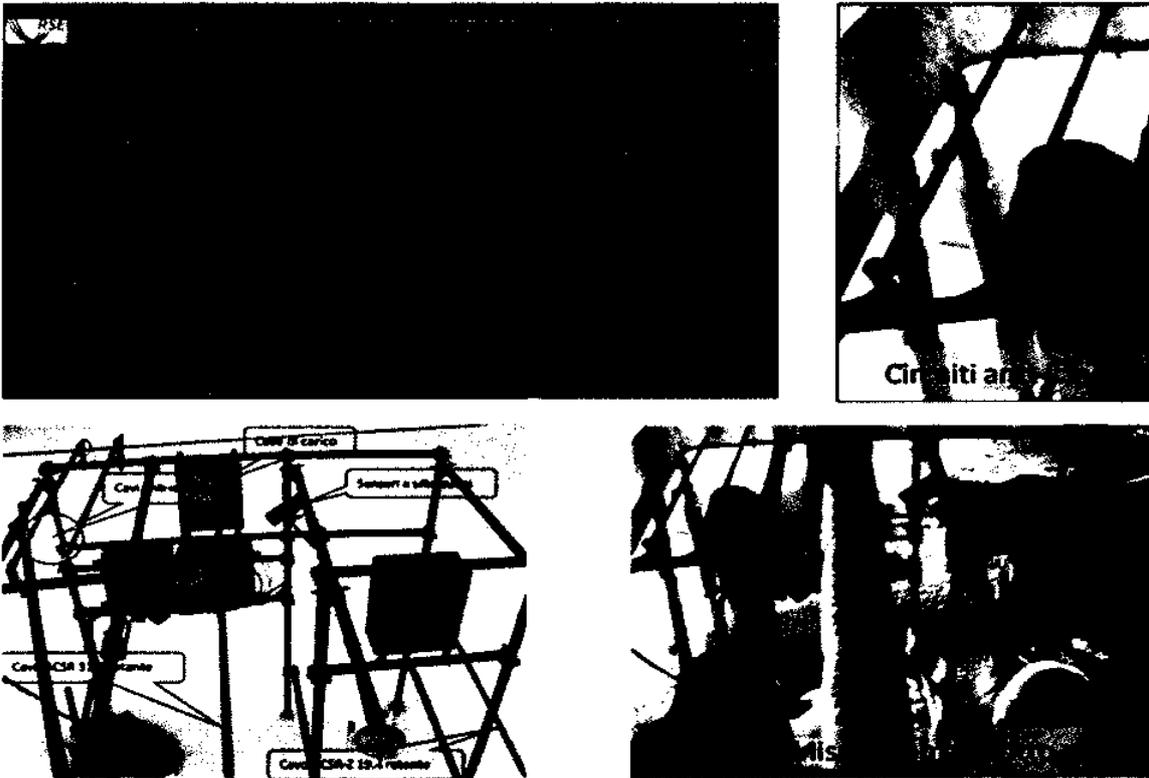
$$D_i = \left[\frac{4(M_i - M_{i-1})}{\pi \rho_s} + D_{i-1}^2 \right]^{1/2}$$



α_2 = sticking efficiency (dependent on wind intensity)
 V_t = terminal vertical velocity of snowflakes
 I_0 = intensity of snowfall (mm/h)
 ρ_s = density of wet-snow sleeve
 U = wind intensity (m/s)

Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.

Le parametrizzazioni contenute nel modello di Makkonen sono state messe a punto e validate presso la stazione sperimentale di RSE ubicata nel comune di Vinadio (CN). L'attività sperimentale che conduce RSE



da alcuni inverni in una zona geografica particolarmente interessata da fenomeni di wet-snow, permette di misurare parametri atmosferici attraverso sofisticate apparecchiature meteorologiche in grado di funzionare anche in condizioni meteo estreme di nevicata e contemporaneamente di misurare la crescita del manicotto attraverso un opportuno sistema di monitoraggio e pesatura di spezzoni di conduttori in esercizio presso la stazione. La figura seguente mostra una serie di inquadrature della stazione.

3.2 Metodologia per il calcolo del manicotto

La metodologia proposta per il calcolo dei carichi di neve su alcune tipologie di conduttori può essere sintetizzata attraverso i seguenti punti:

- Utilizzo dataset grigliato a 5 km di osservazioni meteorologiche del dataset MESAN
- Selezione delle condizioni di wet-snow attraverso opportune soglie di temperatura diversificate sul territorio nazionale.
- Utilizzo modello di crescita cilindrica e conservativa del manicotto di neve su conduttori di linee aeree (Makkonen ISO 12494)
- Stima del carico verticale e del carico risultante utilizzando i dati di vento massimo giornaliero.
- Applicazione del modello Makkonen con dati meteo giornalieri a disposizione su alcuni cluster di conduttori di riferimento: CU- \varnothing 4.0, Cu- \varnothing 4.5 CU- \varnothing 6.42, Al- \varnothing 7.56, Cu- \varnothing 7.56, CU- \varnothing 10.7, Al- \varnothing 10.7, AlAc- \varnothing 15.85, Cu- \varnothing 10.7, ACSR- \varnothing 31.5, ACSR- \varnothing 56.3

Per la selezione delle condizioni di wet-snow, i dati meteorologici di temperatura massima e minima sono utilizzati come filtro per gli eventi di nevicata, la precipitazione giornaliera viene ripartita in maniera lineare ad un valore di intensità oraria, il dato di intensità del vento su base esa-oraria viene anch'esso interpolato linearmente per ottenere un dato orario. Si ricorda che l'intensità del vento è un valore di output del modello meteorologico e non una misurazione, pertanto deve essere considerato come il valore istantaneo ogni 6 ore (00,06,12,18).

Il modello di crescita del manicotto pertanto riceve in input le seguenti variabili per ciascun punto della griglia meteo:

- Temperatura minima e massima riferita al giorno
- Intensità oraria della precipitazione
- Intensità oraria del vento.

La velocità di caduta dei fiocchi di neve anch'essa parametrizzata e posta pari al valore tipico di una wet-snow pari a 1 m/s secondo le misure raccolte presso la stazione sperimentale di Vinadio.

Il flusso di precipitazione si considera ortogonale al conduttore per considerare la condizione peggiore di accrescimento.

Relativamente ai parametri del modello:

- Il coefficiente di adesione dipende dalla velocità del vento V secondo una formula proposta congiuntamente dal Servizio Meteo Norvegese, quello ungherese e RSE durante un meeting a Berna dei lavori finali del COST 727 sul fenomeno del ghiacciamento

$$ades = 1/\sqrt{V} \quad \text{posto a } 0.4 \text{ per } V > 15 \text{ m/s}$$

- La densità della neve dipende anch'essa dalla velocità del vento V , secondo la formula proposta da Admirat, fino ad assumere un valore massimo di 500 kg/m^3

$$dens[\text{kg/m}^3] = 300 + 20V \quad \text{posto a } 500 \text{ kg/m}^3 \text{ per } V > 10 \text{ m/s}$$

Le formule sopra esposte si basano sulle esperienze sperimentali condotte da questi tre istituti di ricerca [6,7,8,9] e condivise durante importanti workshop sul ghiacciamento su strutture (International Workshop of Atmospheric Iceing of Structures – IWAIS) tenutosi negli ultimi anni.

3.3 Mappatura dei valori massimi attesi di carico di neve a diversi tempi di ritorno

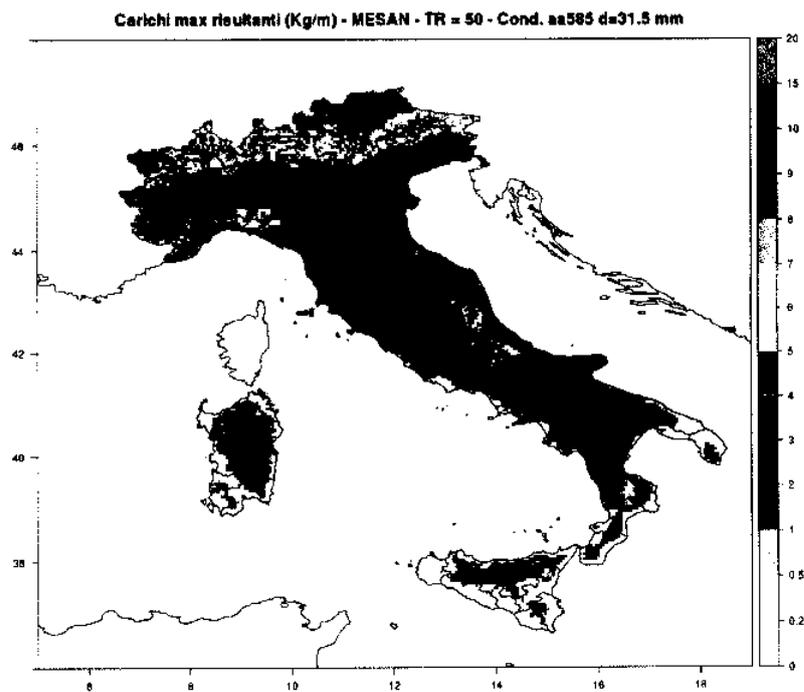
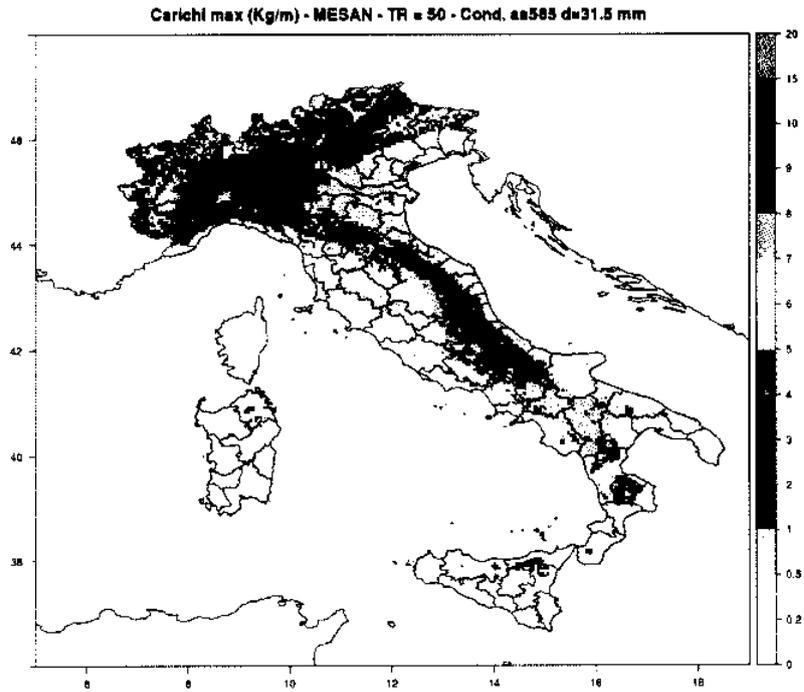
RSE pianifica di fornire una mappatura dei carichi massimi attesi su alcuni conduttori di riferimento per tempi di ritorno di 10,15,30,50 e 75 anni. Il metodo per la stima dei carichi massimi attesi consta dei seguenti passi:

- Estrazione per ciascun punto del grigliato della serie dei **valori massimi annuali** di carico giornaliero di manicotto nel periodo di riferimento 1985-2013 (ultimi 29 anni disponibili)
- Utilizzo della **Generalized Extreme Values (GEV) Analysis** [10,11] per lo studio delle code della distribuzione dei valori massimi annuali (combinazione distribuzioni di probabilità Gumbel, Fréchet e Weibull)
- Stima dei valori massimi di carico per Tempi di Ritorno (TR) di 10,15,30,50,75 anni.

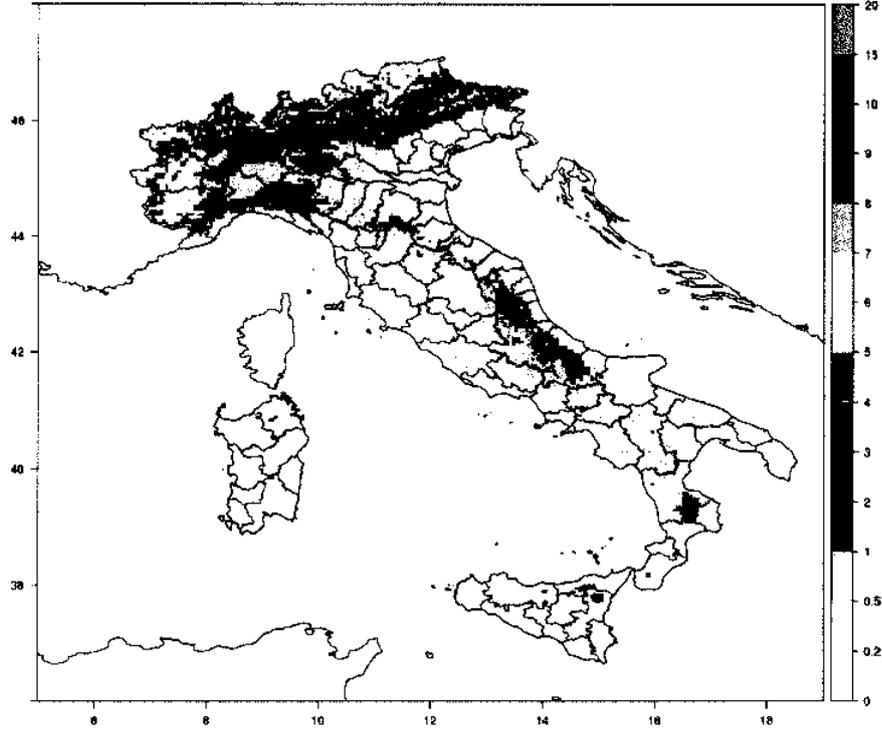
Le mappe successive indicano i valori attesi di carico massimo di neve e risultante con l'azione del vento con un tempo di ritorno di 50 anni su un conduttore AT (AA585 ACSR-Ø31.5) e uno del cluster indicato da e-Distribuzione (CU70 -Ø10.7). Il calcolo del peso risultante p_2 è dato dalla somma vettoriale delle spinte verticali (pesi) ed ortogonali (spinta del vento) rispetto al conduttore, dove il termine g corrisponde al carico di neve calcolato con il modello di Makkonen, il termine pv corrisponde alla spinta del vento a manicotto finale formato su cui viene applicato il vento massimo giornaliero, il termine p_1 è il peso del conduttore in assenza di neve (kg/m).

$$p2 = \sqrt{(p1 + g)^2 + pv^2}$$

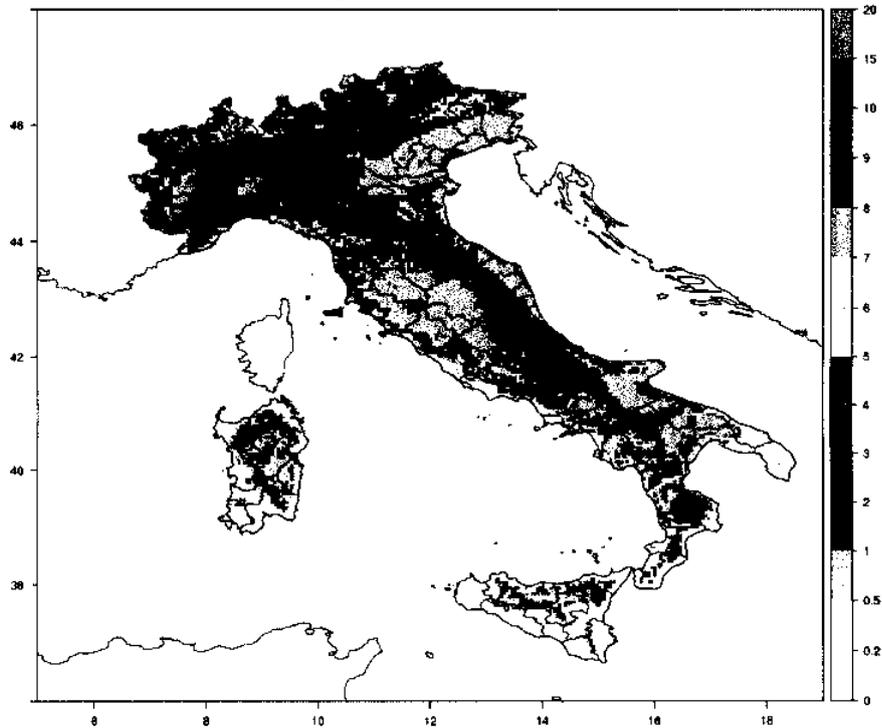
Nelle mappe successive il carico max. corrisponde al termine g , mentre il carico massimo risultante è il termine $p2$ che servirà per l'applicazione della formula per il calcolo del tiro.



Carichi max (Kg/m) - MESAN - TR = 50 - Cond. cu70 d=10.8 mm



Carichi max risultanti (Kg/m) - MESAN - TR = 50 - Cond. cu70 d=10.8 mm



4 VALIDAZIONE METODOLOGIA PROPOSTA CON EVENTI DI GUASTO

Negli ultimi incontri del GdL CT 8/28 è emersa la necessità di verificare il modello di calcolo del manicotto di neve proposto da RSE sui guasti aventi come causa la rottura o danneggiamento di conduttore a seguito di sovraccarico di neve segnalati da e-Distribuzione e Terna. e-distribuzione ha indicato a RSE il cluster di conduttori MT su cui effettuare le elaborazioni come da tabella successiva.

cluster	tipologie di conduttore
A	CU 12.5mm ²
	CU 16mm ²
B	CU 25mm ²
	Aldrey 35mm ²
C	CU 35mm ²
	Aldrey 70mm ²
D	Alluminio/Acciaio 150 mm ²
E	CU 70mm ²

e-Distribuzione suggerisce di riferire tutte le elaborazioni per il calcolo del manicotto alle coordinate dei vari Comuni italiani poiché le linee MT sono principalmente in prossimità dei centri abitati.

RSE è disposta ad effettuare le simulazioni sui cluster di conduttori indicati, riportando, per ogni punto del reticolo, le informazioni richieste e condivise.

Nella metodologia proposta le variabili meteo associate al punto Comune sono quelle relative al punto di griglia più vicino al Comune sia per distanza orizzontale che per dislivello verticale.

RSE è disposta ad effettuare le simulazioni sui cluster dei conduttori indicati, riportando le variabili meteorologiche dalla quota di riferimento del modello numerico di previsione all'altitudine del Comune definita secondo riferimento ISTAT.

Si sottolinea che tale passaggio comporta inevitabilmente l'assunzione di un gradiente verticale di temperatura di riferimento, mentre per le precipitazioni ed intensità del vento tale metodo non può essere applicato, ma deve essere assunto il valore del punto griglia del modello più vicino al centro del comune.

Ricavato il carico di manicotto di neve su base giornaliera attraverso il modello di Makkonen e la sollecitazione del vento sul conduttore ricoperto da neve, verrà calcolato il tiro sui conduttori in base alle caratteristiche delle linee indicate da e-Distribuzione. Successivamente verrà verificato il superamento del carico di rottura del conduttore per i casi studio esaminati.

Si è stabilito nella riunione svolta presso il CEI lo scorso 04-11-2016, di istituire un sottogruppo di lavoro costituito da componenti di RSE, e-Distribuzione, CESI e Terna per condurre questa attività di verifica.

RSE ritiene necessario che venga effettuato un approfondimento a riguardo della banca dati meteo, del modello di crescita e del sistema di validazione del metodo proposto con e-Distribuzione, CESI e Terna per potere verificare l'applicabilità di un modello avanzato di manicotto di neve-ghiaccio.

5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] P. Dahlgren, T. Landelius, P. Kallberg, S. Gollvik: A high-resolution regional reanalysis for Europe. Part 1: Three-dimensional reanalysis with the regional High-Resolution Limited-Area Model (HIRLAM).
- [2] T. Landelius, P. Dahlgren, S. Gollvik, A. Jansson and E. Olsson: A high-resolution reanalysis for Europe. Part 2: 2D Analysis of surface temperature, precipitation and wind. Royal Meteorological Society. Published: 3 April 2016.
- [3] Bonelli P., Lacavalla M. – “Trend in snow deposition on overhead electric lines: using synoptic data to investigate the relationship black-out risk/climate change. “ Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry. NATO Science for Peace and Security Series – C. Environmental Security- Edited by Troccoli A., January, 2010 (ISSN: 1874-6519).
- [4] Makkonen L. – “Models for the growth of rime, glaze, icicles and wet snow on structures” Philosophical Transactions of the Royal Society (2000) 358, 2913-2939.
- [5] Makkonen L. and B. Wichura, "Simulating wet snow loads on power line cables by a simple model," Cold Regions Science and Technology, Vols. 2-3, no.61, pp. 73-81, 2010.
- [6] Bonelli, P., Lacavalla, M., Marcacci, P., Mariani, G., and Stella, G.: Wet snow hazard for power lines: a forecast and alert system applied in Italy, Nat. Hazards Earth Syst. Sci., 11, 2419-2431, doi:10.5194/nhess-11-2419-2011, 2011.
- [7] Lacavalla M., Bonelli P., Mariani G., Marcacci P., Stella G.: The WOLF system: forecasting wet-snow loads on power lines in Italy. IWAIS 2011. China.
- [8] Lacavalla M., Marcacci P. - RSE, Freddo A. - TERNA : Wet-Snow Activity Research in Italy, IWAIS 2015 Uppsala, Sweden
- [9] Lacavalla M., Marcacci P., Frigerio A.: Forecasting and monitoring wet-snow sleeve on overhead power lines in Italy The RSE response to harmful winter blackouts in Italy – EESMS, Trento 2015, Proceedings IEEE
- [10] Gumbel, E.J. (1958). "Statistics of Extremes." Columbia University Press, New York.
- [11] Kotz, S., Nadarajah, S. (2000). "Extreme Value Distributions: Theory and Applications." London: Imperial College Press.

6 SITI WEB

Sito web Progetto europeo EURO4M

<http://www.euro4m.eu/index.html>

Sito web dataset MESAN

<http://exporter.nsc.liu.se/620eed0cb2c74c859f7d6db81742e114/>

Siti workshop sul fenomeno ghiacciamento strutture

IWAIS 2013

<http://iwais.compusult.net/web/guest>

IWAIS 2015

<http://iwais.org/proceedings/>

Committente GdL “Resilienza del sistema elettrico” CT8/28 CEI

Oggetto Approcci alla valutazione della resilienza del sistema elettrico

Contratto -

Note -

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine 44 **N. pagine fuori testo** --

Data 11/11/2016

Elaborato E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto - Dipartimento SSE

Verificato E. Ciapessoni - Dipartimento SSE

Approvato --

Indice

1 PREMESSA 4

1.1 Definizione di resilienza 5

1.2 Indicatori di resilienza 5

1.2.1 Energia non fornita 5

1.2.2 Perdita di carico 6

1.2.3 Durata dell’interruzione del servizio per cliente..... 6

1.2.4 Recupero del carico disalimentato..... 7

1.2.5 Indicatore di costo “Recovery Dependent Resilience” 8

1.3 Framework generale per la quantificazione e la verifica del livello di resilienza..... 10

2 L’APPROCCIO MODEL-BASED “AFTER” PER LA VALUTAZIONE DEI RISCHI DI DISSERVIZIO 11

2.1 Generalità sulla metodologia AFTER..... 11

2.2 Le minacce, le vulnerabilità e guasti: modellistica e disponibilità dei dati 14

2.3 Contingenze critiche e loro selezione 17

2.4 Indicatore di resilienza nell’approccio AFTER 20

2.4.1 Indicatore di Loss of Load 21

2.4.2 Indicatore di rischio 22

2.4.3 Indicatore di ripristino dell’infrastruttura 22

2.5 Una panoramica dello strumento di valutazione del rischio sviluppato in AFTER..... 24

2.6 Esempi applicativi dell’approccio AFTER “model-based” 25

2.6.1 Inquinamento salino..... 26

2.6.2 Monitoraggio del rischio globale di sistema..... 29

2.7 Considerazioni finali..... 31

3 VERIFICA STATISTICA DEGLI INDICATORI DI DISSERVIZIO 32

3.1 Minacce sotto studio 32

3.2 Dati di input 32

3.3 Algoritmo impiegato per il modello statistico 34

3.4 Esempio applicativo dell’approccio “statistico”..... 35

3.5 Considerazioni finali sull’approccio statistico..... 38

4 CONCLUSIONI..... 39

APPENDICE A: ESEMPI DI MODELLI DELLE MINACCE E DELLE VULNERABILITÀ ALL’INTERNO DELL’APPROCCIO “MODEL-BASED” DI RSE..... 42

4.1.1 Ghiacciamento e vento: modello della minaccia e vulnerabilità delle linee..... 42

4.1.2 Inquinamento: modello di minaccia e di vulnerabilità dei componenti..... 42

4.1.3 Alluvioni: modello di minaccia e di vulnerabilità dei componenti..... 44

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
1	14/11/2016	--	

NOMENCLATURA

Nome	Significato
CDF	Cumulative Distribution Function
CR	Contingency Risk
$F(t)$	Funzione di impatto
$S^{(h)}$	Matrice $N_{ev} \times N_s$ dei valori massimi delle variabili di stress associate agli eventi critici dell'area h
$O^{(h)}$	Matrice $N_{ev} \times N_o$ degli indicatori di disservizio per gli eventi critici nell'area h
$h = 1 \dots N_A$	Indice dell'area in studio
$j = 1 \dots N_s$	Indice della minaccia considerata
N_{ev}	Numero di eventi critici in una singola area
N_o	Numero di indicatori di disservizio considerati
pdf	Probability density function
$R(t)$	Resilienza
SI	Systemic Impact (impatto di sistema)
SR	System Risk
TRE	Total Recovery Effort (costo totale di ripristino)
$T_{RESTORE}$	Tempo massimo di ripristino

1 PREMESSA

I sistemi elettrici sono sempre più soggetti a minacce di origine naturale e antropica: i cambiamenti climatici rendono più frequenti eventi meteo estremi (ad alto impatto e bassa probabilità) quali nevicate intense con formazione di manicotti di ghiaccio, trombe d'aria e alluvioni; i furti di materiale sono frequenti, mentre non si può escludere il rischio di azioni di sabotaggio. Tali eventi possono determinare conseguenze in termini di danni all'infrastruttura elettrica, con conseguente fuori servizio di componenti su aree più o meno vaste della rete e disalimentazioni degli utenti.

