

Metodologia per il calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale

Storia delle revisioni

Rev. 00	Marzo 2021	Prima edizione
------------	------------	----------------

Executive Summary

Gli eventi meteorologici severi degli ultimi anni e, in particolare, la maggiore intensità e variabilità di frequenza ed estensione degli stessi hanno evidenziato la necessità di una pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale sempre più efficace e mirata a ridurre/mitigare l'impatto di tali eventi sulla continuità del servizio nelle aree del Paese in cui questi si verificano.

Per tener conto dell'incremento dei fenomeni meteo rilevanti, nel corso degli ultimi anni sono state sviluppate e analizzate, anche su indicazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, le azioni e gli interventi necessari ad incrementare la resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale. In tale contesto Terna ha presentato, nei Piani di Sviluppo 2018-2020, una prima proposta metodologica per la definizione di un indicatore che potesse determinare il beneficio di un intervento in termini di incremento della resilienza a fronte di eventi meteorologici con elevato impatto sugli elementi della rete elettrica di trasmissione, in particolare ghiaccio-neve.

Anche al fine di intercettare l'evoluzione e l'impatto del clima nei prossimi decenni, Terna ed RSE hanno sviluppato una nuova metodologia di tipo probabilistico a supporto della pianificazione della rete di trasmissione che consenta di calcolare la probabilità attesa di guasti e contingenze multiple, causate da diverse tipologie di eventi meteorologici, nonché di valutare il loro impatto sul sistema elettrico, in termini di energia disalimentata, considerando anche i possibili effetti a cascata sulla rete.

Nel presente documento, posto in consultazione ai sensi della delibera 64/2021/R/eel, si propone quindi una nuova metodologia per la definizione del beneficio correlato all'incremento della resilienza, elaborata congiuntamente da Terna ed RSE, che supera la precedente metodologia e sarà alla base del nuovo piano di interventi per l'incremento della resilienza.

Indice

1. Premessa	4
2. Fasi principali della metodologia	6
2.1 Fase 1: Esposizione della rete agli eventi meteorologici severi	8
2.2 Fase 2: Analisi vulnerabilità degli asset	11
2.3 Fase 3: Calcolo del tempo di ritorno del disservizio della linea prima dell'intervento (TR_{L-PRE})	20
2.4 Fase 4: Calcolo del tempo di ritorno di disalimentazione ($TR_{IMP-PRE}$) e dell'energia non fornita ($EENS_{PRE}$) degli impianti prima dell'intervento	23
2.5 Fase 5: Calcolo del tempo di ritorno del disservizio delle linee (TR_{L-POST}), di disalimentazione degli impianti ($TR_{IMP-POST}$) e dell'EENS dopo l'intervento	27
2.6 Fase 6: Calcolo del beneficio incremento della resilienza	28
Glossario	29

1. Premessa

Gli eventi meteorologici occorsi negli ultimi decenni hanno evidenziato come le infrastrutture elettriche siano colpite in misura sempre maggiore da eventi meteorologici severi, in particolare da episodi di intense nevicate e raffiche di vento violente che hanno interessato le regioni italiane con impatti sempre più gravi e devastanti¹.

Secondo gli ultimi studi pubblicati dalla comunità scientifica internazionale², il continuo incremento delle emissioni di gas climalteranti comporterà un'ulteriore e significativa intensificazione del fenomeno di surriscaldamento del pianeta³. Ciò comporterà un considerevole incremento in frequenza ed intensità di eventi meteorologici severi che, sottoponendo l'infrastruttura elettrica a sempre maggiori stress, determineranno un aumento della probabilità di fuori servizio accidentali degli elementi di rete e, conseguentemente, di disalimentazione degli impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale.

La resilienza di un sistema elettrico, definita nell'ambito del Cigrè WG C4.47⁴, è l'abilità di limitare l'estensione, la severità e la durata della degradazione del sistema stesso a seguito di un evento severo. La resilienza è, dunque, la capacità di un sistema di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, in modo rapido ed efficiente, eventualmente mediante interventi provvisori, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema.

Aumentare la resilienza della rete di trasmissione vuol dire quindi aumentare la capacità della stessa di resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta per cui è stata progettata e riportarsi nello stato di funzionamento normale, mitigando il rischio di disalimentazione degli impianti.

Per raggiungere tale obiettivo è necessario identificare interventi specifici finalizzati ad aumentare la resilienza del sistema elettrico nell'area esposta agli eventi meteorologici severi.

Gli interventi per l'incremento della resilienza possono essere classificati in tre principali categorie:

- **interventi di monitoraggio**, ovvero soluzioni tecnologiche innovative finalizzate ad anticipare situazioni meteorologiche critiche per permettere la valutazione e l'adozione di eventuali soluzioni preventive o l'intervento in tempo reale, riducendo così i tempi di ripristino. Tali soluzioni possono essere pertanto utilizzate per attivare azioni pre o post fuori servizio;
- **interventi