Per valutare le prestazioni del sistema elettrico nel fornire energia agli utenti anche a fronte di perturbazioni è comunemente utilizzato il concetto di **affidabilità**, definito come

la capacità di un sistema elettrico di fornire con continuità la potenza agli utenti finali entro precisi standard di funzionamento e nella quantità desiderata [1].

L'affidabilità esprime pertanto la probabilità di esercizio soddisfacente del sistema nel lungo termine. Il grado di affidabilità si può misurare attraverso la frequenza, durata e intensità di situazioni di degrado del servizio agli utenti. L'affidabilità si compone di due parti [1]:

- l'**adeguatezza**, capacità del sistema di soddisfare le richieste di potenza e di energia da parte degli utenti in ogni istante, considerando anche i fuori servizi programmati e non programmati dei componenti di rete e
- la **sicurezza**, capacità del sistema di sopportare disturbi improvvisi (contingenze), come cortocircuiti o la perdita di componenti del sistema, preservando le proprie caratteristiche funzionali ossia garantendo la continuità dell'alimentazione degli utenti.

Un altro concetto chiave è la **robustezza**, definita come "la capacità del sistema elettrico di permanere in uno stato normale di funzionamento a fronte di disturbi".

Classicamente la sicurezza del sistema è garantita rispetto al "criterio N-1": a fronte di guasti di singoli componenti di rete, il sistema deve permanere nello stato *normale* (comportamento "robusto") oppure finire in uno stato di *allerta* che non presenta né violazioni dei limiti operativi né disalimentazione del carico, ma non risulta più sicuro rispetto a un ulteriore guasto.

Tuttavia il criterio N-1 può non garantire il corretto funzionamento del sistema a fronte di eventi estremi, in quanto i blackout sono spesso originati da contingenze multiple. Inoltre, il suddetto criterio non considera la probabilità delle contingenze, a sua volta funzione delle minacce che colpiscono il sistema sull'orizzonte temporale di interesse (per l'esercizio, si intende da qualche ora fino a pochi minuti di anticipo rispetto al tempo reale).

Superare il criterio di sicurezza classico N-1 per passare alla sicurezza N-k, tuttavia, non risulta fattibile a causa dei costi inammissibili richiesti per l'irrobustimento della rete a fronte di un set di contingenze decisamente più ampio e severo.

Al fine di caratterizzare meglio il comportamento del sistema e di migliorarne le prestazioni di servizio anche a seguito di eventi estremi, è stato introdotto il concetto di **resilienza**.

1.1 Definizione di resilienza

Nonostante a livello internazionale non si sia ancora arrivati a una definizione pienamente condivisa sulla resilienza e su un suo possibile indicatore, elementi comuni di un sistema resiliente sono sicuramente la capacità di ridurre gli effetti degli eventi estremi (*shock absorption capability*), garantendo almeno un comportamento degradato, e quella di recuperare velocemente (*fast recovery*) dagli effetti dello stesso. Un sistema resiliente è perciò in grado di “reagire” agli eventi severi che ne compromettono il funzionamento, minimizzando i disservizi.

Coerentemente con questa impostazione, nel presente documento si trova opportuno adottare una *definizione operativa di resilienza* analoga a quella data da Lamine Mili et al. in [2]:

La resilienza è la capacità del sistema di reagire agli eventi perturbatori secondo due aspetti distinti,

- *l'assorbimento dei disturbi ("potenziale di assorbimento"), manifestando una degradazione funzionale graduale al crescere della severità degli eventi, e*
- *il recupero "rapido" dai disturbi ("potenziale di recupero") in modo da ridurre l'energia non fornita*

Applicando al caso di eventi estremi un concetto espresso sopra si può affermare che il sistema elettrico, che rispetto a disturbi N-k non può essere reso “robusto” per considerazioni tecnico-economiche, dovrebbe però essere reso resiliente.

Per incrementare la resilienza, si possono adottare due approcci:

- un approccio *passivo*: ne sono esempi l'irrobustimento delle linee o la trasformazione delle linee di distribuzione aeree in linee in cavo per migliorare la robustezza infrastrutturale della rete. Questo approccio è volto a migliorare la capacità del sistema di non subire guasti garantendo la sicurezza.
- un approccio *attivo*, basato su soluzioni di tipo Smart Grid: per esempio, per far fronte ad un evento severo un sistema resiliente può separarsi in sotto-reti, in modo da limitare la propagazione del disturbo e consentire la corretta alimentazione degli utenti almeno nelle aree non colpite dal disturbo. Questo approccio è volto a minimizzare i disservizi e a migliorare la rapidità di recupero, incrementando la flessibilità e l'adattabilità del sistema.

Il presente documento presenta una metodologia generale per la valutazione della resilienza definita da RSE in accordo a diverse metriche, e che considera le proposte dei diversi stakeholder presenti al tavolo di lavoro CEI del CT 8/28 (gestori di rete, centri di ricerca) [3].

1.2 Indicatori di resilienza

La conseguenza della frammentarietà nelle definizioni di resilienza a livello internazionale è il fatto che non esistono indicatori pienamente condivisi per quantificare la resilienza. In letteratura sono stati proposti diversi indicatori; in ogni caso, un indicatore (o metrica) di resilienza considera, *possibilmente in termini economici*, l'impatto di un disturbo e il tempo di ripristino del servizio.

1.2.1 Energia non fornita

La prima metrica (**R_ENS**) è l'**PENS (Energia Non Fornita in MWh)**, dovuta agli eventi meteo estremi occorsi nell'intervallo di tempo in esame. Questa metrica può essere associata a eventi di diverso livello di criticità, in particolare agli eventi estremi (dovuti a cause di forza maggiore). È definita come:

$$R_ENS = \sum_{h=1, \dots, Nev} ENS_h$$

dove N_{ev} è il numero di eventi meteo estremi (associati alle varie minacce) e ENS_h è l'energia non fornita (ENS, *Energy Not Supplied*) a causa dell'evento h , cioè l'area sottesa alla curva del carico perso attivo (MW) nel tempo (vedi figura).

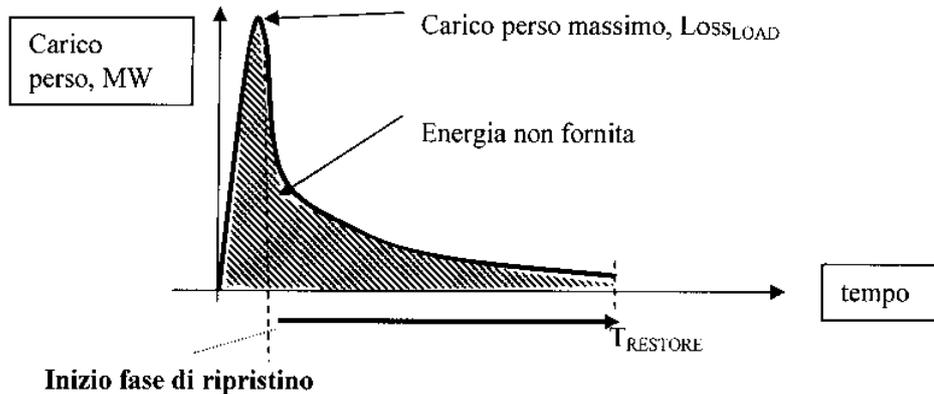


Figura 1. Andamento temporale del carico disalimentato dall'applicazione del disturbo fino al termine del processo di ripristino

Questa metrica dipende sia dall'entità dell'impatto sia dai tempi associati alla fase di ripristino (valorizzabili tramite i costi forniti dall'Autorità, i costi del personale di manutenzione e quelli dei componenti rimpiazzati).

Si tratta di una metrica di "affidabilità" ristretta agli evento meteo severi (si esclude la diretta responsabilità del gestore di rete).

Chiaramente è possibile considerare in modo indipendente l'impatto (perdita di carico) e il tempo di ripristino con due indicatori specifici.

1.2.2 Perdita di carico

In analogia con la precedente, l'indicatore **R_LOL** è l'entità del **LOL (Loss Of Load, perdita di carico, espressa in MW), dovuta agli eventi meteo estremi** occorsi nell'intervallo di tempo in esame (tipicamente un anno). È pertanto definito come:

$$R_LOL = \sum_{h=1, \dots, N_{ev}} LOL_h$$

dove N_{ev} è il numero di eventi meteo estremi (relativi a diversi fenomeni). Questa metrica si focalizza sui tempi associati alla fase di ripristino del servizio all'utente BT/MT (valorizzabili tramite i costi forniti dall'Autorità e i costi del personale di manutenzione e dei componenti rimpiazzati). Si tratta di una metrica di "affidabilità", ristretta agli evento meteo severi (si esclude la diretta responsabilità del gestore di rete).

1.2.3 Durata dell'interruzione del servizio per cliente

L'indicatore **R_DT** è definito come la **durata dell'interruzione del servizio per cliente, DT (espressa in min/cliente), dovuta agli eventi meteo estremi (cause di forza maggiore) occorsi nell'intervallo di tempo** in esame (tipicamente un anno):

$$R_DT = \sum_{h=1, \dots, N_{ev}} DT_h$$

dove N_{ev} è il numero di eventi meteo estremi (relativi a diversi fenomeni).

Questa metrica si focalizza sui tempi associati alla fase di ripristino del servizio all'utente BT/MT (valorizzabili tramite i costi forniti dall'Autorità e i costi del personale di manutenzione e dei componenti rimpiazzati). Si tratta di una metrica di "affidabilità", simile al SAIDI, ma ristretta agli evento meteo severi (si esclude la diretta responsabilità del gestore di rete).

Altri indicatori definiti in letteratura sono presentati di seguito.

1.2.4 Recupero del carico disalimentato

Nota il profilo temporale del carico disalimentato $F(t)$ durante le fasi della perturbazione e del ripristino, è possibile definire diverse metriche di resilienza. Di seguito sono presentate due formulazioni.

Formulazione 1

Nella prima formulazione [2], la resilienza $R(t)$ è definita in funzione del carico alimentato (in termini di potenza oppure numero di utenti alimentati), $F(t)$:

$$R(t) = \frac{F(t) - F(t_d)}{F(t_0) - F(t_d)}$$

dove:

- $F(t_d)$ è il valore del carico alimentato al tempo t_d ovvero a valle dell'applicazione della contingenza (e dei possibili conseguenti scatti in cascata)
- $F(t_0)$ è il valore iniziale del carico alimentato

L'indicatore risultante $R(t)$ è compreso tra 0 ed 1 ed è una funzione del tempo.

Formulazione 2

Ai fini di illustrare la seconda formulazione [5], nella Figura 2 si riporta la dinamica temporale $r(t)$ di un indicatore di performance (ad esempio il carico alimentato).

In particolare, si segnala il verificarsi di due disturbi (chiamati shock in figura): solo l'intensità del secondo evento a $t=t_2$ produce una perdita di carico, ovvero uno scostamento tra la domanda da coprire ("target" performance) e il carico effettivamente alimentato ("actual" performance).

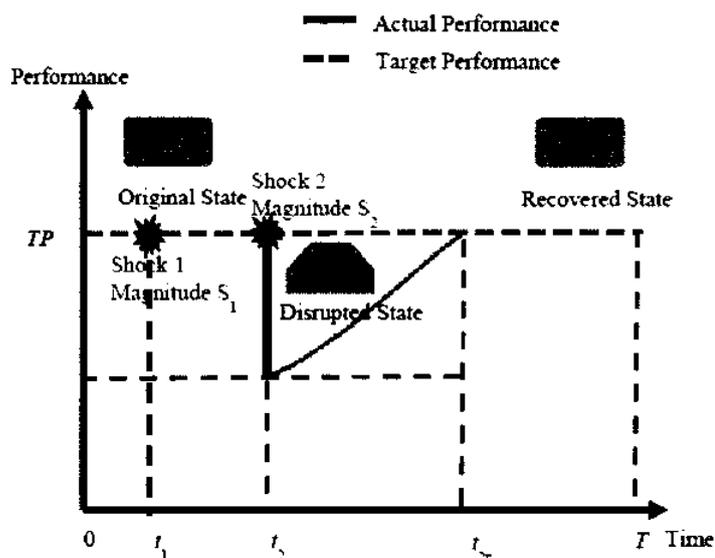


Figura 2: Andamento dell'indicatore di performance a seguito di due disturbi di diversa intensità (shock 1 di modesta entità, shock 2 di intensità S_2 maggiore) [5]

Su questa base, la resilienza è definita come il rapporto tra le aree sottese rispettivamente dalla curva di recupero del carico $r(t)$ e dalla retta TP nell'intervallo temporale tra 0 e T_r :

$$R = \frac{\int_0^{T_r} r(t) dt}{\int_0^{T_r} TP dt}$$

Per valutazioni “ex-ante” di tale indicatore, si può utilizzare la seguente espressione per la funzione di recupero del carico $r(t)$, ottenuta a partire dalle osservazioni degli eventi storici disponibili [5]:

$$r(t) = TP - V + V \left(\frac{t}{T_r} \right)^b \quad 0 \leq t \leq T_r$$

dove:

- TP è il valore dell'indicatore di performance obiettivo (ad es. il carico di rete che deve essere alimentato)
- V è la severità del disturbo (ad es. il carico disalimentato) che dipende sia dall'intensità della minaccia sia dalla vulnerabilità del sistema
- b rappresenta la velocità di ripristino che dipende dalle risorse di ripristino disponibili
- T_r è il tempo necessario per il completo ripristino dell'indicatore di performance (piena rialimentazione del carico)

I parametri della funzione $r(t)$ dipendono dalle caratteristiche del sistema e possono essere tarati a seguito di un'analisi degli eventi passati.

Di conseguenza l'indicatore di resilienza per valutazioni “ex-ante” è dato dalla seguente espressione:

$$R = \frac{\int_0^{T_r} r(t) dt}{\int_0^{T_r} TP dt} = \frac{\int_0^{T_r} \left[TP - V + V \left(\frac{t}{T_r} \right)^b \right] dt}{TP \times T_r}$$

1.2.5 Indicatore di costo “Recovery Dependent Resilience”

Un indicatore di tipo economico, che considera tutti gli aspetti essenziali della resilienza (costi dell'energia non fornita e costi di ripristino), è la Recovery Dependent Resilience (RDR), definita in [6].

Questa metrica, consiste in una combinazione lineare tra il costo dell'energia non fornita ed i costi di rialimentazione del carico, normalizzati sull'energia totale fornita agli utenti, per ogni passo di ripristino. In particolare si compone di due termini:

- Systemic Impact (SI): che rappresenta il costo dell'ENS

$$SI = \sum_t \sum_j c_j (PL_j^U - PL_j^D) \cdot \Delta t$$

- Total Recovery Effort (TRE): che rappresenta i costi di rialimentazione

$$TRE = \sum_t \left\{ \left(\sum_i LC_i \times pers_{i,t} \right) + \left(\sum_k EC_k \times part_{k,t} \right) + \left(\sum_m [OC_{m,t} - OC_{m,t}] \times pow_{m,t} \Delta t \right) \right\}$$

- Su questa base, l'indicatore di Recovery Dependent Resilience si calcola come segue:

$$RDR = \frac{SI + \alpha \times TRE}{\sum_i \sum_j c_j (PL_j^U) \Delta t}$$

dove:

- PL_j^U è il carico di picco in condizioni normali per il carico j-esimo.
- PL_j^D è il carico di picco per il carico j-esimo dopo che lo step t-esimo di ripristino è completato.
- Δt è la durata dello step t-esimo: i.e. time t meno t-1.
- c_j è un peso per il carico j-esimo che stabilisce la priorità dei carichi. Un carico che ha priorità maggiore avrà un peso più grande di un carico con priorità inferiore.
- LC_i è il costo orario del lavoro per il personale della categoria i-esima.
- $pers_{i,t}$ è il numero di ore di lavoro prestate da personale in categoria I durante la fase di ripristino t-esima.
- EC_k è il costo unitario di una parte di ricambio nella categoria k-esima.
- $part_{k,t}$ è la quantità di pezzi di ricambio nella categoria k-esima impiegato nello step t-esimo di ripristino
- $OC_{m,U}$ è il costo di gestione orario per il generatore m-esimo inalterato
- $OC_{m,t}$ è il costo di gestione orario per generatore m-esimo nello step t-esimo di ripristino
- $pow_{m,t}$ è l'energia generata per ora (kW/h) dal generatore m-esimo nello step t-esimo di ripristino.

Il denominatore RDR è un termine di normalizzazione che scala l'indice RDR dalle dimensioni del BPS. Inoltre, α è un peso che viene specificato per indicare l'importanza relativa di continuare a erogare potenza contro la conservazione delle risorse di ripristino. Se l'alimentazione del carico è più importante, α dovrebbe essere inferiore a 1. Se la conservazione delle risorse è più importante, α deve essere superiore a 1. Se si imposta α uguale ad 1, entrambi i fattori hanno pari importanza.

Il calcolo di questo indicatore richiede la possibilità di simulare in modo piuttosto dettagliato il processo di ripristino.

1.3 Framework generale per la quantificazione e la verifica del livello di resilienza

L'approccio proposto da RSE e descritto nei capitoli seguenti consente di:

- (1) quantificare i benefici alla resilienza apportati da specifiche scelte a livello di pianificazione e di esercizio (analisi "what if")
- (2) verificare "ex post" la resilienza del sistema elettrico.

Per rispondere al punto (1), di particolare interesse per i gestori delle reti di distribuzione/trasmissione, RSE ha sviluppato un approccio "model-based" che considera le minacce meteo in termini di una o più variabili di stress aleatorie (derivate dalle previsioni meteo fornite) e dotate di una distribuzione geografica.

I modelli probabilistici delle minacce proposti possono riguardare sia l'orizzonte di pianificazione della rete (modelli di lungo termine) sia quello della pianificazione dell'esercizio (modelli di breve termine).

Relativamente al punto (2), per verificare i risultati ottenuti dagli approcci RSE propone un **approccio statistico** a partire dai dati storici raccolti in occasione di eventi meteorologici precedenti. L'approccio proposto è particolarmente utile per verificare la consistenza dei valori delle metriche di resilienza calcolati dagli approcci "ex-ante" con i dati storici disponibili riguardanti eventi meteo realmente accaduti.

In questo contesto si possono inquadrare le metodologie proposte da **e-distribuzione, a-reti e TERNA** che propongono modelli semplificati delle minacce di interesse (nubifragi e manicotti di ghiaccio) basati sul concetto di "tempo di ritorno" (definizione "frequentistica" di probabilità). Le minacce di interesse per il presente tavolo di lavoro sono le alluvioni, i manicotti di ghiaccio con vento, le trombe d'aria e l'inquinamento salino, che rappresentano un sottoinsieme delle minacce modellizzabili all'interno del framework proposto.

L'approccio RSE è generale e può essere applicato anche ad altre minacce naturali (quali incendi, contatto di alberi, fulminazioni, terremoti e valanghe) ma anche a minacce di natura antropica (sabotaggi, attacchi terroristici).

2 L'APPROCCIO MODEL-BASED "AFTER" PER LA VALUTAZIONE DEI RISCHI DI DISSERVIZIO

Il presente capitolo descrive l'innovativo approccio "model-based", basato sull'analisi del rischio, sviluppato nell'ambito del progetto FP7/AFTER (*A Framework for electrical power systems vulnerability identification, defense and Restoration*) [7], coordinato da RSE, e che ha visto la partecipazione dei seguenti partners **TERNA, CEPS, ELIA, ALSTOM, SIEMENS, CU, ENEA, SINTEF, UCD, UNIGE, JRC**.

Il framework presentato è assolutamente generale ed è applicabile sia alla rete di trasmissione sia a quelle di distribuzione.

L'approccio AFTER definisce un metodo per la quantificazione dei rischi e l'identificazione di un sottoinsieme di contingenze multiple, anche dipendenti, "pericolose".

Gli aspetti originali del metodo sono:

- (1) la modellazione del legame quantitativo tra le cause dei disturbi e le contingenze, attraverso un'estensione della classica definizione di rischio. In particolare, l'approccio AFTER propone un quadro unitario e generale, per la valutazione del rischio, basato sul legame quantitativo tra le cause dei disturbi, vale a dire le minacce (Hazard/Vulnerability Assessment), gli eventi iniziatori stessi (contingenze) e gli impatti sul servizio
- (2) la capacità di individuare e selezionare le contingenze più rischiose in base alle condizioni ambientali / meteo correnti. La conoscenza degli eventi più critici che un sistema elettrico deve affrontare è di fondamentale importanza per migliorare la resilienza del sistema, perché aiuta ad elaborare azioni di controllo preventivo adeguate e permette di perfezionare le procedure di asset management e di gestione delle emergenze da parte degli operatori
- (3) la possibilità di identificare dinamicamente le contingenze multiple più rischiose evitando i costi associati a una applicazione generalizzata di un criterio di sicurezza N-k.

Del resto, l'analisi di resilienza non può prescindere dalla quantificazione, necessariamente probabilistica, di eventi estremi e del loro effetto sul sistema elettrico per identificare i criteri e le modalità più opportune per gestirli.

A tal fine è infatti necessario adottare un approccio "model-based" ex-ante che consenta la quantificazione del rischio di esercizio per valutare a priori la situazione e i benefici (tecnici ed economici) di specifiche azioni volte ad aumentare la resilienza:

- incremento della robustezza infrastrutturale della rete (rinforzi, sostituzione di dispositivi, variazioni di pratiche manutentive),
- adozione di funzionalità di controllo e protezione evolute (controllo preventivi e correttivi, schemi di protezione speciale e piani di difesa innovativi),
- miglioramenti nelle metodologie di ripristino (gestione ottima delle squadre di manutenzione, telecontrollo delle cabine).

2.1 Generalità sulla metodologia AFTER

Sebbene approcci probabilistici basati sul rischio siano adottati da molti decenni nella pianificazione dei sistemi elettrici [8], essi sono relativamente nuovi nelle valutazioni di sicurezza, dove il criterio N-1 è ancora considerato come un buon compromesso tra la completezza dell'analisi e il tempo di calcolo.

Al riguardo, il concetto di rischio è stato introdotto solo di recente in alcuni standard operativi per trattare gli eventi estremi (NERC Std. TPL-001-4 [9]). In Europa, ENTSO-E [10] conferma la necessità di soddisfare il criterio N-1, ma suggerisce un approccio basato sul rischio per quantificare l'opportunità di rendere il sistema sicuro contro specifici disturbi N-k, $k > 1$.

Per catturare lo stretto rapporto tra le minacce e le contingenze, il concetto classico di rischio come una tripla {*contingenza, probabilità, impatto*} deve essere rivisitato ed esteso.

In AFTER, la metodologia di valutazione del rischio si basa sul modello concettuale *bow-tie*, vedi Figura 3, che descrive le relazioni tra cause e le conseguenze di eventi indesiderati.

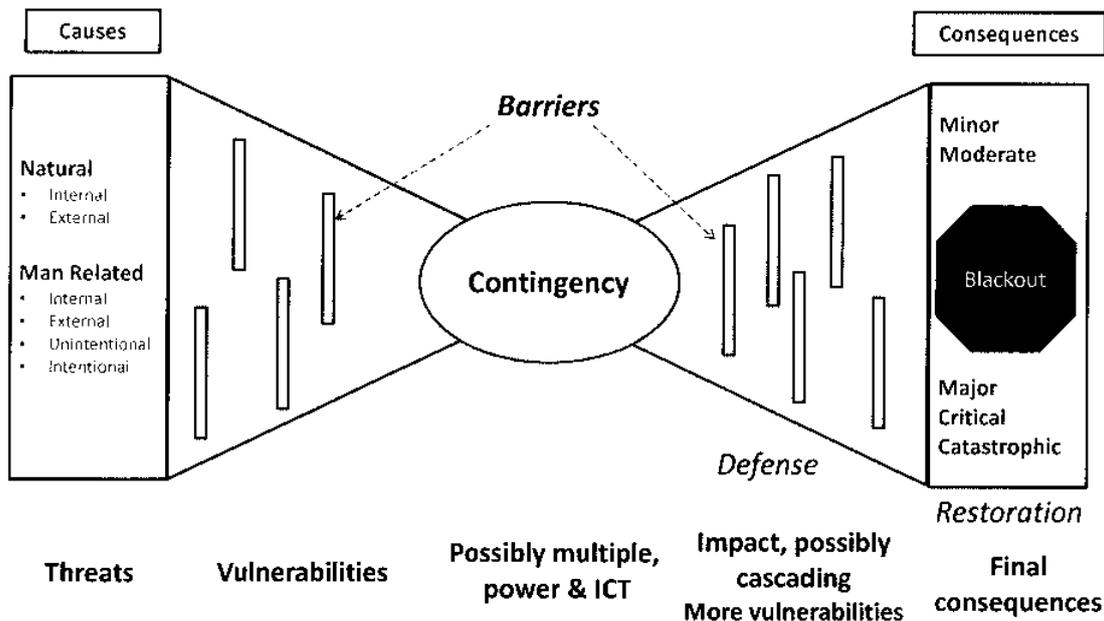


Figura 3. Schema bow-tie per la metodologia AFTER

Classificare le minacce che possono essere causa dei disservizi del sistema elettrico è basilare. In AFTER le minacce possono essere esogene o endogene, ossia interne o esterne al sistema; possono essere naturali o associate all'intervento dell'uomo: queste possono ulteriormente caratterizzarsi come intenzionali o accidentali. Le minacce all'integrità fisica del sistema interessano l'infrastruttura di potenza (componenti in alta tensione) o quella di monitoraggio, controllo, protezione e difesa (come i computer e apparati IED presenti nelle stazioni elettriche, collegamenti elettrici o in fibra ottica per la trasmissione di segnali), ossia i sistemi ICT per l'esercizio del sistema elettrico. Le minacce di tipo "logico" interessano gli aspetti software dei sistemi ICT¹.

¹ Questo elenco si può integrare con l'analogo, per il sistema di potenza, delle minacce logiche dei sistemi ICT: si tratta di minacce "funzionali" associate a situazioni di funzionamento del sistema elettrico con ridotti margini di stabilità.

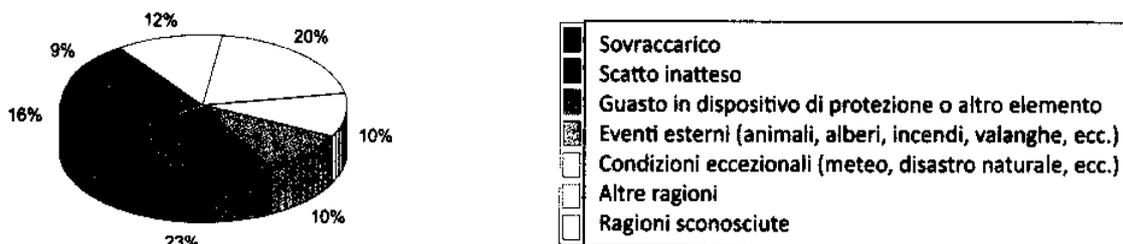
TABELLA I: CLASSIFICAZIONE DELLE MINACCE

MINACCE ALL'INFRASTRUTTURA DI POTENZA	<i>Esterne (esogene)</i>	<i>Interne (endogene)</i>
<i>Naturali</i>	Fulmini, Fuoco, Alte temperature, Inondazioni, Neve, Ghiaccio, ...	Guasti interni di componenti, Esaurimento di
<i>Causate dall'uomo</i>	Danni non intenzionali: errori umani ... Danni intenzionali: Furti, Sabotaggi, ...	Errori degli operatori, Azioni malevole operatori

MINACCE AI SISTEMI ICT	<i>Esterne (esogene)</i>	<i>Interne (endogene)</i>
<i>Naturali</i>	Fulmini, Fuoco, Alte temperature, Inondazioni, Neve, Ghiaccio, ...	Operazioni fuori range, Guasti interni di sistemi ICT, Obsolescenza, ...
<i>Causate dall'uomo</i>	Hacker, Sabotaggi, ...	Errori di operatori, Azioni malevole di operatori, SW bug

Questa classificazione è stata adottata dopo un esame degli annuari statistici disponibili in [8], nonché dei rapporti finali di blackout, volti ad individuare le principali cause di interruzione del servizio e danni alle infrastrutture.

La Figura 4 mostra il contributo delle principali minacce, come percentuale del numero totale di eventi, ai disturbi della rete UCTE (ora ENTSO-E Europa continentale - CE) nel 2008.



Cause dei disservizi nel sistema di potenza

Figura 4. Percentuali delle principali minacce associate ai disturbi sulla rete di trasmissione nel sistema elettrico UCTE Europa continentale (CE) riferite al 2008. Elaborazione RSE di dati ENTSO-e

In accordo al modello *bow-tie* (Figura 3), le minacce possono portare a una contingenza (anche multipla) attraverso un insieme di cause che sfruttano le vulnerabilità dei componenti, mentre una contingenza può portare a conseguenze diverse. L'impatto iniziale può a sua volta influenzare altre vulnerabilità, e l'intervento dei sistemi di controllo, protezione, difesa, scatenando un processo a cascata che alla fine può tradursi in un black-out.

La metodologia AFTER considera anche il caso generale di più componenti sottoposti a minacce multiple, considerando le possibili dipendenze tra le minacce per la valutazione delle loro probabilità di guasto.

2.2 Le minacce, le vulnerabilità e guasti: modellistica e disponibilità dei dati

Le minacce di origine naturale più comuni, di cui è stato sviluppato un modello probabilistico (quando possibile a breve termine, altrimenti a lungo termine), all'interno del prototipo AFTER che implementa l'approccio *model-based*, sono riportate in TABELLA II.

Ogni minaccia è caratterizzata da una o più variabili di stress. Tramite queste quantità, la minaccia sollecita le vulnerabilità dei componenti, portando potenzialmente al guasto degli stessi.

Minacce

Le minacce riguardano sia i componenti di potenza del sistema elettrico, sia i sistemi ICT dedicati al monitoraggio, controllo e protezione dello stesso per i quali sono stati sviluppati i modelli probabilistici di *vulnerabilità alle diverse minacce* per il calcolo della *probabilità di guasto dei componenti*.

TABELLA II: VARIABILI DI STRESS PER LE MINACCE

Minaccia	Variabile di stress [unità di misura]
Tempeste di ghiaccio e neve	Carico su conduttore [N/mm ²]
	Conduttività sugli isolatori [μS/cm ²]
Inquinamento	concentrazione inquinanti su isolatori [mg/cm ²]
Fulmini	Densità dei fulmini a terra [# fulmini/(km ² *h)]
Terremoti	Accelerazione di picco al suolo [m/s ²]
Attacchi fisici intenzionali	Probabilità dello scenario di attacco [#attacchi/settimana]
Frane	Dislocazione di Newmark [m]
Alluvioni	Livello dell'acqua [m]
Incendi	Temperatura isolamento [°C]
Contatto con alberi	Altezza dell'albero [m]
Invecchiamento termico	Temperatura dell'aria [°C]

Si osserva che tutte le minacce oggetto di studio al tavolo di lavoro CEI (alluvioni, inquinamento, manicotti di ghiaccio e vento) rappresentano un sottoinsieme delle minacce modellizzabili e trattabili con l'approccio descritto.

Vulnerabilità e guasti

La combinazione della distribuzione della variabile di stress con le curve di vulnerabilità dei componenti (caratterizzabili -con il grado di dettaglio desiderato- in termini delle norme CEI) permette di calcolare le probabilità di guasto dei singoli componenti e, quindi, la probabilità di occorrenza di contingenze di rete (anche multiple dipendenti e di modo comune). In particolare, la combinazione dei modelli di lungo termine delle minacce con i modelli di vulnerabilità dei componenti consente di quantificare i benefici derivanti da possibili sviluppi di rete.

La Figura 5 illustra la procedura di calcolo della probabilità di guasto dei componenti del sistema elettrico di potenza e dei relativi sistemi ICT, soggetti alla generica minaccia *Thr*: a partire dai dati disponibili si elaborano i modelli probabilistici p_{thr} delle minacce che forniscono la densità di probabilità della/e relativa/e variabile/i di stress sull'orizzonte temporale di interesse (dal lungo termine per analisi di affidabilità, fino al breve termine per la valutazione in linea della sicurezza).

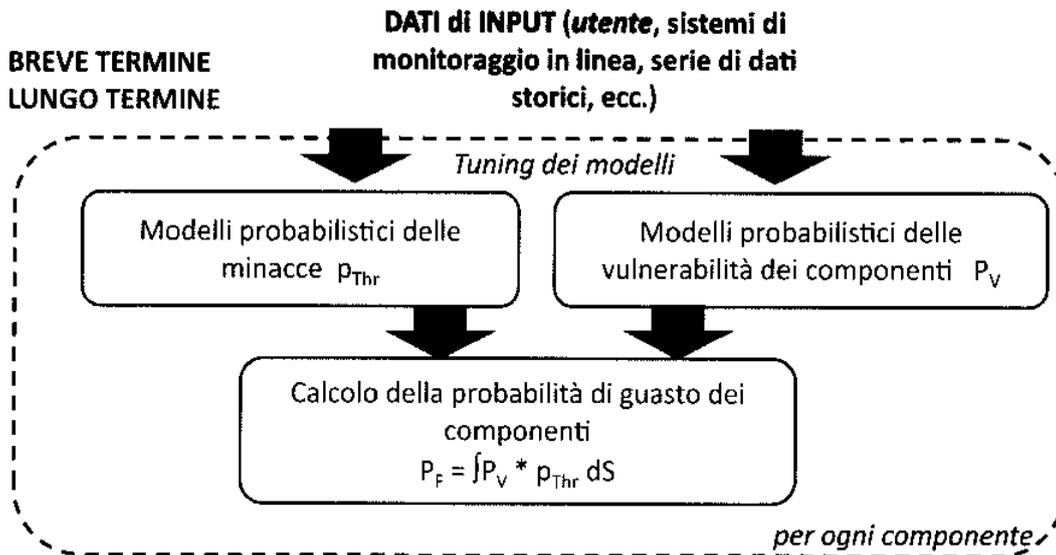


Figura 5. Schema concettuale dell’algoritmo di calcolo delle probabilità di guasto dei componenti

La probabilità di guasto P_F di un singolo componente, la cui vulnerabilità è definita da una funzione di probabilità condizionata $P_V(t|\tau, s, x)$, tra gli istanti di tempo t_0 e t , soggetto ad una singola minaccia caratterizzata da una funzione di densità di probabilità (probability density function, pdf) multivariata nelle variabili {stress, tempo} $p_{Thr}(\tau, s, x)$ si può definire come:

$$P_F(x, t, t_0) = \int_{t_0}^t \int_S P_V(t|\tau, s, x) \cdot p_{Thr}(\tau, s, x) ds d\tau \quad (1)$$

dove:

- $P_F(x, t, t_0)$ è la probabilità che il component localizzato in x si guasti tra gli istanti di tempo t_0 e t ;
- $P_V(t|\tau, s, x)$ è la distribuzione di probabilità condizionata che il component si guasti all’istante di tempo t a causa del valore s della variabile di stress S (relativa alla minaccia Thr) applicata all’istante di tempo τ . Anche le vulnerabilità dei componenti sono funzioni del tempo, a causa per esempio dell’invecchiamento o della manutenzione ;
- $p_{Thr}(\tau, s, x)$ è la pdf della minaccia Thr che applica il valore s della variabile di stress S in posizione x , all’istante di tempo τ : Il termine $p_{Thr}(\tau, s, x) ds d\tau$ rappresenta la probabilità di avere uno stress pari a s all’istante di tempo τ .

Le lettere maiuscole si usano per indicare le variabili aleatorie (e.g. S) e quelle minuscole per le realizzazioni delle variabili aleatorie o per variabili non stocastiche (e.g. s). Le distribuzioni multivariate in (1) dovrebbero essere adeguatamente caratterizzate secondo il componente e la minaccia sotto studio. Il processo di caratterizzazione può presentare diversi problemi a causa della mancanza di sufficienti dati statistici dalle analisi delle serie storiche o dai sistemi di monitoraggio in tempo reale.

Assumendo un “modello medio” della variabile di stress S applicato all’intervallo $\Delta t = t - t_0$ si può utilizzare un modello semplificato per il calcolo della probabilità di guasto dato dall’equazione (2):

$$P_F(x, \Delta t, t_0) = \int_S P_F^{(\Delta t)}(t_0, s, x) \cdot P_{Thr}^{(\Delta t)}(t_0, s, x) ds \quad (2)$$

dove l’apice $^{(\Delta t)}$ si riferisce al modello della minaccia (o della vulnerabilità) mediato sull’intervallo di tempo Δt . L’aspetto interessante della (2) è dato dal fatto che essa si applica a diversi orizzonti temporali, caratterizzando opportunamente il modello probabilistico della minaccia (e della vulnerabilità dei componenti) in base all’intervallo temporale Δt prescelto per lo studio (da poche ore/minuti prima per l’esercizio, fino ad anni prima per la pianificazione della rete).

Disponibilità dei dati

La caratterizzazione dei modelli probabilistici delle minacce e delle vulnerabilità è uno dei principali ostacoli per l’applicazione di tali tecniche nell’ambito del sistema elettrico [12].

L’approccio “*model-based*” alla resilienza richiede un sufficiente set di dati sia per caratterizzare le minacce e le vulnerabilità, sia per calibrare i modelli.

In [13] sono raccolti molti riferimenti interessanti che forniscono le linee guida per le analisi statistiche di dati storici e per lo sviluppo di modelli probabilistici relativi a diverse minacce e vulnerabilità dei componenti/sistemi (su reti di trasmissione e distribuzione), con particolare attenzione agli orizzonti di medio/lungo termine.

Diverse fonti di informazione possono essere utilizzate per identificare i parametri delle distribuzioni delle minacce p_{thr} : in particolare, l’analisi delle serie storiche può aiutare a stimare i parametri delle distribuzioni delle variabili di stress sul lungo termine (tipicamente distribuzioni ai valori estremi)², mentre i modelli delle minacce sul breve termine (15 minuti) sono tarati tramite misure delle variabili di stress (vento, livello di precipitazioni) provenienti da sistemi di monitoraggio in-linea a disposizione dei gestori di rete. A causa della loro frequenza molto bassa, le minacce intenzionali (e non) di natura antropica possono essere caratterizzate solo tramite informazioni qualitative da parte di esperti.

Analogamente i modelli di vulnerabilità possono essere calibrati sulla base di serie storiche di stress e guasti. Alcuni modelli sono presentati nell’Appendice A.

Buoni risultati sono stati ottenuti da RSE dall’analisi comparativa dei modelli probabilistici delle minacce e di vulnerabilità relativi alle fulminazioni rispetto ai dati del mondo reale [13]. Analoghi risultati positivi sono stati ottenuti per quanto riguarda la formazione di manicotti di ghiaccio e sul vento salino. Ulteriori sperimentazioni sono comunque necessario per migliorare i modelli per aumentarne la capacità predittiva e ridurre le incertezze.

² Ne è un esempio l’analisi dei dati storici inerenti al vento sui conduttori condotta da Terna nella propria metodologia, al fine di individuare i parametri della distribuzione Gumbel utilizzata per valutare la probabilità del fenomeno.

2.3 Contingenze critiche e loro selezione

L'impatto di dette contingenze può essere calcolato rapidamente tramite metriche topologiche e modelli semplificati degli scatti in cascata e del ripristino del sistema elettrico, che si traducono nei consueti indicatori di disservizio.

La selezione delle contingenze più "rischiose" da analizzare in dettaglio comprende due fasi: (1) la selezione dei componenti critici e (2) l'identificazione delle contingenze rischiose [13][15].

Selezione dei componenti critici (stadio I)

Nella prima fase i componenti sono ordinati in termini di probabilità di guasto decrescente.

Si adotta quindi la tecnica della somma cumulativa [16] che calcola il vettore delle somme cumulate delle probabilità di guasto dei componenti riordinati $F(l) = \sum_{h=1}^l P_{F,h}$ e identifica il componente l' -esimo tale che la sua somma cumulata di guasto sia una frazione α della probabilità totale di guasto (definita come somma delle probabilità di guasto di tutti i componenti di rete, $P_{F_TOT} = \sum_{h=1}^N P_{F,h}$). L'insieme di tutti i componenti dal più critico fino a l' costituisce il set di componenti critici (si veda la Figura 6). Il parametro α è chiamato "frazione della probabilità di guasto totale spiegata".

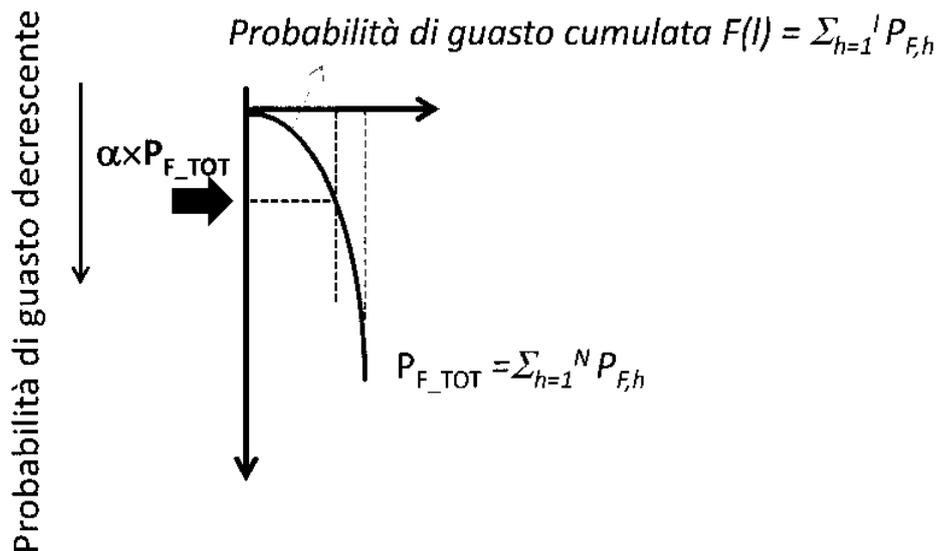


Figura 6. Determinazione del set di componenti critici tramite l'algoritmo basato sulla somma cumulativa

Generazione di set esaustivi di contingenze singole e multiple

Successivamente si utilizza un algoritmo di enumerazione per generare le contingenze singole e multiple che coinvolgono i componenti critici. Supponendo tassi di guasto costanti negli intervalli Δt utili per l'esercizio (per esempio 15 minuti), si ottiene un modello della probabilità di occorrenza di una contingenza $pctg(t)$ – cioè guasto di uno o più componenti – combinando la distribuzione esponenziale del "tempo di guasto" di tutti i componenti interessati: il valore di probabilità utilizzata nello stadio II del processo di screening è il valore massimo ($prob_{crit}$) di $pctg(t)$ su Δt .

Le contingenze oggetto della enumerazione sono:

- N-1 di ramo (linea e trasformatore) e di generatore
- multiple di modo comune: fuori servizio di k rami soggetti alla stessa minaccia (ad esempio una tempesta).
- multiple dipendenti applicate ai sistemi di sbarre, alle centrali ed alle doppie terne

L'approccio "model-based" proposto collega le probabilità di guasto dei singoli component critici alla probabilità di occorrenza della contingenza. Per esempio, ad un set di M rami critici si associano:

- le contingenze multiple di ramo di "modo comune": la probabilità $P_{CTG}(t)$ di occorrenza di una specifica combinazione di m scatti ed M-m non-scatti è data dalla (3).

$$P_{CTG}(t) = \prod_{l \in \Gamma^m} p_l(t) \times \prod_{l \in \bar{\Gamma}^m} (1 - p_l(t)) \quad (3)$$

dove $\bar{\Gamma}^m$ è l'insieme complementare di Γ^m (sottoinsieme degli m rami scattati) e $p_l(t)$ la probabilità di guasto del ramo l . la dipendenza di modo comune è data dai singoli fattori del prodotto (cioè le probabilità di guasto dei rami) che cambiano tutte secondo l'estensione e l'intensità della minaccia stessa, sfruttando il modello geo-spaziale disponibile della minaccia.

- Le contingenze multiple funzionalmente dipendenti che riguardano i sistemi di sbarra delle sottostazioni incluse le sottostazioni che interconnettono le centrali con la rete. Infatti, la combinazione di un guasto ICT (come un interruttore guasto) e di un guasto di ramo può portare a queste contingenze. La Tabella II riporta la probabilità delle principali contingenze dipendenti con focus sui sistemi a doppia sbarra

I simboli adottati sono elencati di seguito: $p_{Bv}(t)$ e $p_{HBS}(t)$ sono rispettivamente la probabilità di guasto della sbarra v e della semisbarra X , $p_{k,A}(t)$ la probabilità di guasto del circuito A della doppia terna k , C e ρ_k sono rispettivamente il modello di correlazione (basato su copula Gaussiana) ed il relativo coefficiente di correlazione di Pearson per i guasti di doppia terna, $p_{trafo,j}(t)$ la probabilità di guasto del trasformatore j -esimo, $p_{CB,oc}$, $p_{BDP,oc}$ e $p_{K,oc}$ le probabilità di "mancata risposta a comando" rispettivamente dell'interruttore j -esimo (CB – Circuit Breaker), della protezione differenziale di sbarra (Bus Differential Protection, BDP) e del congiuntore di sbarra (K).

TABELLA III. PROBABILITÀ DI OCCORRENZA DELLE CONTINGENZE DIPENDENTI DI SBARRA E DI RAMO

Contingenza	Probabilità
Scatto del circuito A della doppia terna i	$p_{i,A}(t) - C(p_{i,A}(t), p_{i,B}(t), \rho_i)$
Scatto della doppia terna i	$C(p_{i,A}(t), p_{i,B}(t), \rho_i)$
Solo per semisbarre separabili su sistema a doppia sbarra	
Scatto dei montanti della semisbarra X ($X = 1, 2$) della sbarra v	$1 - \left[\begin{aligned} & (1 - p_{HBX}(t)) \times \prod_{\substack{l = \{ \text{singoli circuiti di linea connessi} \\ \text{alla semisbarra X} \}}} (1 - p_l(t) \cdot p_{CB,oc}) \times \\ & \times \prod_{\substack{k = \{ \text{scatto di circuiti singoli di} \\ \text{doppie terne connesse} \\ \text{alla semisbarra X} \}}} (1 - (p_{k,A}(t) - C(p_{k,A}(t), p_{k,B}(t), \rho_k)) \cdot p_{CB,oc}) \times \\ & \times \prod_{\substack{j = \{ \text{trasformatori connessi} \\ \text{alla semisbarra X} \}}} (1 - p_{trafo,j}(t) \cdot p_{CB,oc}) \end{aligned} \right]$
Scatto dei montanti dell'intera sbarra	$p_{Bv}(t) \cdot (p_{BDP,oc} + p_{K,oc})$
Scatto della doppia terna i + montanti della semisbarra della linea guasta i	$C(p_{i,A}(t), p_{i,B}(t), \rho_i) \cdot p_{CB,oc}$

In particolare, l'approccio considera due modi di guasto degli interruttori:

- La probabilità di "mancata risposta a comando" $p_{CB,oc}$ definita in termini di frequenza e quantificata tramite indagini a livello internazionale (IEEE, CIGRE)

- La probabilità di guasto nel tempo $p_{CB}(t)$ che dipende dalle condizioni ambientali ed è modellata tramite adeguati modelli di vulnerabilità. La probabilità di guasto complessiva della sbarra $p_{Bv}(t)$ in (4) include la probabilità di guasto sia dei segmenti metallici della sbarra $p_{Mv}(t)$ sia degli $N_{PT}^{(v)}$ trasformatori di tensione (Potential Transformer, PT) e degli $N_{CB}^{(v)}$ interruttori connessi alla sbarra v .

$$p_{Bv}(t) = 1 - \left[(1 - p_{Mv}(t)) \cdot \prod_{i=1}^{N_{CB}^{(v)}} (1 - p_{CBi}(t)) \cdot \prod_{j=1}^{N_{PT}^{(v)}} (1 - p_{PTj}(t)) \right] \quad (4)$$

I generatori critici determinano la criticità delle sbarre delle stazioni di interconnessione della relativa centrale. In particolare, la valutazione della probabilità di occorrenza delle relative contingenze dipendenti funzionali tengono conto della probabilità di guasto dei generatori stessi.

Filtraggio delle contingenze più rischiose (stadio II)

Le contingenze così enumerate sono ulteriormente filtrate valutando – in modo approssimato ma veloce – la riduzione della robustezza del sistema a seguito delle contingenze tramite metriche topologiche (tra cui la net-ability [17] e la lunghezza geodesica inversa media [18]).

Lunghezza geodesica inversa media (Average Inverse Geodesic Length AIGL):

$$AIGL = \frac{1}{N_B(N_B - 1)} \sum_i^{N_B} \sum_{j \neq i}^{N_B} \frac{1}{d_{ij}}$$

dove d_{ij} è la lunghezza elettrica del percorso più breve tra i nodi i e j . È una misura del livello di magliatura della rete

Net-Ability (NETAB),

L'indice sfrutta il loadflow in corrente continua e valuta il livello di congestion sui corridoi tra i generatori ed i carichi [17]. In particolare, l'indice di net-ability è dato dalla formula seguente:

$$NETAB = \frac{1}{N_G N_D} \sum_{i \in \Theta} \sum_{j \in \Psi} C_{ij} \sum_{k \in H_{ij}} p_{ij}^k \frac{1}{d_{ij}^k}$$

dove Θ e Ψ sono rispettivamente gli insiemi dei nodi di generazione e di carico, mentre H_{ij} è il set di percorsi dal generatore i al carico j ; nello stesso modo N_G e N_D sono rispettivamente il numero totale dei nodi di generazione e di carico. Infine, p_{ij}^k è la quota di potenza del percorso k nel trasmettere la potenza dal nodo i a j , e C_{ij} è la capacità di trasmissione tra il nodo di generazione i e quello di carico j .

L'algoritmo di selezione prevede diverse opzioni per ridurre il set di contingenze: l'utente può scegliere ad esempio la soglia di minimo rischio "ex-ante" e la frazione di probabilità totale di guasto spiegata α .

2.4 Indicatore di resilienza nell'approccio AFTER

Come sopra riportato la resilienza considera due aspetti: la sicurezza a fronte di disturbi e il rapido ripristino delle utenze disalimentate. Diverse proposte sono state avanzate in letteratura per combinare opportuni indicatori di sicurezza e di ripristino calcolati "ex-ante", in modo da ottenere un indicatore rappresentativo della resilienza per gli operatori.

In particolare, gli indicatori considerati per caratterizzare la risposta del sistema ai disturbi (vedi Figura 1) sono:

- **Indicatore di probabilità:** probabilità di occorrenza $prob_{ctg}$ di un evento di rete (anche multiplo). Questo indicatore dipende evidentemente dall'intensità delle minacce ma anche dalla "vulnerabilità dei componenti" di rete.
- **Indicatore di impatto:** il valore massimo del carico perso a seguito dei possibili fenomeni di cascading, $LOSS_{LOAD}$, in MW. Questo indicatore è una misura della "vulnerabilità del sistema"
- **Indicatore di rischio:** valore atteso (nell'intervallo di analisi) del carico perso a fronte di una contingenza di probabilità $prob_{ctg}$
- **Indicatore di ripristino:** il tempo necessario per rialimentare una percentuale fissa del carico perso, $T_{RESTORE}$, in minuti. Tale indicatore valuta la capacità di recupero del sistema

Su questa base, si può definire una metrica della resilienza³ come l'inverso del rischio:

$$RSL = \frac{1}{(prob_{ctg} \times LOSS_{LOAD})}$$

L'indicatore RSL può anche essere espresso in dB (con base un livello di base di resilienza pari a 1 per il calcolo dei dB) in modo da rendere più agevole la comparazione dei valori dell'indicatore per disturbi con valori di rischio di contingenza ($prob_{ctg} \times LOSS_{LOAD}$) molto diversi.

$$RSL = 10 \times \log_{10} \left(\frac{1}{(prob_{ctg} \times LOSS_{LOAD})} \right) = -10 \times \log_{10} (prob_{ctg} \times LOSS_{LOAD})$$

Per quanto riguarda la stima dell'energia non fornita si può applicare un *metodo convenzionale* supponendo un *tasso di rialimentazione costante* del carico. In particolare, data una percentuale p di carico ancora non alimentato dopo il tempo massimo di ripristino (ad es. 5%) $T_{RESTORE}$, la curva di decrescita della potenza disalimentata è pari a:

$$P(t) = LOSS_{LOAD} \times e^{-rt} \text{ dove } r = -\frac{\ln p}{T_{RESTORE}}$$

Di conseguenza l'energia non fornita durante il processo di rialimentazione è stimata tramite l'espressione:

$$ENS(t) = \frac{p-1}{\ln p} \times T_{RESTORE} \times LOSS_{LOAD}$$

La metodologia "model-based" consente la quantificazione dei due indicatori di probabilità e di impatto. Si vedano a tal proposito i due sottoparagrafi successivi.

³ in linea con l'indicatore fornito da *e-distribuzione* per la valutazione della resilienza delle reti di distribuzione

2.4.1 Indicatore di Loss of Load

L'approccio AFTER consente di valutare l'indicatore di impatto $Loss_{LOAD}$ tramite un motore quasi-statico che simula –almeno nelle sue prime fasi- anche i processi di scatto in cascata che possono essere originati da contingenze (singole e multiple) applicate al sistema. In particolare, il motore di calcolo utilizza alberi di eventi probabilistici per analizzare un insieme esaustivo di percorsi di scatti in cascata considerando i guasti latenti dei relay e l'incertezza nella taratura delle protezioni; ad ogni percorso il tool associa un impatto in termini di MW persi e la probabilità condizionata di verificarsi.

La valutazione della probabilità di ogni percorso di scatti in cascata all'istante t si basa sull'algoritmo illustrato in Figura 7. Ogni stato "figlio" allo step k appartiene al set $S_{c,k}$ ed è generato da uno degli stati che compongono l'insieme $S_{p,k}$ degli "stati padre" al passo $(k-1)$. Una transizione tra due successivi step del percorso nell'albero di eventi si caratterizza con uno stato padre (nodo in alto nell'albero) ed uno stato figlio (uno dei nodi in basso che esce dal nodo "padre"). Lo stato padre allo step 1 è lo stato del sistema dopo l'applicazione della contingenza. La probabilità di avere un certo stato figlio $S_{c,k}^{(i2)}$ al più all'istante t dato che si è verificato uno specifico stato padre $S_{p,k-1}^{(i1)}$ prima dell'istante t è dato dalla (5). La valutazione della probabilità condizionata dell'intero percorso di scatti si ottiene applicando iterativamente la (5) tenendo conto che l'insieme di stati "padre" per lo step $k+1$ corrisponde al set di stati figlio allo step k .

$$P(t_{S_{c,k}^{(i2)}} \leq t, t_{S_{p,k-1}^{(i1)}} < t) = \int_{t_0}^t P_{S_{c,k}^{(i2)}}(t | \tau) \cdot p_{S_{p,k-1}^{(i1)}}(\tau) d\tau \quad (5) = \int_0^t P_{Sc}(t|\tau) p_{Sp}(\tau) d\tau$$

dove $p_{S_{p,k-1}^{(i1)}}(\tau)$ è la densità di probabilità dell'istante di tempo in cui si verifica lo stato padre $S_{p,k-1}^{(i1)}$ mentre $P_{S_{c,k}^{(i2)}}(t | \tau)$ è la probabilità condizionata che lo stato $S_{c,k}^{(i2)}$ si verifichi al più all'istante t .

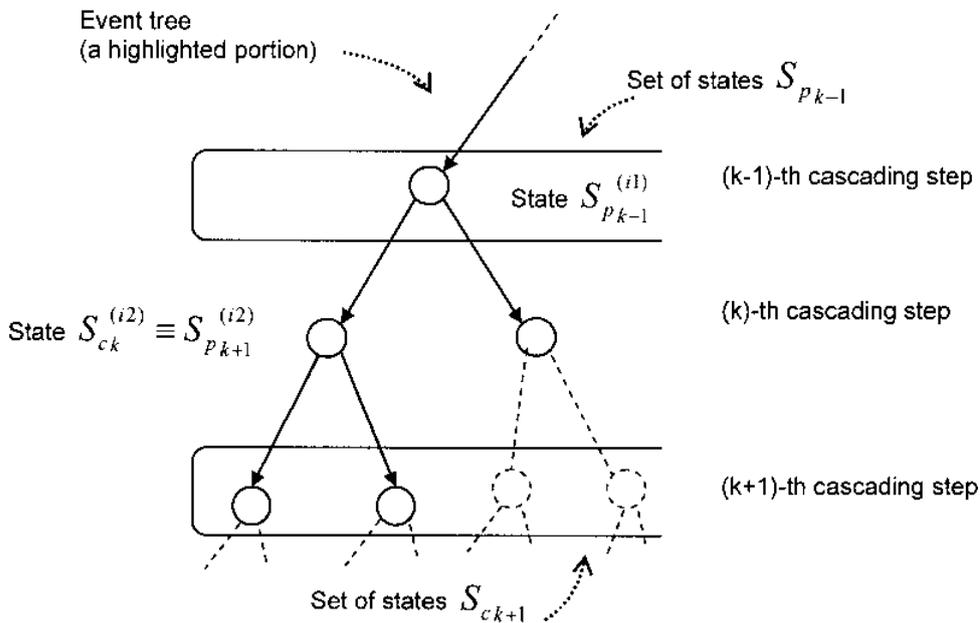


Figura 7. Algoritmo per la valutazione della probabilità del percorso di scatti

2.4.2 Indicatore di rischio

Come si è visto nell'approccio AFTER si utilizza un *concetto esteso di rischio*, che considera le *minacce*, le *vulnerabilità*, le *contingenze*, i *sistemi di difesa* e gli *impatti*. La definizione adottata in AFTER permette di collegare gli studi PHA (Probabilistic Hazard Analysis) con le analisi SA (Security Assessment), spostando l'attenzione sulle cause alla radice degli eventi di disservizio. Si tratta di un passo in avanti rispetto alle tecniche classiche di PRA (Probabilistic Risk Assessment) [20] in cui la probabilità della contingenza è di solito derivata da analisi statistiche di dati storici e non corrisponde alle condizioni ambientali attuali dove opera il sistema elettrico.

In particolare, l'indicatore di rischio adottato è il valore atteso dell'impatto delle contingenze considerando le minacce e le vulnerabilità dei componenti. L'azione di minacce sulla rete dipende anche dalle specifiche condizioni (attuali o previste) CO_j in cui si trova l'aggregato {sistema elettrico, ambiente}: queste includono le condizioni strettamente operative (profili di carico, il dispacciamento della generazione e la topologia di rete) ma anche la temperatura ambiente, la velocità del vento.

Il rischio può essere associato a:

- una contingenza specifica (giudicata "pericolosa" nella specifica CO_j soggetta a Thr_p): gli indicatori di *rischi di contingenza* indirizzano gli operatori verso gli eventi con più alto rischio (per pianificare azioni di controllo adeguate)
- la condizione operativa e l'insieme di contingenze "pericolose": gli indicatori globali quantificano come varia nel tempo il *rischio del sistema* sotto minacce in continua evoluzione.

Il rischio associato ad una contingenza CR_{ctg} ed il rischio di sistema SR sono riportati di seguito:

$$CR_{ctg} = imp_{Thr_p}^{CO_j}(ctg) \times prob_{Thr_p}^{CO_j}(ctg)$$

$$SR = \sum_{ctg=1}^{N_{Thr_p}^{CO_j}} CR_{ctg}$$

dove $imp_{Thr_p}^{CO_j}(ctg)$ e $prob_{Thr_p}^{CO_j}(ctg)$ sono l'impatto e la probabilità della contingenza ctg in funzione delle condizioni operative CO_j e della minaccia Thr_p , mentre $N_{Thr_p}^{CO_j}$ (funzione di Thr_p e di CO_j) rappresenta il numero di contingenze selezionate come "pericolose".

Il framework basato sul rischio proposto consente di valutare i seguenti fattori influenti:

- (1) incertezze previsionali delle rinnovabili e del carico, per prevedere le condizioni operative nella pianificazione dell'esercizio [21],
- (2) incertezza nella risposta dei sistemi di difesa manuali ed automatici a causa di guasti ICT o ritardi degli operatori.

2.4.3 Indicatore di ripristino dell'infrastruttura

La valutazione dell'indicatore di ripristino è decisamente più complessa, in quanto include sia le misure per la rialimentazione delle utenze in assenza di accesso a determinate infrastrutture di rete (ripartenza) sia la riparazione delle infrastrutture collassate per consentire il pieno accesso alle infrastrutture di rete (recupero). I tempi di ripristino sono influenzati da svariati fattori, tra cui il tipo di generazione disponibile, la disponibilità di interconnessioni per la riaccensione, il livello di automazione della rete, la preparazione del personale, ecc.

Una stima dei tempi di riparazione delle infrastrutture collassate è proposto in [19]. Il tempo per il recupero (pieno accesso alle infrastrutture di rete) può essere decisamente superiore al tempo necessario a rialimentare la percentuale stabilita (ad es. 95%) delle utenze staccate. Quindi la stima del tempo necessario per ripristinare l'infrastruttura fisica fornisce una stima conservativa del tempo di rialimentazione.

Si tratta di un modello di ripristino dell'infrastruttura fisica applicato alle linee di trasmissione. Con opportuni adattamenti può estendersi ad altri componenti localizzati nelle sottostazioni.

Ad ogni segmento di linea si associano cinque intervalli di tempo, come nella Figura 8.

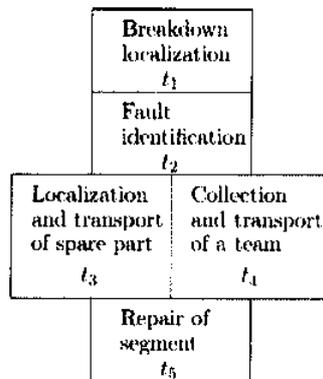


Figura 8. Schema delle componenti del tempo di riparazione di una linea collassata

Il tempo totale di ripristino di un dato segmento i è dato da: $Tres(i) = t_1(i) + t_2(i) + \max(t_3(i), t_4(i)) + t_5(i)$. Ad ogni tempo si associa una distribuzione di probabilità di tipo Weibull (tipica per i tempi di riparazione dei componenti).

Il metodo consente di considerare anche la correlazione tra i tempi dei diversi segmenti: ad esempio il tempo di localizzazione del guasto (t_1) influenza il tempo di trasporto del materiale e del personale fino al punto guasto (t_3 e t_4).

A tal fine si definisce quindi una matrice di correlazione Σ tra i tempi $t_{1...5}(i)$ di tutti i segmenti i collassati. A tal punto si applica la seguente procedura:

- Si calcolano i coefficienti a della trasformazione TPNT (Third Order Polinomial normal transformation) che trasforma le variabili non normali dipendenti $t_{1...5}$ in variabili normali dipendenti X

$$t_q = a_{0,q} + a_{1,q} \cdot X_q + a_{2,q} \cdot X_q^2 + a_{3,q} \cdot X_q^3 \quad \forall q = 1...5$$

- si calcola la matrice di correlazione Σ' tra le variabili X
- si calcolano i $2m+1$ vettori di variabili Y normali indipendenti $N(0,1)$ e i relativi pesi W secondo le formule del metodo Point Estimate Method
- si calcola la trasformata di Cholesky $G_{\Sigma'}$ della matrice Σ' , tale che: $\Sigma' = G_{\Sigma'} G_{\Sigma'}^T$
- si calcolano i vettori delle variabili normali dipendenti X , t.c. $X = G_{\Sigma'} \cdot Y$
- si calcolano i $2m+1$ vettori delle variabili originarie $t_{1...5}$ a partire dai vettori delle X , mediante la Third Order Polinomial normal transformation (TPNT)
- si esegue il calcolo del tempo $Tres(i)$ per ogni segmento i collassato per ogni vettore dei tempi $t_{1...5}$
- si calcolano i momenti non centrali di ciascuna $Tres(i)$:

$$E(Tres) = \sum_{l=1}^N \sum_{k=1}^3 w_{l,k} \cdot Tres(l, k)$$

$$E(Tres^j) = \sum_{l=1}^N \sum_{k=1}^3 w_{l,k} \cdot Tres(l, k)^j$$

Questa procedura consente di quantificare la distribuzione di probabilità del tempo di ripristino $Tres(i)$ di ciascuna infrastruttura collassata i . Il tempo totale del ripristino delle infrastrutture critiche $T_{PHYS_RESTORE}$ (quota parte dell'indicatore di ripristino $T_{RESTORE}$) è limitato da due valori:

$$T_{PHYS_RESTORE,MIN} = \max_i(Tres(i))$$

$$T_{PHYS_RESTORE,MAX} = \sum_i(Tres(i))$$

Il valore minimo assume che le riparazioni partano contemporaneamente (piena disponibilità di squadre di manutenzione e di vie di trasporto). Il valore massimo assume invece che le riparazioni siano svolte sequenzialmente (un'unica squadra disponibile).

Un valore ragionevole per $T_{PHYS_RESTORE}$ si può valutare interpolando linearmente i due valori estremi in base al numero N_{sq} di squadre di manutenzione impiegate.

$$T_{PHYS_RESTORE} = T_{PHYS_RESTORE,MAX} + \frac{T_{PHYS_RESTORE,MIN} - T_{PHYS_RESTORE,MAX}}{i-1} \times (N_{sq} - 1)$$

2.5 Una panoramica dello strumento di valutazione del rischio sviluppato in AFTER

La Figura 9 mostra l'architettura del prototipo sviluppato in ambiente MATLAB per la valutazione del rischio.

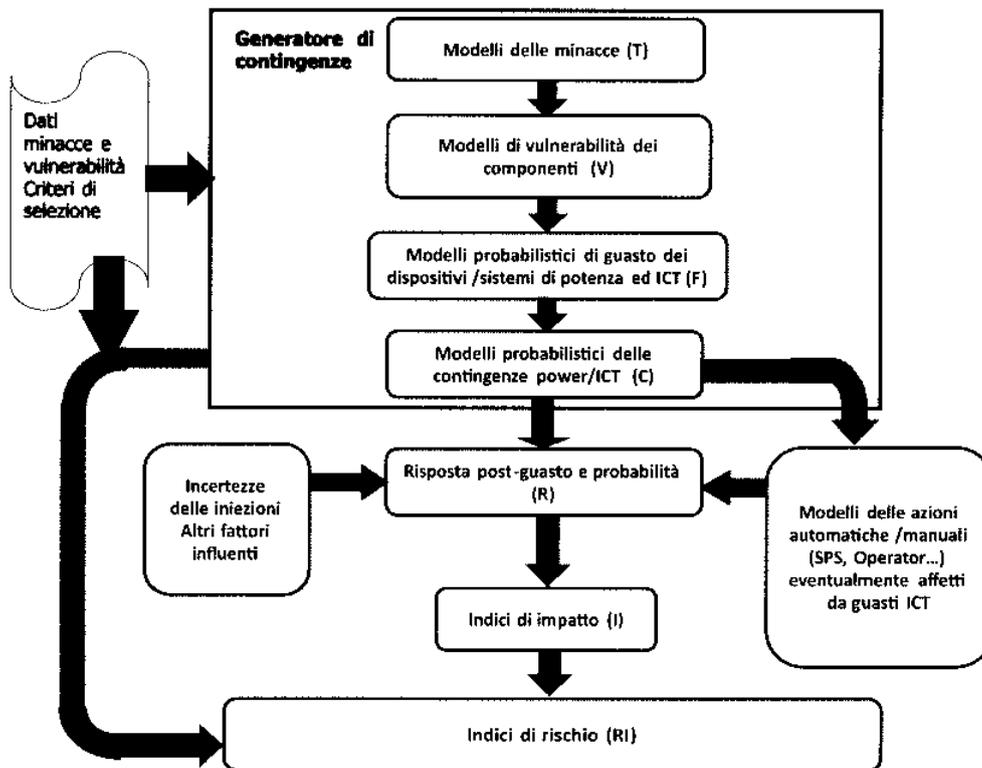


Figura 9. Architettura dello strumento di valutazione del rischio del sistema power/ICT in AFTER

I moduli del generatore di scenari (parte superiore del diagramma) applicano la modellazione probabilistica alla minaccia ed alla vulnerabilità dei componenti del sistema di potenza ed ICT, determinando la probabilità di guasto dei componenti. Il modulo C seleziona i componenti critici, successivamente genera l'elenco esaustivo di contingenze singole e multiple, poi filtrate sulla base del rischio "ex-ante". La risposta del sistema alle contingenze è analizzata con un simulatore nel dominio del tempo e un motore quasi-statico di fenomeni in cascata disponibili nel modulo R. I moduli I ed RI calcolano rispettivamente l'impatto di ogni contingenza, e gli indicatori che misurano il rischio di contingenza e di sistema.

La disponibilità di alcuni dati provenienti dall'esercizio reale e relativi alle fulminazioni alpine ha consentito la verifica della consistenza della modellistica probabilistica proposta con l'effettivo comportamento del sistema a fronte delle minaccia "fulminazioni". Dall'analisi [14] emerge che il tasso medio di guasto annuo

$\lambda_{\text{annuale medio}}$ di una linea di trasmissione a 220kV è $3.5 \cdot 10^{-10}$ guasti/(km·s). Assumendo 15 ore di meteo avverso nella regione di studio, si stima un tasso di guasto $\lambda_{\text{meteo avverso}}$ nei quarti d'ora di meteo avverso:

$$\lambda_{\text{BadWeather}} \cdot 15 \cdot 4[\text{quarto d'ora}] = \lambda_{\text{yearly average}} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 =$$

$$= 1.8 \cdot 10^{-4} \text{ nr fulmini}/(\text{km} \cdot \text{quarto d'ora})$$

Ciò significa $5.4 \cdot 10^{-5}$ guasti/(quarto d'ora) per ogni campata di linea (assumendo una lunghezza di 300 m per la campata di una linea a 220 kV). La simulazione di una severa tempesta di fulmini su una porzione di rete realistica a 220 kV assumendo una densità di fulminazione al suolo pari a 3.2 fulmini/(h·km²), un valore realistico per tempeste severe, mostra che la probabilità massima di guasto su 10 minuti sulla campata da 300 m di una linea a 220 kV più esposta alla tempesta risulta pari a $3.6 \cdot 10^{-5}$ fulmini/(10 min), in ottimo accordo con la stima precedente.

2.6 Esempi applicativi dell'approccio AFTER “model-based”

Il prototipo è stato applicato ad un modello realistico della rete AAT italiana a 220/400 kV in condizione di basso ed alto carico. La simulazione è stata svolta su un sottoinsieme dei modelli disponibili di minacce sia naturali sia antropiche, focalizzando l'attenzione, in termini esemplificativi, su due minacce di interesse del tavolo di lavoro:

- Inquinamento salino
- Manicotti di ghiaccio con vento.

Si tenga conto delle seguenti assunzioni:

- L'analisi utilizza un modello che include esclusivamente la rete di trasmissione a 220/400 kV: la rete di subtrasmissione e quelle di distribuzione non sono modellate (gli scambi di potenza tra subtrasmissione e trasmissione sono modellati come carichi equivalenti). La metodologia è generale e facilmente estendibile alle reti di distribuzione
- Le alluvioni, con riferimento ai livelli di acqua presi in considerazione dall'approccio a-reti, determinano prevalentemente effetti (danni strutturali e disservizi) sulle reti di distribuzione piuttosto che su quella di trasmissione, quindi non sono considerate in tale analisi.
- Il modello di accrescimento dei manicotti è semplificato rispetto a quello proposto (Makkonen) per neve umida, ma la piattaforma è flessibile e consente l'adozione dei modelli specifici
- Sono stati adottati modelli probabilistici di breve-medio termine per le minacce (utili in un contesto di esercizio). Tuttavia, è possibile condurre l'analisi anche con i corrispondenti modelli di lungo termine utili per valutazioni di pianificazione di rete (orizzonte pluriennale di sviluppo della rete).

Gli scenari di minaccia analizzati (in quanto di maggior interesse per il tavolo di lavoro) sono riportati nella TABELLA IV.

TABELLA IV. CARATTERISTICHE DEGLI SCENARI DI MINACCIA.

Nome Scenario	Compartimento di rete	Descrizione
Tempesta di neve 1	Venezia	Tempesta di neve moderata con vento fino a 35 m/s e precipitazioni moderate
Tempesta di neve 2		Tempesta di neve intensa con vento fino a 35 m/s e precipitazioni intense
Ghiacciamento 1		Ghiacciamento moderato
Ghiacciamento 2		Ghiacciamento intenso
Tempesta di vento 1	Palermo	Tempesta di vento moderata con venti fino a 35 m/s
Tempesta di vento 2		Tempesta di vento intensa con venti fino a 45 m/s
Inquinamento P1		Inquinamento modesto
Inquinamento P2		Inquinamento moderato
Inquinamento P3		Inquinamento intenso

In particolare nel sottoparagrafo 2.6.1 vengono discussi in dettaglio i risultati relativi agli scenari di inquinamento salino sull'area di Palermo (scenari P1, P2 e P3). Il sottoparagrafo 2.6.2, invece, descrive un'applicazione "smart" per la pianificazione dell'esercizio, ovvero il monitoraggio del rischio globale, con un focus sul set completo di minacce modellabili all'interno del prototipo (dal ghiacciamento con vento fino ai sabotaggi ed al contatto degli alberi). Il monitoraggio del rischio globale consente di aumentare la "situational awareness" degli operatori in quanto li avverte di una potenziale criticità a fronte di minacce incombenti, aumentando così la velocità di risposta al disturbo e quindi la resilienza del sistema.

2.6.1 Inquinamento salino

In base alla mappa di inquinamento salino (vedi Figura 10a), la zona di Palermo è caratterizzata da una notevole concentrazione di inquinanti.

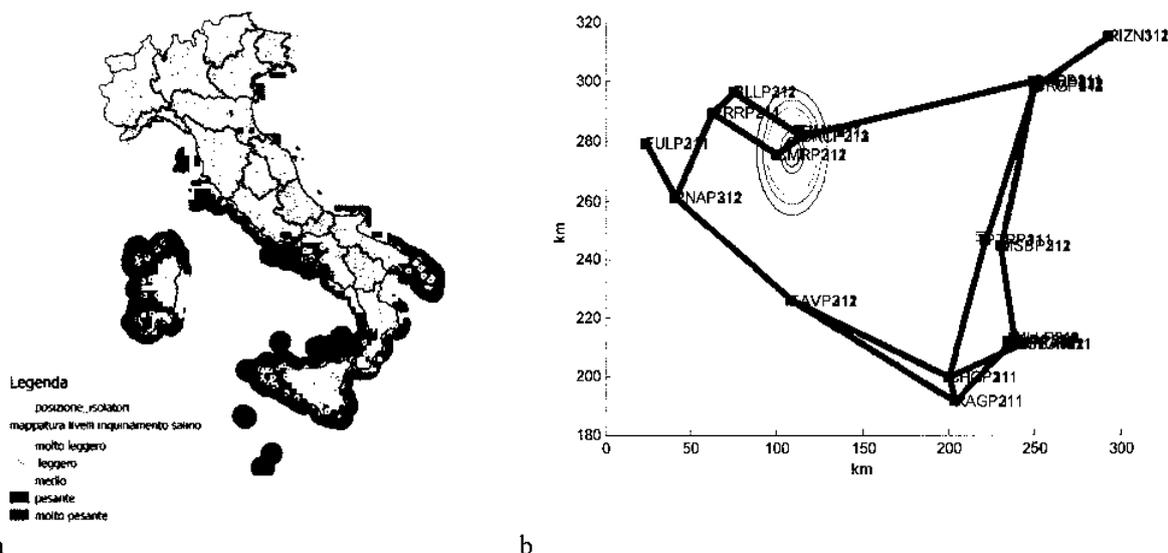


Figura 10: Minaccia dell'inquinamento salino in Italia: (a) mappa dell'inquinamento salino, (b) distribuzione spaziale dei valori medi della concentrazione di inquinante salino nel prototipo

A tale scopo, si simulano tre scenari con picco crescente di concentrazione degli inquinanti sugli isolatori delle linee (0.010, 0.012 e 0.015 mg/cm² rispettivamente negli scenari P1, P2 e P3). La simulazione combina i modelli di vulnerabilità delle linee alla scarica superficiale (distribuzione di Weibull troncata riportata in

Appendice A) con la distribuzione spaziale della concentrazione di inquinante intorno all'area di Palermo (la distribuzione dei valori medi di concentrazione per lo scenario P1 è riportata in Figura 10b). La minaccia è centrata sulla stessa zona in tutti e tre gli scenari.

La seguente tabella riporta i componenti con maggiore probabilità di guasto per i tre scenari analizzati. Si tratta di due linee a 220 kV in doppia terna che afferiscono alla sezione a 220 kV di Caracoli (si riportano i dati per il singolo circuito di ogni doppia terna). Nello scenario P3 un'ulteriore linea (che collega Caracoli alla centrale di Termini Imerese) assume una probabilità di guasto superiore al 5%.

	Picco di concentrazione inquinante salino, mg/cm ²	0.010	0.012	0.015
Linea				
CMRP-CRCP 220 kV		0.006362	0.62894	1
BLLP-CRCP 220 kV		2.66×10 ⁻⁹	0.002278	0.46151

Infine la Figura 11 riporta la curva di vulnerabilità della campata di linea CMRP-CRCP più esposta alla minaccia e la densità di probabilità locale della concentrazione di inquinante, per lo scenario P3.

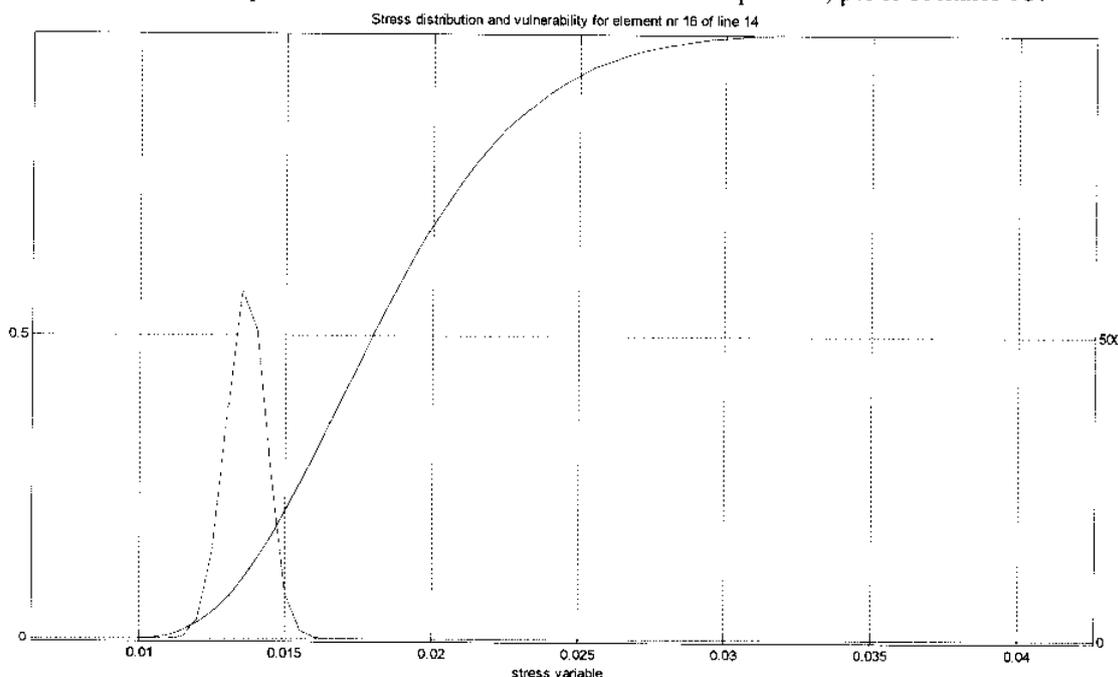


Figura 11. Curva (blu) di vulnerabilità della singola campata della linea CMRP-CRCP maggiormente esposta all'inquinante salino e curva (verde) della densità di probabilità della concentrazione nella rispettiva posizione della campata (densità locale di probabilità).

Una volta individuati i componenti critici, la selezione mirata delle contingenze singole e multiple più critiche sulla base del minimo rischio consente di focalizzare l'attenzione degli operatori verso le porzioni più critiche di rete, il che riduce i tempi di risposta agli eventuali disturbi (aumentando quindi la resilienza del sistema). In particolare, la selezione considera come critici i componenti che "spiegano" il 90% della probabilità totale di guasto ($\alpha=90\%$ frazione spiegata di guasto), mentre il livello minimo di rischio che viene utilizzato per filtrare le contingenze è pari a 10^{-10} . L'analisi del carico perso sul set di contingenze selezionato secondo i parametri suddetti permette di calcolare l'indicatore di resilienza RSL. La Figura 12 riporta la metrica di resilienza RSL del sistema ai diversi disturbi selezionati per lo scenario P2 (picco d'inquinamento pari a 0.012 mg/cm²).

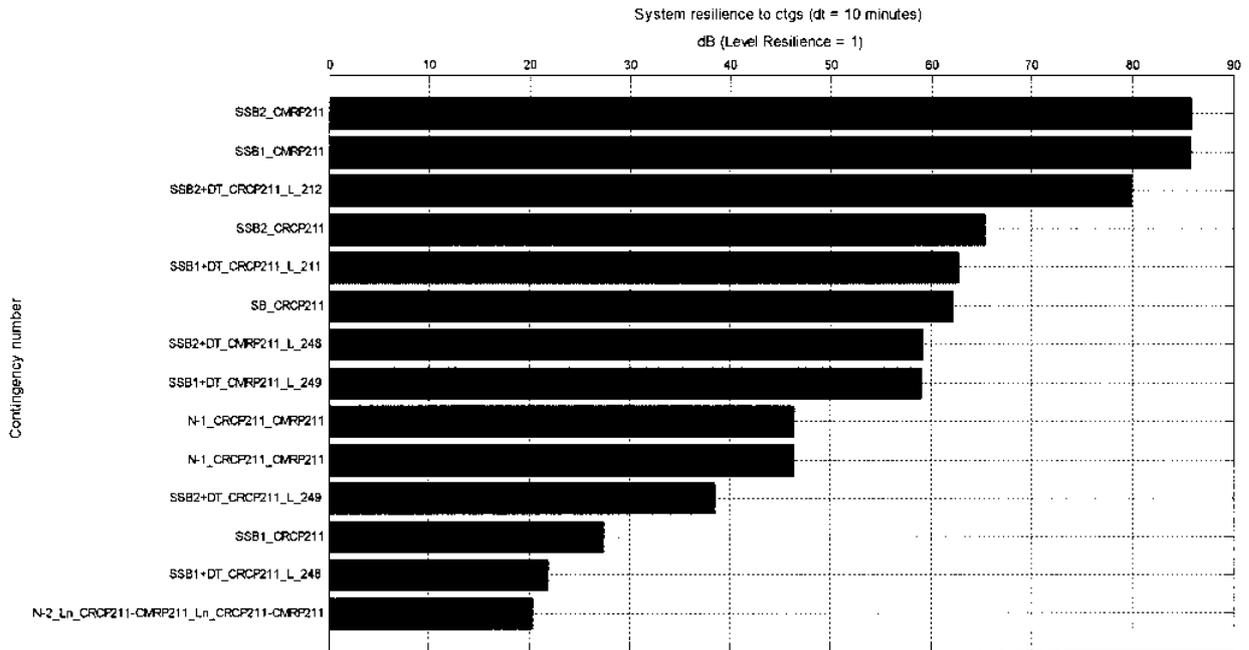


Figura 12. Indicatori di resilienza del sistema elettrico a fronte delle contingenze valutate “critiche” per lo scenario di inquinamento P2.

La Figura 13 mostra invece l’indicatore di impatto “perdita di carico” per il medesimo set di contingenze, valutato tramite il motore quasi statico di cascading. Il valore in MW riportato per ogni contingenza rappresenta la media pesata delle perdite di carico sui vari percorsi di scatti in cascata analizzati nell’albero di eventi, pesati sulla probabilità di occorrenza degli stessi.

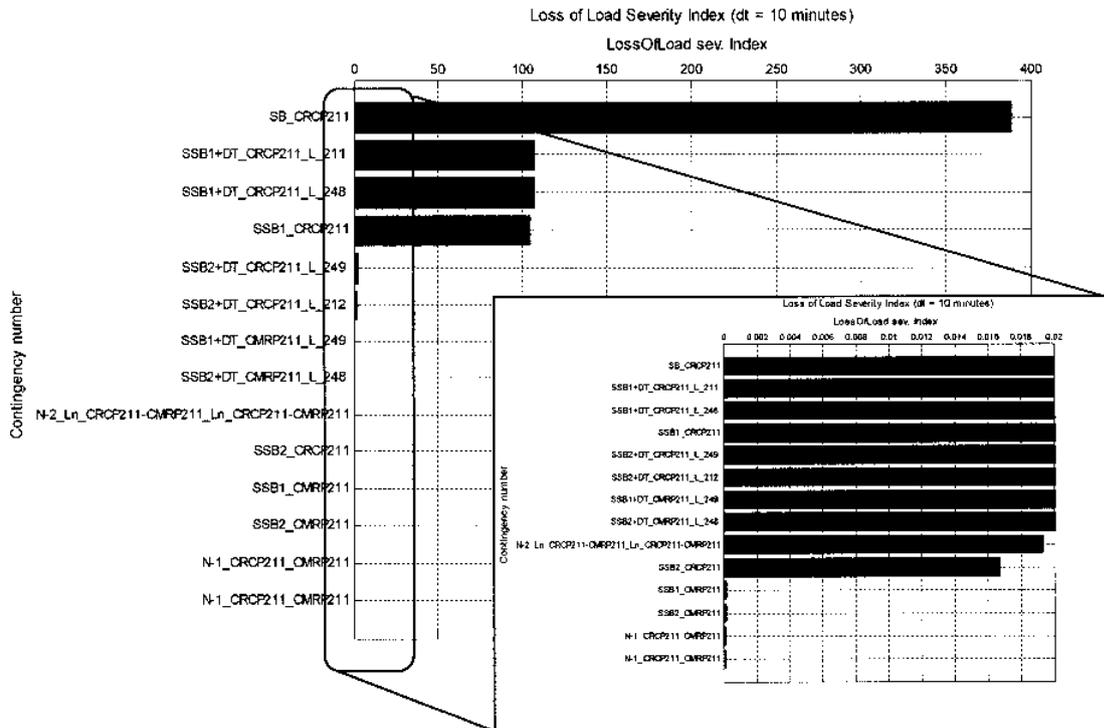


Figura 13. Indicatori di impatto “perdita di carico” in MW a fronte delle contingenze valutate “critiche” per lo scenario di inquinamento P2.

Il confronto tra i due istogrammi mostra che benché la perdita della doppia terna CMRP-CRCP (“N-2_CM RP211-CRCP211”) a 220 kV causi una ridotta perdita di carico (ovvero, i percorsi che portano ad una perdita di carico lungo l’albero di eventi presentano una ridotta probabilità di occorrenza), la resilienza del sistema a tale disturbo risulta minima a causa della significativa probabilità di guasto dei componenti per flashover degli isolatori inquinati. Al contrario la ridotta probabilità di verificarsi della perdita totale della sottostazione di CRCP (“SB_CRCP211”) fa sì che il sistema mostri un valore intermedio di resilienza, nonostante il significativo impatto –in termini di carico disalimentato- della contingenza N-k in questione.

2.6.2 Monitoraggio del rischio globale di sistema

La metodologia consente anche di monitorare la sicurezza di uno stato di funzionamento del sistema in caso di variazione dei fenomeni ambientali/meteo, attraverso il monitoraggio degli indicatori globali di rischio nel tempo. In particolare, per illustrare pienamente questa applicazione “smart”, il prototipo è stato utilizzato per modellare un set di 26 scenari di minaccia, che include hazard sia naturali sia antropici con diverse intensità delle minacce e/o diverse vulnerabilità dei componenti. La Figura 14 mostra gli indicatori di rischio LOL globali (espressi in dB, sulla base 10⁻¹⁵) per gli scenari di minaccia e le due condizioni operative analizzate (alto carico e basso carico). Si osserva un’elevata sensibilità alla intensità delle minacce (il minimo aumento di rischio globale da minaccia “lieve” a “grave” è di 14 dB).

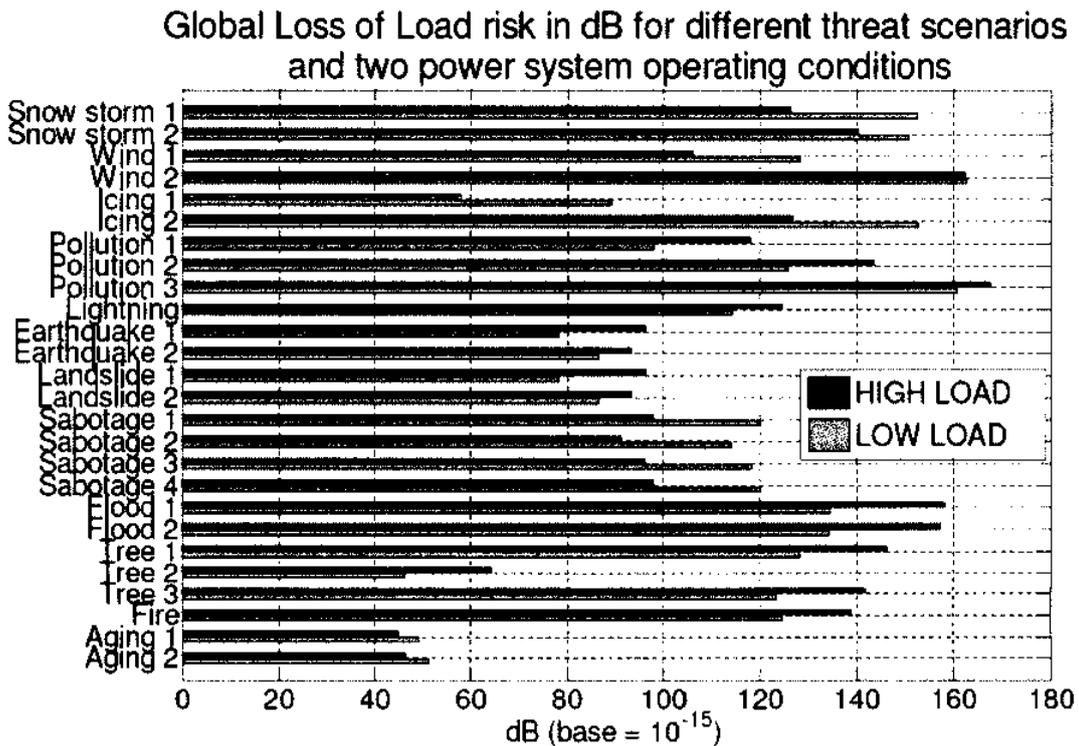


Figura 14. Rischio globale LOL in dB per condizioni di esercizio ad alto e basso carico e per i 26 scenari di minaccia.

La valutazione degli indicatori globali di rischio LOL permette di quantificare i benefici di diversi tipi di contromisure adottate dai TSO: gli scenari Tree1 e Tree2 confrontano due procedure di manutenzione del tracciato delle linee aeree AAT. Alti valori di rischio globale per alcune minacce (inquinamento, inondazioni, terremoti, frane, contatti con albero, fulmini e incendi) sono rilevati in condizioni di carico elevato, mentre le altre minacce (formazione di ghiaccio, tempesta di vento, tempesta di neve, sabotaggio e invecchiamento) implicano un rischio più elevato nella condizione di basso carico.

Dal confronto delle due minacce "tempesta di vento 1" e "inquinamento 1" (vedi Tabella V) si nota che la maggiore estensione geografica di "tempesta di vento 1" determina un insieme più esteso di componenti critici (tre doppie terne a 220 kV). Il rischio più elevato di "tempesta di vento 1" nella condizione a basso carico è dovuto alla maggiore incidenza delle contingenze N-1 che hanno una probabilità più alta rispetto alle N-k, $k > 1$: l'impatto mediano delle contingenze N-1 passa da 9.9×10^{-4} (per alto carico) a 9.9×10^{-3} (per basso carico) portando il contributo delle N-1 al rischio totale dal 28 % al 98%. Ciò si spiega con il livello inferiore di magliatura della rete a basso carico: specifici eventi N-1 insieme con guasti latenti possono causare scatti in cascata più severi in termini di carico perso rispetto ad una configurazione più magliata.

Al contrario, nello scenario "inquinamento 1" i contributi delle contingenze al rischio totale non cambiano in modo significativo passando da alto carico a basso carico, il che giustifica il comportamento opposto a quello della "tempesta di vento 1".

TABELLA V. ANALISI DI RISCHIO PER DUE SCENARI DI MINACCIA (TEMPESTA DI VENTO 1, INQUINAMENTO 1) E DUE CONDIZIONI OPERATIVE CO (ALTO CARICO "HIGH LOAD" E BASSO CARICO "LOW LOAD"): SOGLIA DI RISCHIO MINIMO EX ANTE = 10^{-20} E FRAZIONE $\alpha = 70\%$

minaccia	CO	Nr di componenti critici	cat. ctg	Nr di ctgs per cat.	impatto ctg (MW persi)		Probabilità della ctg		rischio della ctg (carico perso atteso in dB, base = 10^{-15})		
					mediano	massimo	mediana	massima	mediano	massimo	frazione del rischio totale LOL, %
Tempesta di vento 1	HL	6	N-1	6	$9 \cdot 10^{-4}$	$1.53 \cdot 10^{-2}$	$2.89 \cdot 10^{-2}$	$2.89 \cdot 10^{-2}$	84.18	97.17	28.4
			N-2	15	$9.4 \cdot 10^{-3}$	0.419	$1.97 \cdot 10^{-4}$	$8.09 \cdot 10^{-3}$	58.91	96.52	7.3
			N-k	70	0.262	629.01	$1.05 \cdot 10^{-6}$	$4.21 \cdot 10^{-6}$	46.90	100.70	64.3
Inquinamento 1	HL	2	N-1	2	$1.89 \cdot 10^{-2}$	$1.89 \cdot 10^{-2}$	$5.67 \cdot 10^{-3}$	$5.67 \cdot 10^{-3}$	110.30	110.30	34.9
			N-2	1	0.448	0.448	$6.92 \cdot 10^{-4}$	$6.92 \cdot 10^{-4}$	114.92	114.92	50.5
			N-k	10	6.41	121.28	$8.96 \cdot 10^{-8}$	$7.29 \cdot 10^{-7}$	76.75	108.87	14.6
Tempesta di vento 1	LL	6	N-1	6	$9.9 \cdot 10^{-3}$	11.1	$2.89 \cdot 10^{-2}$	$2.89 \cdot 10^{-2}$	95.29	124.94	98.5
			N-2	15	0.200	24.42	$5.51 \cdot 10^{-7}$	$8.09 \cdot 10^{-3}$	72.82	108.82	1.4
			N-k	70	16.60	392.76	$1.05 \cdot 10^{-6}$	$4.21 \cdot 10^{-6}$	58.34	93.98	0.1
Inquinamento 1	LL	2	N-1	2	$3.23 \cdot 10^{-4}$	$3.23 \cdot 10^{-4}$	$5.67 \cdot 10^{-3}$	$5.67 \cdot 10^{-3}$	92.63	92.63	39.6
			N-2	1	$7.38 \cdot 10^{-3}$	$7.38 \cdot 10^{-3}$	$6.92 \cdot 10^{-4}$	$6.92 \cdot 10^{-4}$	97.08	97.08	55.2
			N-k	10	0.189	1.34	$8.96 \cdot 10^{-8}$	$7.29 \cdot 10^{-7}$	64.89	83.84	5.2

I risultati delle simulazioni mostrano l'importanza di analizzare le minacce che colpiscono lo stato corrente del sistema. Il notevole contributo delle contingenze multiple dipendenti al rischio di sistema per alcune minacce in TABELLA V (ad es. "tempesta di vento 1" per alto carico di rete) dimostra che il criterio di sicurezza convenzionale N-1 sottovaluta il livello effettivo di rischio.

Il prototipo quantifica anche l'effetto di:

- *guasti latenti dei relay*: un aumento del solo 5% della probabilità dei guasti latenti può causare un incremento notevole del rischio globale di perdita di carico (si veda [13]).
- *ritardi degli operatori ad eseguire azioni di controllo manuali*: una riduzione del ritardo medio degli operatori può ridurre significativamente l'impatto delle contingenze più severe, che tuttavia a causa della loro probabilità molto bassa contribuiscono poco al rischio di sistema. La conoscenza dei limiti temporali per assicurare l'efficacia delle azioni degli operatori contribuisce a migliorare la resilienza del sistema.

2.7 Considerazioni finali

Questa sezione ha presentato il framework generale per la valutazione della resilienza che parte dall'elaborazione dei modelli probabilistici di minacce e della vulnerabilità dei componenti al fine di valutare le probabilità di guasto dei componenti e, conseguentemente, le contingenze più critiche per il sistema. La metodologia ha anche proposto un indicatore di resilienza del sistema ai disturbi basato sul concetto di rischio che quantifica sia la vulnerabilità dei componenti alla minaccia sia la vulnerabilità del sistema nel suo complesso alla contigenza (causata dal guasto dei componenti stessi).

La flessibilità del framework consente di modellare diversi tipi di minacce (sia naturali sia antropiche), tra le quali la maggioranza delle minacce di interesse per il tavolo di lavoro. Inoltre la metodologia è facilmente estendibile ad altre minacce (trombe d'aria) ed a nuovi componenti (anche relativi a reti di distribuzione). I risultati delle simulazioni dimostrano la consistenza dei modelli probabilistici proposti rispetto ai dati provenienti dall'esercizio della rete reale. La selezione "smart" delle contingenze più critiche consente di orientare l'attenzione degli operatori verso le porzioni più critiche di rete soggetta alla minaccia sotto studio. Infine, il calcolo degli indicatori di disservizio e di resilienza sono estremamente utili per analisi di scenario ("what if" analysis) per quantificare in anticipo i benefici sia tecnici sia economici apportati da eventuali azioni intraprese nel contesto della pianificazione dell'esercizio e della manutenzione.

3 VERIFICA STATISTICA DEGLI INDICATORI DI DISSERVIZIO

L'obiettivo della metodologia presentata in questa sezione è svolgere verifiche statistiche ex-post sulla resilienza di ogni singola area di rete, a partire dall'analisi statistica delle potenziali dipendenze tra i valori massimi degli stress delle minacce e di alcuni indicatori di disservizio elettrico in occasione di eventi meteo estremi passati.

In particolare l'analisi statistica quantifica la dipendenza tra:

- le variabili che quantificano l'intensità dell'evento meteo ("variabili di stress") e
- gli indicatori di disservizio disponibili a livello di gestore della rete di distribuzione/trasmissione (e.g. quantità di carico perso, energia non fornita, SAIDI, SAIFI, tempo di ripristino, numero di linee scattate, costi di ripristino).

3.1 Minacce sotto studio

L'approccio proposto si focalizza sulle minacce meteo, anche se risulta facilmente estendibile alle minacce di altra natura (ad es. furti, sabotaggi).

La metodologia assume che sulla rete di trasmissione e distribuzione gli eventi meteo estremi agiscano tramite *variabili di stress* sulle *vulnerabilità* dei componenti di rete determinando disservizi (guasti di componenti, mancata fornitura di energia, ecc.). Il metodo statistico si applica alle minacce di tipo meteo ritenute di particolare rilevanza considerate nel tavolo di lavoro CEI.

In generale il valore di riferimento per le variabili di stress dipende dalla tipologia di minaccia e vulnerabilità dei componenti (ad esempio: quello massimo riscontrato -in occasione dell'evento meteo- in una certa area di rete di dimensioni variabili in base alla disponibilità dei dati stessi; oppure l'effetto cumulato della minaccia o di combinazioni di minacce).

Chiaramente non è richiesta la disponibilità dei valori effettivi dello stress. Infatti in molti casi il valore non è misurato. Se i dati non sono disponibili (come nel caso delle trombe d'aria) si possono utilizzare dati approssimati derivati da valutazioni modellistiche o dall'analisi dei danni.

La scelta degli indicatori di disservizio (impatto delle minacce) per l'analisi statistica dipende dalla disponibilità dei dati presso i gestori delle reti di distribuzione e trasmissione.

Le metriche considerate nella presente sezione sono l'energia non fornita R_{ENS} e la durata di interruzione per cliente R_{DT} (vedere sezione 1).

3.2 Dati di input

Un aspetto importante per l'implementazione di qualunque metodologia "statistica" è la disponibilità di dati storici, relativi all'intensità delle minacce e all'ammontare del disservizio causato dalla minaccia stessa.

L'applicazione della metodologia proposta richiede la disponibilità di una base dati di eventi meteo e disservizi opportunamente strutturata. In particolare è necessaria:

- suddivisione della rete in aree geografiche "morfologicamente" simili $h = 1 \dots N_A$ (con N_A = numero totale di aree);
- per ognuna delle suddette aree h , si richiede
 - o una tabella con la lista degli eventi meteo critici disponibili nell'archivio storico (§), insieme ai valori massimi delle variabili di stress per le minacce di interesse dell'area h e
 - o una tabella con i valori riscontrato per gli indicatori di disservizio in occasione dei detti eventi;
- gli eventi devono comprendere i riferimenti spaziali e temporali alle aree in cui è suddiviso il sistema in modo da consentire di correlare tra loro gli eventi meteo estremi e gli eventi di disservizio critico.

In generale ad un evento critico di disservizio possono concorrere più minacce, con le rispettive variabili di stress (ad es. effetto combinato di ghiaccio e vento, oppure di vento e inquinamento salino).

Un esempio di tabelle di input (Tabella VI e Tabella VII) per la metodologia è riportato sotto. La Tabella VII indica anche l'ambito tipico (ma non esclusivo) di utilizzo dei vari indicatori di disservizio (distribuzione, trasmissione o entrambi gli ambiti).

La Tabella VI considera tutti gli eventi meteo estremi che hanno superato una certa soglia (*eventi critici di disservizio*) e che hanno determinato un'energia non fornita o un numero di fuori servizi di linea sulle reti di trasmissione e distribuzione (fino alla bassa tensione) superiore a certe soglie.

Per ragioni di rappresentatività statistica è opportuno che il numero di eventi nella tabella non sia inferiore a 30 per ogni area in studio.

Tabella VI. Variabili di stress per le minacce meteo considerate

Evento Meteo Estremo	Tempo in cui si verifica	Area in cui si verifica	Max. spessore candelotto su linea	Max concentrazione di inquinante	Max livello d'acqua	Max velocità del vento

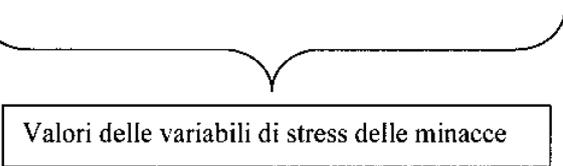


Tabella VII. Indicatori di disservizio considerati

Evento Critico di disservizio	Tempo in cui si verifica	Area in cui si verifica	Energia non fornita	Carico perso	Tempo massimo di ripristino	Numero di utenti MT, BT privi di fornitura	Tempo medio di interruzione utenti MT/BT	Numero di linee fuori servizio per evento	Numero di trafi fuori servizio per evento



Indicatori tipicamente usati nella trasmissione

Indicatori tipicamente usati nella distribuzione

Indicatori usati sia in trasmissione sia in distribuzione

3.3 Algoritmo impiegato per il modello statistico

Per ogni area h , si elaborano i dati relativi agli eventi storici riportati in Tabella VI e Tabella VII in modo da costruire un modello della densità di probabilità condizionata $p(O|S)$, ovvero si deduce un modello matematico della probabilità di ottenere un certo vettore di indicatori di disservizio O detto che si verifica uno specifico vettore di valori massimi delle variabili di stress S .

Il modello statistico considera le dipendenze tra le variabili di stress e gli indicatori di disservizio. In questo modo si possono ottenere gli intervalli di confidenza 5-95% e la mediana delle metriche di resilienza. In particolare:

Il confronto dell'intervallo di confidenza dell'energia non fornita (R_ENS) e della durata di interruzione (R_DT) per cause di forza maggiore (prima metrica di resilienza) con l'analogo dato dichiarato dal gestore di rete (distributore o TERNA) consente di valutare il beneficio ottenuto nell'ultimo anno in termini di resilienza dal gestore di rete e quindi di proporre un meccanismo incentivante.

Dal punto di vista tecnico:

Per considerare le dipendenze tra le variabili di stress e gli indicatori di disservizio, i dati storici vengono analizzati offline tramite l'algoritmo di decomposizione alle copule bivariate (PCD – Pair Copula Decomposition).

Noto lo specifico vettore di valori massimi delle variabili di stress S^* , la densità di probabilità multivariata e condizionata degli indicatori di disservizio $p(O|S^*)$ viene calcolata tramite l'applicazione della trasformazione di Nataf e del condizionamento gaussiano.

Una volta svolte queste pre-computazioni, i passi di cui si compone l'algoritmo di previsione della metrica di resilienza sono:

1. Determinare il numero N_{ev} di eventi meteo critici ($e=1 \dots N_{ev}$) occorsi nell'area h durante il periodo di riferimento (ad es. l'anno), definiti in termini di vettore delle variabili di stress S_e
2. Calcolare le distribuzioni condizionate $p(O|S_e)$ dei corrispondenti indicatori di disservizio O_e
3. Estrarre gli α quantili (5%, 50% e 95%) della densità condizionata di probabilità $p(O|S_e)$ e inserirli nella matrice $M(e,[1 \ 2 \ 3])$
4. Calcolare le metriche di resilienza assumendo per i relativi indicatori di disservizio i valori degli α quantili.

L'algoritmo è particolarmente veloce, perché la maggior parte delle computazioni viene fatta offline sul set di dati storici disponibili (eventualmente aggiornati a seguito di eventi critici "nuovi")

3.4 Esempio applicativo dell'approccio "statistico"

Per mostrare l'applicazione della metodologia proposta, in questo capitolo viene presentato un caso di studio relativo alla valutazione di indici di resilienza a fronte di vento forte.

L'esempio considera una sola variabile di stress S , ovvero la velocità di picco del vento w in km/h durante una tempesta, e due indicatori di disservizio: la durata media di interruzione (DT) sulla rete di distribuzione e l'energia non fornita (ENS) nell'area di rete h -esima.

I dati di input utilizzati nell'esempio sono:

- i dati storici relativi all'intensità del vento nell'aria in corrispondenza di passate trombe d'aria,
- i corrispondenti valori di DT e di ENS per ogni evento "tromba d'aria" registrato
- il numero N_{ev} e l'intensità degli eventi S_e simili avvenuti nell'anno corrente.

Si richiede che i dati storici facciano riferimento ad un esteso intervallo temporale (15-20 anni) di esercizio della rete di distribuzione / trasmissione, in quanto si tratta di analizzare eventi ad alto impatto e a probabilità bassa (HILP - High Impact Low Probability events).

La Tabella VIII riporta la lista degli eventi reali "trombe d'aria" verificatisi nell'area h e durante l'anno corrente, insieme con la relativa intensità dello stress.

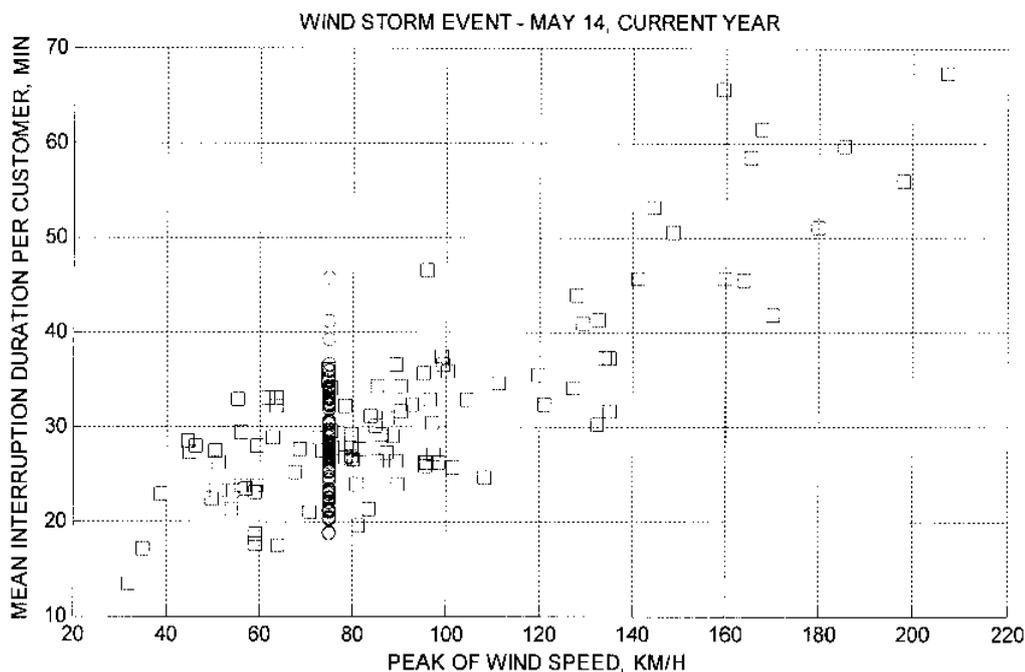
Tabella VIII. Lista di eventi passati "tromba d'aria" nell'area h

Evento ID	Evento $e = 1, \dots, N_{ev}$	Intensità (picco di velocità del vento, km/h)
1	Anno corrente, 14 maggio, ore 14:00	75
2	Anno corrente, 25 febbraio, ore 11:00	80
3	Anno corrente, 10 aprile, ore 13:00	90
4	Anno corrente, 1 agosto, ore 16:00	130
5	Anno corrente, 15 agosto, ore 15:00	170
6	Anno corrente, 20 agosto, ore 17:00	150

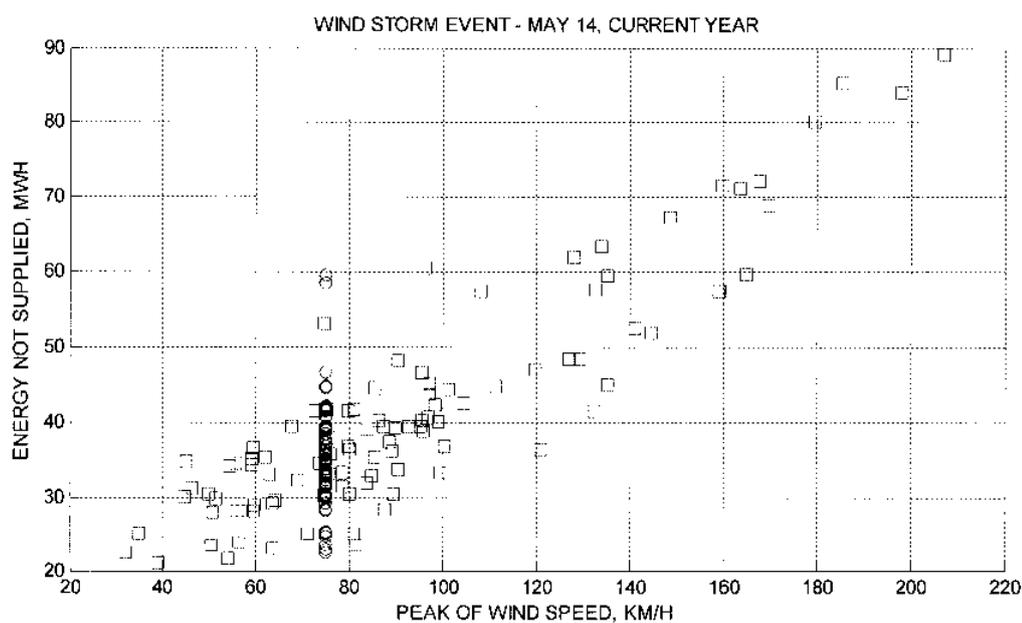
Una volta elaborato il modello di dipendenza di DT e di ENS in funzione di w – sulla base dei dati storici – si stimano i valori di DT e di ENS per ognuno degli eventi della tabella soprariportata. Nel seguito si discute l'evento associato al 14 maggio.

La Figura 15 riporta i dati storici degli indicatori di disservizio e della velocità di picco del vento (quadrati blu) e i campioni (cerchi verdi) estratti degli stessi indicatori per un'intensità del vento pari all'evento del 14 maggio.

Si osserva che per elevati valori della variabile di stress, cioè per minacce molto intense, il numero di dati storici è contenuto: ciò giustifica la necessità di considerare un ampio intervallo di dati storici.



a



b

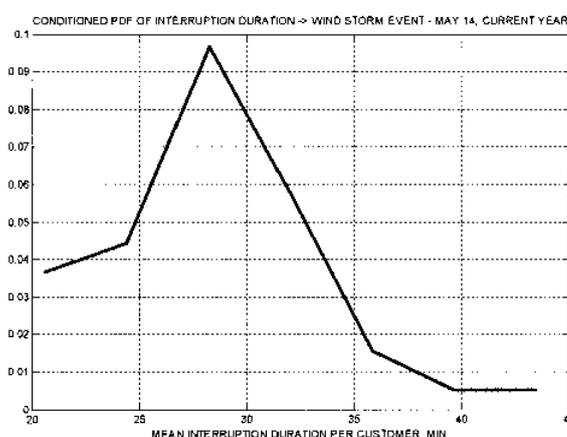
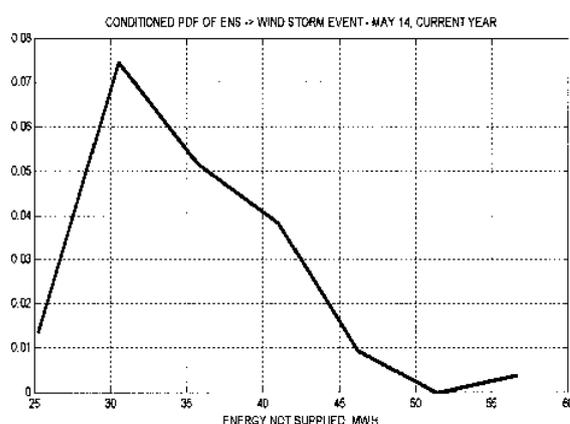
Figura 15. Scatterplot dei dati storici sugli indicatori di disservizio e sulla velocità di picco del vento (quadrati blu) e i campioni (cerchi verdi) estratti degli stessi indicatori per un'intensità del vento pari all'evento del 14 maggio: (a) durata media di interruzione per utente, (b) energia non fornita

La Tabella IX riporta i quantili 5, 50 e 95% delle distribuzioni condizionate degli indicatori di disservizio O in funzione dei diversi eventi registrati nell'anno corrente.

Tabella IX. Quantili 5, 50 e 95% delle distribuzioni condizionate degli indicatori di disservizio *O* in funzione dei diversi eventi nell'anno corrente

	Evento 1		Evento 2		Evento 3		Evento 4		Evento 5		Evento 6	
	D, min	ENS, MWh										
Q 5%	19.55	24.94	20.40	25.66	23.40	30.29	26.83	33.18	28.56	35.48	27.70	34.80
mediana	27.76	33.27	28.39	34.69	32.05	36.71	34.35	41.56	38.70	46.90	36.07	42.59
Q 95%	36.21	44.74	38.14	47.83	48.25	59.98	51.17	71.74	51.17	71.74	51.17	71.74

La densità di probabilità di DT ed ENS condizionate al valore di picco di vento $p(ENS|w=75 \text{ km/h})$ e $p(DT|w=75 \text{ km/h})$ è riportata in Figura 16.



a)

b)

Figura 16. Densità di probabilità di DT ed ENS condizionate al valore di picco di vento: (a) $p(ENS|w=75 \text{ km/h})$, (b) $p(DT|w=75 \text{ km/h})$

Sommando i quantili 5%, 50% e 95% degli indicatori di disservizio DT e ENS per i sei eventi verificatisi nell'anno corrente, si trovano i quantili 5%, 50% e 95% delle metriche di resilienza R_{ENS} e R_{DT} , riportati per comodità del lettore nella Tabella X.

Tabella X. Quantili 5%, 50% e 95% delle metriche di resilienza R_{ENS} e R_{DT}

	Quantili		
	5%	50% (mediana)	95%
R_{DT} (legato a durata d'interruzione DT), min	146.44	197.32	276.10
R_{ENS} (legato a ENS), MWh	184.35	235.73	367.77

Questi quantili forniscono una previsione della resilienza che ci si attende dal sistema -a fronte degli eventi meteo registrati nell'anno corrente- sulla base del "comportamento" mostrato dal sistema negli eventi passati. Evidentemente il metodo si applica anche in caso di un vettore di variabili di stress (cioè in presenza di diversi eventi meteo).

3.5 Considerazioni finali sull'approccio statistico

L'approccio statistico presentato in questo capitolo consente la valutazione e la previsione di indicatori di disservizio sulla base:

- (a) della correlazione sui dati storici riguardanti l'intensità delle minacce e i disservizi registrati e
- (b) dell'intensità dello stress previsto.

La formulazione del metodo facilita l'elaborazione di possibili meccanismi di incentivazione da parte dell'AEEGSI. Infatti, un obiettivo sfidante dell'Autorità è quello di definire criteri e soluzioni per la riduzione dei disservizi dovuti a cause di forza maggiore (eventi meteo severi).

Sulla base dei risultati delle metriche di resilienza un meccanismo di incentivazione potrebbe considerare i seguenti casi:

- Se l' "ENS per cause di forza maggiore" dichiarata $ENS_{dichiarata}$ dal gestore è inferiore al quantile 5% allora il premio potrebbe essere proporzionale a $Q_{5\%} - ENS_{dichiarata}$
- Se l' "ENS per cause di forza maggiore" dichiarata $ENS_{dichiarata}$ dal gestore è superiore al quantile 95% allora la penalità potrebbe essere proporzionale a $ENS_{dichiarata} - Q_{95\%}$
- Se invece $ENS_{dichiarata}$ è interna all'intervallo di confidenza, allora il dato dichiarato è in linea con i dati "storici".

In questo modo l'AEEGSI potrebbe definire meccanismi di incentivazione a valle delle necessarie analisi *benefici/costi* (B/C).

4 CONCLUSIONI

Il documento ha illustrato lo stato dell'arte con riferimento alle definizioni di resilienza più diffuse nel contesto scientifico anche internazionale. Successivamente è stata proposta una definizione di resilienza condivisa dagli stakeholder del tavolo di lavoro. In base a questa, RSE ha proposto un *framework generale basato sul concetto di rischio per la valutazione della resilienza*, che a partire dai modelli probabilistici delle minacce e delle vulnerabilità dei componenti, consente di calcolare le probabilità di guasto dei componenti e – di conseguenza- la probabilità di occorrenza delle contingenze sulla rete e gli impatti sul sistema. Questi elementi costituiscono la base per la valutazione di indicatori di resilienza.

Inoltre, sulla base della topologia della rete e delle curve di vulnerabilità dei componenti è possibile simulare scenari “what if”, che possono differire per:

- (1) la presenza di nuovi componenti in servizio (scenari di sviluppo della rete),
- (2) diverse scelte a livello di manutenzione (barriere anti-alluvione più o meno performanti, pulitura più o meno frequente degli isolatori) o di esercizio (corrente minima sui conduttori in funzione anti-icing).

Per verificare i risultati ottenuti dai diversi approcci per la valutazione della resilienza, è stato anche proposto l'utilizzo di un *approccio statistico* a partire dai dati storici raccolti in occasione di eventi meteorologici estremi. L'approccio consente di valutare gli eventi “critici” (ovvero, caratterizzati da un indicatore di disservizio superiore ad una soglia minima) che sono accaduti nelle diverse aree.

L'analisi statistica è particolarmente utile per verificare la consistenza dei valori delle metriche di resilienza calcolati dagli approcci “ex-ante” con i dati storici disponibili riguardanti eventi meteo realmente accaduti.

Gli approcci probabilistici generali presentati sono utili per fornire indicazioni circa il miglioramento della resilienza del sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, VOL. 19, NO. 2, maggio 2004.
- [2] L. Mili, R. Arghandeh, A. Von Meier, L. Mehrmanesh, "On the definition of cyber-physical resilience in power systems", *Renewable and Sustainable Energy Systems*, Elsevier, Vol. 58, pp. 1060-1069, 2016.
- [3] AEEGSI, Determinazione 18 febbraio 2016, n. 6/2016, "Istituzione del tavolo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico, ai sensi del punto 3, lettera c) della deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel"
- [4] D. Henry and J. E. Ramirez-Marquez, "Generic metrics and quantitative approaches for system resilience as a function of time," *Reliab. Eng. Syst. Safe.*, vol 99, pp. 114-122, 2012.
- [5] L. Shen, L. Tang, "A resilience assessment framework for critical infrastructure systems", First International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE), 2015
- [6] E D. Vugrin, M J. Baca, M D. Mitchell, K L. Stamber "Evaluating the effect of resource constraints on resilience of bulk power system with an electric power restoration model," *Int Journal. of Sys. of Sys. Engineering*, 5(1), pp. 68-91, 2014
- [7] "AFTER - A Framework for electrical power systems vulnerability identification, defense and Restoration," EU FP7 Project 261788, 2010-2014.
- [8] CIGRE, "Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems," WG C4-601, TB no. 434, Ottobre 2010.
- [9] NERC Standard TPL001-4- *Transmission System Planning Performance Requirements*, 2014.
- [10] ENTSO-E, *Operational Handbook*, Marzo 2009.
- [11] UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), "Statistical Yearbook 2008", disponibile su: www.entsoe.eu/
- [12] GARPUR FP7 EU Project, "Current practices, drivers and barriers for new reliability standards," Deliverable 1.2, giugno 2014.
- [13] E. Ciapessoni, D. Cirio, G. Kjølle, S. Massucco, A. Pitto, M. Sforza, "Probabilistic risk based security assessment of power systems considering incumbent threats and uncertainties", *Special issue on "Power System Resilience" of IEEE Trans. on Smart Grids*, March 2016.
- [14] E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Gaglioti, L. Tenti, S. Massucco, A. Pitto, "A Probabilistic Approach for Operational Risk Assessment of Power Systems," in *Proc. of 2008 CIGRE Session*, Paris, Agosto 2008
- [15] E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto, G. Kjølle, S. H. Jakobsen, M. Sforza, "Contingency screening starting from probabilistic models of hazards and component vulnerabilities", *Proc. of 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, 20-24 giugno 2016.
- [16] R. Barben, "Vulnerability Assessment of Electric Power Supply under Extreme Weather Conditions," Tesi, EPFL, Losanna, 2010.
- [17] E. Bompard, D. Wu, "Analysis of the structural vulnerability of the interconnected power grid of continental Europe with the Integrated Power System and Unified Power System based on extended topological approach," *Int. Trans. on Electrical Energy Systems*, vol. 23, p. 18, 2013.
- [18] P. Hines, E. Cotilla Sanchez, C. Barrows, "The Topological and Electrical Structure of Power Grids," in *Proc. of 43rd Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, 2010.
- [19] E. Brostrom, J. Ahlberg, L. Soder, "Modelling of Ice Storms and their Impact Applied to a Part of the Swedish Transmission Network", 2007 Powertech conference, Lausanne, 2007, Page(s): 1593 – 1598
- [20] M. Ni, J. D. McCalley, V. Vittal, T. Tayyib, "Online Risk-Based Security Assessment," *IEEE Trans. on PS*, Vol. 18, No. 1, pp. 258-265, Febbraio 2003.
- [21] E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto, F. Adinolfi, S. Massucco, M. Saviozzi, F. Silvestro, "Probabilistic Assessment of Net Transfer Capacity Considering Forecast Uncertainties", *Proc. of 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, 20-24 giugno 2016.
- [22] F. Bettinali, E. Bon, R. Calisti, R. Fregonese, G. Gardini, M. E. Gobbi "Probabilistic assessment of electric power grids vulnerability under seismic action: a case study", *Structure and Infrastructure Engineering* 2011
- [23] C.S. Engelbrecht, "A simplified statistical method for the qualification of insulators for polluted environments", CIGRE WG 33-01 (TF13-01), 2002

- [24]G. Braca, “Stage–discharge relationships in open channels: Practices and problems”. FORALPS Technical Report, University of Trento, Dept of Civil and Environmental Engineering, Trento, Italy, 2008
- [25]A. Thielen, B. Merz, H- Kreibich, H. Apel, “Methods for flood risk assessment: Concepts and challenges”, International Workshop on Flash Floods in Urban Areas, Muscat – Sultanate of Oman, Sept 4-6, 2006
- [26]D. Mioc, G. Liang, F. Anton, B. G. Nickerson, “Decision Support for Flood Event Prediction and Monitoring”, IGARSS (IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium)2007 , Page(s): 2439 - 2442

APPENDICE A: ESEMPI DI MODELLI DELLE MINACCE E DELLE VULNERABILITÀ ALL'INTERNO DELL'APPROCCIO "MODEL-BASED" DI RSE

Il seguito della trattazione presenterà alcuni dei modelli adottati nella metodologia "model-based". Questi modelli sono presentati a puro titolo esemplificativi e costituiscono un piccolo sottoinsieme dei modelli sviluppati in AFTER per le minacce ($p_{thr}^{(dr)}$) e le vulnerabilità ($P_V^{(dr)}$) dei diversi componenti di rete. Modelli specifici possono essere integrati nello strumento.

4.1.1 Ghiacciamento e vento: modello della minaccia e vulnerabilità delle linee

L'accrescimento del manicotto di ghiaccio su conduttore viene modellato tramite il modello Makkonen. Il carico sul conduttore (in N/mm^2) viene usato come variabile di stress e tiene conto del peso del sistema {conduttore+manicotto} e della spinta orizzontale del vento sul conduttore di sezione aumentata a causa del manicotto.

Modello di vulnerabilità della linea

La risposta della linea di trasmissione al carico dovuto al manicotti ed al vento è dato dalla curva di fragilità meccanica: questa definisce la probabilità che una struttura meccanica raggiunga un livello di danno maggiore di uno specifico valore, se soggetta ad uno stress meccanico. Le curve di fragilità sono usualmente rappresentate da distribuzioni lognormali [22]:

$$f(S) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}S\zeta} e^{-\frac{(\ln S - \lambda)^2}{2\zeta^2}}$$

dove i parametri ζ e λ sono derivati dalla deviazione standard e dal valore medio della variabile di stress S "carico sul conduttore" usando le formule:

$$\zeta^2 = \ln\left(1 + \frac{\sigma^2}{\mu^2}\right) \text{ e } \lambda = \ln \mu - 0.5\zeta^2.$$

Tale tipologia di curva può essere usata anche per i tralicci. In tal caso tuttavia deve essere verificato anche il momento ribaltante prodotto dal tiro nel caso di rottura di un conduttore. Attualmente il modello si limita all'analisi del comportamento del conduttore.

Un altro effetto dovuto a neve/ghiaccio è la riduzione della resistenza alla scarica degli isolatori. Questo aspetto è tenuto in conto nell'approccio RSE "model-based" mediante un modello di vulnerabilità simile a quello adottato per gli agenti inquinanti (vedi sottosezione successiva).

4.1.2 Inquinamento: modello di minaccia e di vulnerabilità dei componenti

Per un modello di lungo termine della minaccia, si possono consultare delle serie storiche di registrazioni che forniscono –per ogni area di rete- utili informazioni statistiche. La letteratura indica che una distribuzione lognormale è di solito adatta a fittare i dati storici di inquinamento. Per cui il modello di lungo termine (su base annuale, da settare opportunamente) per la formula (1) è dato da:

$$P_{Thr}^{(1yr)}(x, t_0, s) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma^{(1yr)}(x)s} * e^{-\frac{(\ln S - \mu^{(1yr)}(x))^2}{2(\sigma^{(1yr)}(x))^2}}$$

Per la realizzazione di un adeguato modello di medio-breve termine, è necessario avvalersi di sistemi di monitoraggio e di previsione disponibili presso i gestori di rete.

Il deposito di inquinante causa una riduzione della resistenza alla scarica degli isolatori di linea. Per modellare la vulnerabilità dell'isolatore all'inquinamento si utilizza una distribuzione di Weibull [23]:

$$P(\gamma) = 1 - e^{-\left\{ \frac{1}{\beta} \left[\frac{1}{1-nc} \left(\frac{\gamma_{50}}{\gamma} \right)^{-\alpha} - 1 \right] \right\}^k}$$

dove:

$$k = \frac{1.38}{\ln\left(\frac{n}{n-1}\right)}$$

$$\beta = \frac{nc}{(1-nc) \cdot (\ln 2)^k}$$

$$c = \frac{\sigma}{U_{50}}$$

n un fattore di troncamento (valore tipico è 2.5 per isolatori inquinati), c è il rapporto tra la deviazione standard σ della distribuzione delle tensioni di scarica, U_{50} la tensione di scarica con probabilità 50%. γ_{50} è la densità di deposito di sale equivalente (Equivalent Salt Deposit Density, ESDD) corrispondente a U_{50} secondo la relazione empirica seguente: $U(\gamma) = \frac{CL}{A} \gamma^{-\alpha}$ con α , A e C parametri ottenuti da test di laboratorio, e L è la lunghezza di dispersione dell'isolatore.

Per valutare la vulnerabilità dell'intera catena di isolatori, è necessario usare la seguente relazione che lega la probabilità di guasto P_S del singolo elemento isolatore con la probabilità P di guasto dell'intera stringa di n elementi: $P = 1 - (1 - P_S)^n$ (assumendo l'indipendenza statistica del guasto sul singolo elemento isolante).

Ogni linea ha molti segmenti, quindi diverse catene di isolatori in diverse località e diversi livelli di stress (la linea può estendersi su ampi spazi dalle regioni costiere fino alle regioni interne). Quindi, a partire dalla probabilità di guasto della catena x (con n elementi isolanti e una probabilità $P_{S,x}$ di guasto del singolo elemento isolante), la probabilità di guasto della linea composta da N_x segmenti è data da:

$$P = 1 - \prod_{x=1}^{N_x} [1 - (1 - P_{S,x})^n]$$

Anche i generatori e i trasformatori presentano isolatori passanti che possono essere soggetti a scarica superficiale a causa dell'aumento della conduttività superficiale per effetto degli inquinanti. Il modello di vulnerabilità del singolo isolatore è simile a quanto riportato sopra.

Inoltre in generatori raffreddati ad aria, agenti inquinanti condotti dal vento possono bloccare la presa d'aria utilizzata a scopo di raffreddamento.

4.1.3 Alluvioni: modello di minaccia e di vulnerabilità dei componenti

Nel caso dell'alluvione la variabile di stress è il livello di acqua intorno al canale/fiume data una certa portata d'acqua lungo il canale/fiume. Dalle serie storiche è possibile calcolare le cosiddette curve di deflusso-livello (discharge-stage curve, vedi esempio in Figura 17) che rappresentano relazioni empiriche tra la portata d'acqua in m³/s e il livello d'acqua raggiunto in una specifica località.

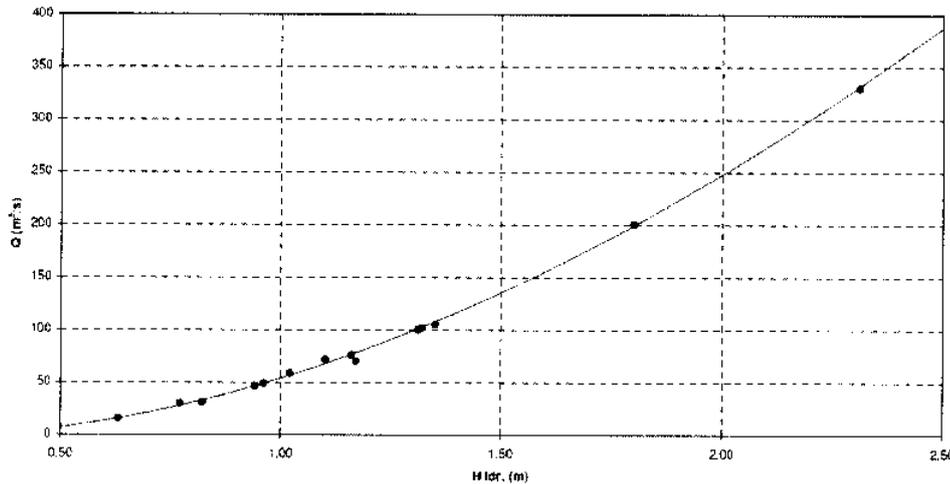


Figura 17. Curva deflusso-livello [24]

In una analisi di lungo termine del rischio di alluvione, “un evento di intensità m ” in località x intorno al canale è l'evento che la portata massima annuale Q in località x superi m . la probabilità di un evento simile nell'anno t è definito come:

$$P(m, x, t) = \Pr(Q(x, t) > m)$$

dove Q rappresenta la massima portata istantanea in località x nell'anno t (espressa in m³/s).

Una tipica distribuzione di probabilità annuale per la portata Q lungo i canali/fiumi è data dalla distribuzione ai valori estremi Gumbel I o Pearson III [25][26]. La probabilità di superare un certo flusso Q è data da $1 - F(x, Q)$ dove F rappresenta la distribuzione di probabilità cumulata annuale delle portate massime Q in località x . la relativa pdf –intesa come funzione del generico valore q della variabile stocastica Q - è data dalle distribuzioni sopracitate:

Gumbel I:
$$p_{Thr}^{(\Delta t)}(x, q) = a(x) \cdot b(x) \cdot e^{-\left(b(x)e^{-a(x)q} + a(x)q\right)} \quad \text{con } \Delta t = 1 \text{ yr}$$

Pearson III:
$$p_{Thr}^{(\Delta t)}(x, q) = K(x) \cdot \left(c_0(x) + c_1(x) \cdot q\right)^{m(x)} \cdot e^{-\left(\frac{q}{c_1(x)}\right)} \quad \text{con } \Delta t = 1 \text{ yr}$$

Infine, data la pdf della portata annuale $p_{Thr}^{(1yr)}(x, q)$ e la relativa curva deflusso-livello in località x , è possibile derivare la pdf del livello di precipitazione annuale $p_{Thr}^{(1yr)}(x, w)$.

La soluzione adottata da **a-reti** per la modellazione della minaccia consiste in una definizione “frequentistica” della sollecitazione “livello di precipitazione” tramite la suddivisione della variabile stocastica (mm pioggia/giorno) in tre classi discrete corrispondenti alle situazioni “allagamento”, “esondazione primaria” ed “esondazione primaria”.

La vulnerabilità dei componenti è legata essenzialmente al franco tra le parti in tensione e il livello di acqua accumulatasi in corrispondenza dell'impianto. Il modello di vulnerabilità è assunto uguale ad una distribuzione gaussiana centrata su un livello di acqua ritenuto critico per il funzionamento normale (considerando l'altezza del componente e dei suoi isolatori e la distanza di franco richiesta per il livello di tensione in questione).

RESILIENZA DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE

SOMMARIO

1.	LA RESILIENZA DI UN SISTEMA ELETTRICO	3
1.1	Resilienza: definizioni.....	3
1.1.1	Eventi di rete con disalimentazioni.....	3
1.1.2	Definizioni preliminari.....	4
1.1.3	Sicurezza funzionale.....	4
1.1.4	Ripristino di una rete elettrica	6
1.1.5	Survivability di una rete elettrica.....	7
1.1.6	Resilienza di una rete elettrica.....	7
1.2	Definizione della Resilienza	8
2.	METODOLOGIA DI STIMA DELLA RESILIENZA	9
2.1	Valutazione degli interventi per la Sicurezza funzionale	9
2.1.1	Stima Indice Sicurezza Funzionale di Impianto	9
2.1.2	Stima Indice Sicurezza Funzionale di Sistema.....	11
2.1.3	Indice di priorità tecnico	12
2.2	Valutazione degli interventi per Ripristino	12
2.2.1	Stima del Ripristino.....	12
ALLEGATO A	14
	Integrazione con la mappatura carichi ghiaccio e neve.....	14

1. LA RESILIENZA DI UN SISTEMA ELETTRICO

Il documento ha l'obiettivo di definire il concetto di resilienza di una rete elettrica, caratterizzando le componenti (indici) che la costituiscono e tutte le grandezze che hanno impatto su di esse. La trattazione si articola in una fase preliminare, dedicata alla deduzione della fenomenologia e alla successiva definizione della resilienza, per il tramite delle sue componenti. Da ultimo viene proposta una relazione costitutiva tra i suddetti indicatori, esibiti da una porzione di rete colpita da un evento meteorologico severo. La proposta di metodologia, a carattere di generalità, per la stima della correlazione tra i possibili interventi e gli effetti derivanti sulla resilienza è presentata nel capitolo 2.

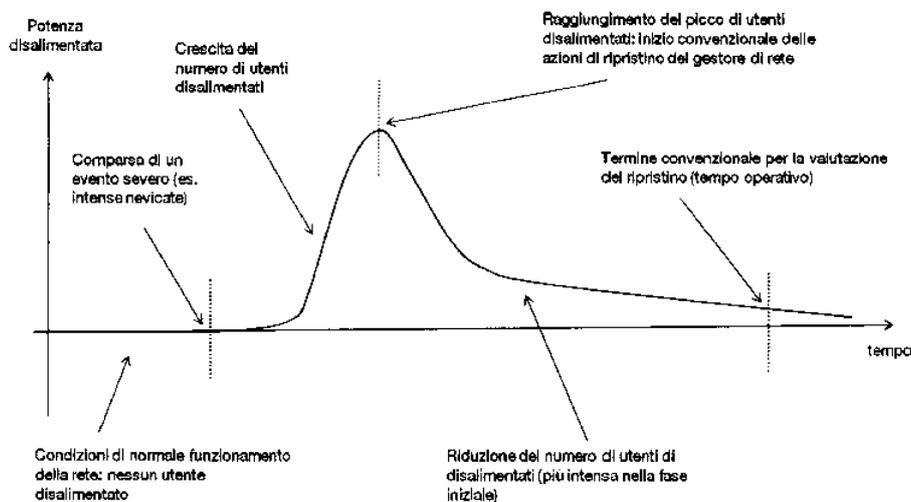
1.1 Resilienza: definizioni

1.1.1 Eventi di rete con disalimentazioni

Le caratteristiche e le modalità con cui un sistema elettrico e il relativo gestore di rete fronteggiano l'occorrenza di un evento meteorologico severo, causa di disalimentazioni elettriche prolungate nel tempo, sono deducibili analizzando le reali misurazioni nel tempo della potenza elettrica/numero di utenti disalimentati e la successiva ripresa del servizio per una porzione di rete elettrica colpita. Per quanto gli eventi di rete con disalimentazione prolungate possano differenziarsi sensibilmente gli uni dagli altri (ad esempio per tipologia di evento severo, condizione di magliatura e di collocazione geografica della porzione di rete, etc.), la dinamica complessiva che ne deriva esibisce dei tratti comuni e altamente ripetitivi.

Ci si riferisca a tal fine alla figura seguente, considerabile come caso di riferimento per quanto attiene alla fenomenologia degli eventi con disalimentazioni.

Dinamica e principali fasi di evoluzione



Per la porzione di rete monitorata, le condizioni di normale funzionamento, antecedenti la comparsa di un evento severo, sono individuabili nella fase iniziale del transitorio: la totalità degli utenti è alimentata. Collocata convenzionalmente nel tempo la comparsa dell'evento severo, può iniziare ad apprezzarsi l'inizio di disalimentazioni, in numero ed entità crescenti nel tempo sino al raggiungimento del picco (valore massimo di utenti/potenza attiva disalimentata). A partire dal raggiungimento del suddetto punto di massimo, si può stabilire convenzionalmente l'inizio di tutte le azioni intraprese dal gestore per ripristinare l'alimentazione elettrica: ne deriva una fase, generalmente di durata superiore alla precedente, in cui si riduce il numero di utenti/potenza disalimentati, proprio per effetto delle azioni di rialimentazione, caratterizzata da una maggiore intensità nella prima porzione, seguita da una fase a più lento recupero. Questo andamento, assimilabile a una tendenza asintotica, suggerisce la definizione di un tempo convenzionale, contato a partire dal primo raggiungimento del massimo della disalimentazione, entro cui misurare l'entità della rialimentazione, ovvero lo scostamento relativo rispetto alle normali condizioni di funzionamento pre-evento. A tale intervallo di tempo, è assegnato il nome di "Tempo di ripristino".

1.1.2 Definizioni preliminari

Ai fini di una corretta comprensione della trattazione che segue, si forniscono le seguenti definizioni preliminari.

- **Disalimentazione di rete per tempi prolungati**
Interruzione del servizio di fornitura di energia elettrica, in almeno una stazione elettrica, per un intervallo di tempo superiore a 10 minuti.
- **Evento severo**
Evento esterno al sistema elettrico che, determinando il superamento dei livelli di sicurezza di uno o più elementi costituenti una rete elettrica di potenza, causa una disalimentazione di rete per tempi prolungati. Per semplicità si considerano inizialmente i soli eventi di carattere meteorologico (precipitazioni, venti forti e inquinamento salino) o idrogeologico (esondazioni e alluvioni).
- **Porzione di rete funzionalmente autonoma**
Sottoinsieme di una rete elettrica di potenza (di trasmissione o distribuzione) costituito da stazioni elettriche (di smistamento/carico/allacciamento, cabine primarie e secondarie), linee elettriche (aeree e in cavo) e impianti di generazione in cui sia maggiormente probabile l'accadimento di un evento severo e tale per cui non sia funzionalmente interconnessa ad altre porzioni di rete di sub-trasmissione, se non per il tramite della rete elettrica primaria (isola elettrica di carico di sub-trasmissione).

1.1.3 Sicurezza funzionale

Dall'analisi della dinamica di cui al precedente paragrafo, emerge la fase di competenza e l'impatto della "**Sicurezza funzionale**" ai fini della continuità del servizio della porzione di rete funzionalmente autonoma (nel seguito indicata solo come porzione di rete) colpita dall'evento severo.

La Sicurezza funzionale è la capacità di un elemento o sistema di preservare il proprio funzionamento se sottoposto all'azione di un evento severo (es. forte nevicata o esondazione) ed è definibile a tre livelli:

- Sicurezza funzionale **di impianto**: dipende dallo standard di sicurezza con cui l'impianto è stato progettato (ad esempio una linea elettrica)
- Sicurezza Funzionale di Sistema: dipende dall'architettura di rete complessiva (livello della magliatura della rete, doppia alimentazione, etc.)
- Sicurezza **non strutturale di sistema**: dipende dalle procedure operative o sistemi installati nella rete elettrica, atti prevenire, in anticipo rispetto al manifestarsi compiuto di un evento severo, la possibilità di danno funzionale agli impianti e/o alla rete (sistemi e procedure per la prevenzione dal rischio di fuori servizio da evento meteo severo e per la messa in atto di azioni di mitigazione preventiva)

1.1.4 Ripristino di una rete elettrica

La rialimentazione messa in atto dal gestore, non è, invece, direttamente correlata alla Sicurezza funzionale: intende infatti azioni di ripristino intraprese a seguito del manifestarsi di un evento meteorologico severo causa del superamento dei livelli di sicurezza ovvero di disalimentazioni.

Il "Ripristino" è definibile, pertanto, come la capacità del **gestore** di rete di rialimentare quanto più velocemente gli utenti disalimentati a seguito del manifestarsi di un evento severo (ad esempio: forte nevicata o esondazione).

Esso dipende dall'entità, efficienza ed efficacia dell'azione messe in atto dal gestore a seguito delle disalimentazioni (ad esempio: procedure di controllo e conduzione, intervento squadre operative).

Trattandosi di una capacità di rialimentazione, il Ripristino è categorizzabile in due distinte tipologie di intervento:

- La "**Ripartenza**", ovvero la rialimentazione dell'utente precedentemente disalimentato, in condizioni di emergenza e senza ricorrere, in una prima fase, al recupero funzionale di tutti gli elementi di rete fuori servizio (ad esempio ricorrendo alle sole manovre in teleconduzione), ma comunque accedendo, seppur limitatamente, alle risorse offerte dalla rete elettrica
- Il "**Recupero**" dell'utente precedentemente disalimentato, attraverso il recupero del pieno accesso alla rete elettrica (ad esempio il ripristino di una linea elettrica collassata)

Si noti come il Recupero sia la soluzione definitiva e di regime, mentre la Ripartenza può svolgere, in ragione di specifici vincoli e opportunità, una soluzione temporanea preliminare, in attesa del pieno Recupero.

Va infine segnalato, come, dato l'andamento asintotico nel completamento della rialimentazione, sia opportuno valutare convenzionalmente il Ripristino trascorso il Tempo operativo.

1.1.5 Survivability di una rete elettrica

Il concetto di rialimentazione di un utente, espresso dal Ripristino, è affiancabile da una seconda e distinta grandezza, la **“Survivability”**, riferita all’evenienza di una rialimentazione, a carattere transitorio, senza il ricorso ad alcuna risorsa proveniente dalla rete elettrica.

Si definisce Survivability, la capacità di rialimentare un utente di una porzione di rete colpita da un evento meteorologico severo, impiegando strumenti e metodologie di lavoro innovative o non standard e senza ricorrere al pieno accesso alla rete elettrica.

A titolo esemplificativo ma non esaustivo, ricade nella suddetta tipologia di rialimentazione, l’impiego, in regime transitorio, di gruppi elettrogeni di continuità o l’esercizio di porzioni di rete in modalità di isola di carico.

1.1.6 Resilienza di una rete elettrica

Una volta definite le due componenti o indici, Sicurezza funzionale e Ripristino, è possibile inquadrare compiutamente il concetto di **“Resilienza”** di una rete elettrica.

Essa è la capacità del **sistema** e del **gestore** di rete di resistere e reagire agli eventi severi (ad esempio forte nevicata o esondazione) che ne compromettono il funzionamento, riportando quanto più velocemente il sistema nel suo stato iniziale.

Dipende pertanto da quanto il sistema è sicuro funzionalmente (si riduce il picco di utenti disalimentati) e dall’intensità della rialimentazione (ovvero il grado Ripristino messo in atto dal gestore).

Si sottolinea un aspetto fondamentale della definizione di tutte le suddette grandezze (Resilienza, Sicurezza Funzionale, Ripristino e Survivability): esse hanno valore **probabilistico**, si tratta, cioè, di capacità medie, esibite dal sistema o dal gestore, statisticamente attese.

È quindi errato valutarle in via deterministica, intendendo, in questo caso, misurare le reali capacità del sistema o del gestore dal comportamento esibito a fronte di un singolo e isolato evento. Tale eventualità non sarebbe infatti compiutamente rappresentativa delle reali capacità del sistema o del gestore: solo un’osservazione prolungata nel tempo, costituita da un numero consistente di eventi severi è in grado di poter far apprezzare quantitativamente l’effettiva entità di ciascuna componente.

Allo stesso modo, qualunque tipo di valutazione, a fini programmatici, di ciascuna grandezza, non può che avere valore probabilistico: ci si sta riferendo alla capacità media attesa, a fronte di un numero consistente di eventi meteo severi, tenendo inoltre conto della estrema variabilità di estensione e gravità degli eventi stessi.

A complemento, si consideri, inoltre, come alcune grandezze, ad esempio il Ripristino e la Survivability, aggiungano alle considerazioni appena esposte, il fattore dell’estensione geografica (e di conseguenza l’estensione e specificità della porzione di rete competente) come parametro qualificante su cui valutarle probabilisticamente: il valore, ricostruito o previsionale, è da considerarsi medio sulla porzione in oggetto.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, è opportuno indicare le possibili strategie volte a elevare la Resilienza di una rete elettrica. Gli interventi possono attenersi:

- Alla Sicurezza funzionale (ad esempio realizzazione nuove linee aree o in cavo, sostituzioni vecchie linee, sostituzione conduttori, installazione di opportune componentistiche di rete), con l'obiettivo, in tal caso, di ridurre la probabilità di una disalimentazione per evento severo grazie all'innalzamento dello standard di sicurezza
- Al Ripristino (ad esempio mezzi speciali, sostegni provvisori, cellulari satellitari, implementazione di procedure operative e di coordinamento tra TSO e DSO), con l'obiettivo di aumentare la capacità, statisticamente attesa, del gestore di rialimentare quanto più velocemente le utenze a seguito di un evento severo

Si consideri, infine, come il mantenimento di adeguati livelli di Resilienza, con particolare riferimento alle attività del competente gestore di rete, richieda l'implementazione di un processo di aggiornamento e miglioramento continuo, sfruttando anzitutto la continua crescita della base dati sugli eventi meteorologici severi e abbia come obiettivo quello di individuare i più adeguati e proficui interventi, quali che siano le aree di competenza (sugli standard progettuali, sulle procedure operative, etc.), tali da mantenere ovvero elevare i livelli già raggiunti.

1.2 Definizione della Resilienza

Dal punto di vista concettuale, la Resilienza dipende da due grandezze indipendenti: la Sicurezza funzionale e il Ripristino, la legge con cui esse interagiscono è caratterizzabile tramite una proporzionalità diretta.

Un sistema (costituito dalla rete elettrica e il competente gestore), infatti, è resiliente se, è capace, a fronte di un evento meteorologico severo, di resistere alla sollecitazione derivante, preservando la propria funzionalità e garantendo la continuità dell'alimentazione (elevata Sicurezza funzionale), e/o, a seguito del guasto di uno o più dei propri impianti, fonte di disalimentazioni, di rialmentarli quanto più velocemente (elevato Ripristino). Al crescere di una o entrambe delle due componenti, cresce la Resilienza di sistema.

Il legame tra i tre termini, Sicurezza funzionale, Ripristino e Resilienza è pertanto esprimibile con una relazione quantitativa del tipo:

$$\text{Resilienza} = \text{Sicurezza} + (1 - \text{Sicurezza}) * \text{Ripristino}$$

2. METODOLOGIA DI STIMA DELLA RESILIENZA

Le tipologie di interventi prevedibili sul sistema (la rete elettrica e/o il competente gestore) per intervenire sulla Resilienza sono categorizzabili in base alla finalità: elevare la Sicurezza Funzionale e/o il Ripristino.

Nel primo caso, la Sicurezza Funzionale è caratterizzabile in due livelli distinti:

- Strutturale perché dipende dallo standard di sicurezza con cui è progettato il singolo impianto (e.g. linea elettrica) e/o dall'architettura di rete (e.g. livello di magliatura di una rete)
- Non strutturale, ovvero legata alle procedure operative e ai relativi strumenti tali da prevenire o mitigare il rischio di fuori servizio

2.1 Valutazione degli interventi per la Sicurezza funzionale

2.1.1 Stima Indice Sicurezza Funzionale di Impianto

Nel seguito la valutazione esemplificativa è riferita alle linee elettriche aeree, dato che, sotto l'ipotesi di valutare gli eventi meteo severi ghiaccio e neve, si reputa ininfluente la Sicurezza funzionale di ogni singola stazione, considerata a sé stante. La Sicurezza Funzionale di Sistema viene invece valutata per ogni stazione in base alla reale magliatura della porzione di rete cui essa è connessa.

Si intende proporre una metodologia che assegni a ogni linea elettrica, un valore, **Sicurezza funzionale di impianto**, identificativo del tempo di ritorno (anni) equivalente delle azioni complessive adottate dallo standard progettuale, in riferimento alla verifica della sollecitazione meccanica dei conduttori nelle condizioni di **"Coesistenza di vento e ghiaccio o neve"**, prescritta dalla più recente normativa **CEI EN 50341-1**.

Questo confronto permette di misurare lo scostamento relativo degli standard progettuali di sicurezza funzionale, in riferimento agli eventi severi con ghiaccio e neve.

Ogni linea potrà essere accreditata di un valore relativo di Sicurezza funzionale di impianto, noto il seguente insieme di informazioni (presentato a titolo esemplificativo ma non esaustivo):

- a) Normative
- b) Localizzative/geografiche
- c) Di caratterizzazione della resistenza strutturale
- d) Di progetto e messa in opera

Per poter accreditare ciascuna linea della grandezza Sicurezza funzionale di impianto (S_{LINEA} , trattandosi nel seguito di linee elettriche), partendo dalla base dati di cui ai precedenti punti a)-d), sarà necessario applicare la seguente metodologia:

- 1) Per ogni linea elettrica individuazione della **campata rappresentativa** (e.g. campata ad altitudine maggiore) e acquisizione delle seguenti informazioni:
 - Regione e provincia amministrativa attraversate
 - Altitudine sul livello del mare [mslm]

- Carico di rottura del conduttore [daN]
 - Condizioni di tesatura del conduttore (EDS, in % del carico di rottura)
 - Altre grandezze per applicazione equazione cambiamento di stato (e.g. modulo di elasticità, sezione)
- 2) Determinazione del **carico equivalente [kg/m]**, in base alle condizioni di verifica di temperatura, vento e manicotto di ghiaccio della **CEI EN 50341 (-2 gradi celsius, 60% di V_b e S_k)** per diversi tempi di ritorno (Z anni), partendo dalle singole componenti (ciascuna a tempo di ritorno Z anni):
- a) Velocità di riferimento del vento V_b (m/s) come definito nelle "Norme tecniche sulle costruzioni" e in accordo alla EN 50341
 - b) Spessore base di ghiaccio S_k (mm), secondo quanto prescritto nella EN 50341, per il tipo di carico 1 (ghiaccio)
 - c) Adozione della condizione di verifica, con combinazione a tempo di ritorno Z anni (una volta stabilite le due componenti, vento e manicotto di ghiaccio con tempo di ritorno pari a Z anni):

Condizione di verifica	Temperatura [°C]	Vento [m/s]	Ghiaccio [mm]
Presenza combinata vento e ghiaccio	-2	$0,6 \cdot V_b$	S_k

La determinazione della velocità del vento con tempo di ritorno Z anni è desumibile dall'impiego della distribuzione di Gumbel.

La determinazione del carico da manicotto di ghiaccio, con tempo di ritorno Z anni è desumibile dalla tabella "fattori di conversione per differenti periodi di ritorno dei carichi di ghiaccio e neve", presenti nella CEI EN 50341

- 3) Risoluzione iterativa, dell'equazione del cambiamento di stato del conduttore, sino a individuare il tempo di ritorno (Y anni) dell'azione combinata di cui al precedente punto 2 tale da determinare una sollecitazione finale pari ai valori massimi prescritti dalla norma in funzione del carico di rottura del conduttore. Alla linea oggetto di studio sarà assegnato un valore di Sicurezza funzionale di impianto $S_{LINEA} =$ tempo di ritorno di Y anni

2.1.2 Stima Indice Sicurezza Funzionale di Sistema

La valutazione in oggetto è riferita **esclusivamente alle stazioni o cabine elettriche** (e nello specifico ad **cabine a tensione uguale o inferiore a 150 kV**), detto che tale valore dipenderà da:

- Standard di Sicurezza funzionale di tutte le linee elettriche alimentanti la stazione, spendendo, per ogni linea, il precedente indice
- Architettura della porzione di rete cui la stazione è connessa; si intende in questo modo intercettare l'impatto sulla sicurezza che deriva da una adeguata magliatura di rete o dagli standard di sicurezza di altre linee, non direttamente connesse, ma che possono comunque causarne una disalimentazione (ad esempio anello con stazione in oggetto nella porzione centrale dello stesso).

Avendo impiegato, per la definizione del suddetto indice, la Sicurezza funzionale di impianto, a sua volta intesa **come uno scostamento relativo** rispetto allo standard **CEI EN 50341-1** e, misurata per il tramite del tempo di ritorno delle azioni con le quali è progettata, si intende definire la Sicurezza Funzionale di Sistema (per ciascuna stazione) come:

- La probabilità che la stazione sia disalimentata a causa del fuori servizio di linee elettriche direttamente connesse a essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete, che possa determinarne la disalimentazione, in assenza di possibili riconfigurazioni di rete rapide (effettuabili da remoto)

Il presupposto teorico di tale ipotesi è il criterio iso-rischio adottato nella CEI EN 50341-1: lo standard prescrive una sicurezza funzionale per azioni di eventi meteo con **tempo di ritorno 50 anni**.

Il valore di Sicurezza funzionale di ciascuna linea è **rapportato al tempo di ritorno** adottato dalla norma rispetto alla quale si è definito lo scostamento relativo (50 anni): ne deriverà una probabilità di fuori servizio della linea in riferimento all'evento meteo severo ghiaccio e neve, secondo quanto segue:

$$\text{probabilità fuori servizio} = \frac{1}{S_{LINEA}} = \frac{1}{T_{ritorno}}$$

Il valore finale di Sicurezza Funzionale di Sistema, per ogni stazione, deriverà da un **calcolo probabilistico, esteso a tutta la porzione di rete funzionalmente autonoma**, contando, come già indicato, la sola probabilità di fuori servizio di linee elettriche.

Tale calcolo probabilistico, da ripetere per ogni stazione della porzione di rete oggetto di studio, potrà essere, in ragione della complessità ed estensione della stessa, eseguito in via esplicita (valutando tutte le possibili permutazioni) oppure semplificata, laddove siano, ad esempio, presenti più dorsali tali per cui sia ipotizzabile, in prima approssimazione, che l'alimentazione sia sempre garantita.

2.1.3 Indice di priorità tecnico

Una volta pervenuti alla valutazione della Sicurezza Funzionale di Sistema di ciascuna stazione, è opportuno, sfruttando la teoria della gestione del rischio, determinare, sempre per ciascuna stazione, il rischio di disalimentazione, dato dal prodotto della probabilità di guasto per evento meteo severo (ghiaccio e neve) e il danno che ne consegue.

A tale rischio è associato il nome di Indice di priorità tecnico e prevederà, come primo termine il valore appena calcolato di Sicurezza Funzionale di Sistema e per secondo un valore rappresentativo, sullo storico recente, di potenza attiva scambiata dalla stazione.

Per valutare quest'ultimo dato si propone di calcolare, per ciascuna cabina primaria, a partire dai dati storici del valore massimo di prelievo delle ultime 3 stagioni invernali per il periodo 01/12-31/03.

Il valore sarà pari al 95°percentile della distribuzione dei valori massimi giornalieri per le 3 stagioni invernali sopraccitate (oppure, in via esemplificativa, pari alla media aritmetica dei valori massimi delle ultime 3 stagioni).

Tale indice permetterà di definire un elenco di stazioni/cabine primarie più a rischio per eventi meteo severi di ghiaccio e neve.

La determinazione dell'ordine di priorità, su criterio tecnico, dell'intervento di adeguamento degli impianti (linee aeree), per ciascuna stazione elettrica (PR_{TECI}) dipende dall'entità delle seguenti grandezze, ciascuna riferita a una stazione elettrica:

- A. Indice omogeneo di sicurezza di stazione $S_{STAZIONE}$ [%]
- B. Potenza alimentata dalla stazione [anche come % di valore di normalizzazione unico nazionale]
Misura dell'energia scambiata, sullo storico, dalla stazione¹

L'indice di priorità di intervento, su criterio tecnico, per ciascuna stazione (PR_{TECI}), è così formulato:

$$PR_{TECI} = (1 - S_{STAZIONE}) \cdot potenza, \quad [MW]$$

E si definisce come il rischio annuo di potenza disalimentata per la stazione elettrica.

2.2 Valutazione degli interventi per Ripristino

2.2.1 Stima del Ripristino

Proporre una metodologia di individuazione degli interventi finalizzati a elevare la capacità di ripristino presenta elementi di complessità, ancora non del tutto esplorati nella letteratura scientifica.

I fattori che influenzano questa stima sono:

¹ Calcolato, per ciascuna cabina primaria, a partire dai dati storici del valore massimo di prelievo delle ultime 3 stagioni invernali per il periodo 01/12-31/03.

Il valore sarà pari al 95°percentile della distribuzione dei valori massimi giornalieri per le 3 stagioni invernali sopraccitate (oppure, in via esemplificativa, pari alla media aritmetica dei valori massimi delle ultime 3 stagioni).

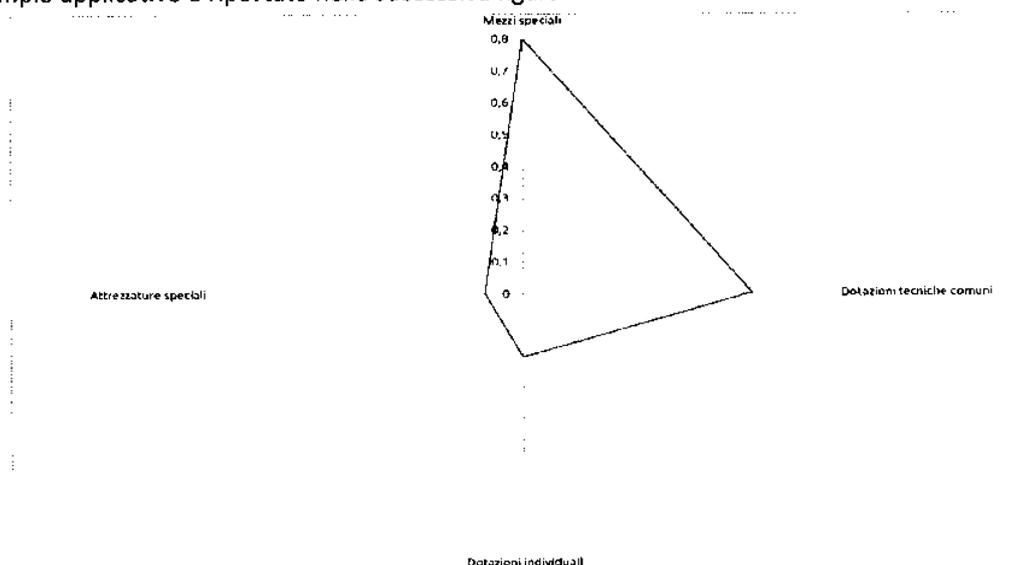
- a) L'identificazione dell'estensione della porzione di rete su cui valutarla: in linea generale, il ripristino è un indicatore della capacità del gestore di rete di intervenire in porzioni di rete costituite dall'insieme di più aree. Questa evenienza è dovuta all'organizzazione delle squadre operative del gestore e dalla omogeneità di condizioni meteo che affligge più porzioni di rete anche disgiunte
- b) Il legame quantitativo, per unità di risorsa, tra la tipologia di strumento di lavoro e l'aumento della capacità di Ripristino che ne consegue

Si fa presente, ad esempio, come sia complesso stimare, per il punto a), il decremento sul Ripristino, a parità di risorse e mezzi di lavoro, per scenari con eventi meteo severi contemporanei sulla porzione di rete gestita dallo stesso nucleo operativo. O ancora, l'impatto della disponibilità di nuovi e/o ulteriori mezzi speciali (automezzi a trazione integrale dotati di lama spalaneve), su cui esistono ancora poche risultanze dall'impiego operativo.

Premessi i fattori suddetti, si propone comunque la seguente metodologia di stima del Ripristino:

- La stima dell'indice di **Ripristino** può essere eseguita, in ragione della tipologia e quantità di strumenti di lavoro in dotazione alle unità operative, valutandone l'**area del grafico radar**, definita preliminarmente la correlazione tra la tipologia dello strumento di lavoro e il beneficio sul Ripristino

Un esempio applicativo è riportato nella successiva figura.



Il grafico radar ha l'obiettivo di intercettare il beneficio complessivo dato più interventi di differente tipologia, facendo apprezzare maggiormente il legame di sensitività con il Ripristino.

Si vuole, infine, rappresentare che, la metodologia in parola è tuttora in divenire e che sono prevedibili ulteriori sviluppi.

ALLEGATO A

Integrazione con la mappatura carichi ghiaccio e neve

Sfruttando la più aggiornata mappatura nella disponibilità del CEI CT8-28, in merito ai valori massimi registrati di carico da ghiaccio e neve bagnata, si propone di soddisfare i requisiti espliciti dell'articolo 37 dell'allegato A della Deliberazione 23 dicembre 2015 653/2015/R/EEL, fornendo un ulteriore affinamento sulle occorrenze di fenomeni meteorologici severi e persistenti degli ultimi 15 anni.

Condizione necessaria per cui una mappatura sia adottabile nell'ambito del CT8-28 è che siano entrambe soddisfatte le seguenti condizioni:

- La base dati meteo sia validata in termini di disponibilità, precisione e risoluzione spaziale dei consuntivi (possibile la comparazione tra tale base dati e altre di riconosciuta validità)
- I modelli numerici per il calcolo delle azioni meteo (e.g. modelli di accrescimento del manicotto di ghiaccio e neve) siano validati: s'intende cioè validare gli output forniti a fronte dell'impiego degli effettivi consuntivi meteo disponibili e di cui al precedente punto (e.g.: validazione tramite la comparazione degli output con reali misurazioni sul campo a fronte di disservizi)

La mappatura permetterà infatti, in abbinamento alla metodologia adottata, di contribuire a intercettare con maggior dettaglio condizioni di criticità, dato che:

- Si avvale di una risoluzione spaziale di 5 km, idonea per valutazioni puntuali
- Tiene conto di un periodo temporale centrato sugli anni recenti (presenti gli ultimi 15 anni di osservazioni meteo) tale da poter intercettare variazioni tendenziali a carattere locale
- Permette, in aree a più alto rischio, d'integrare puntualmente la base dati meteo

Si tratta pertanto di elevare la risoluzione della mappatura prescritta dalla CEI EN 50341, rivalutando l'ordine di priorità di competenza delle stazioni elettriche, considerando quindi la sola interazione con la Sicurezza Funzionale. Non sono previste, invece, ulteriori considerazioni in merito al Ripristino.

La metodologia d'integrazione prevede il seguente procedimento:

1. Applicazione della metodologia per la stima della Sicurezza funzionale di sistema e dell'indice di priorità tecnico
2. Determinazione dell'indice di priorità tecnico per tutte le stazioni elettriche e definizione, prevedendo opportuni cluster, del relativo merit order sulla priorità di intervento (sarà possibile pre-filtrare l'insieme, restringendo sin dall'inizio il calcolo sulle aree più critiche e/o alle stazioni alimentate da linee vetuste o inserite in un'architettura di rete intrinsecamente più vulnerabile)
3. A partire dalla nuova mappatura sul carico da manicotto di neve bagnata, si individuano le sole zone, e, quindi, le stazioni elettriche, in cui tale carico eccede il valore prescritto dalla CEI EN 50341 (nel seguito "insieme a mappatura aggiornata")

	NOTA TECNICA	11/11/2016
		Rev.00

4. Nei casi di ex-aequo nel valore d'indice di priorità tecnico tra due o più stazioni appartenenti al medesimo cluster, lo stesso sarà riordinato per priorità decrescente, accreditando le stazioni appartenenti all'insieme a mappatura aggiornata del valore relativo più alto

Si precisa che così facendo, le stazioni accreditate di valori più alti dell'indice di priorità tecnico, rispetto a un ipotetico cluster in ex-aequo, non risulteranno declassate o non ne risulterà modificato l'ordine di priorità relativo.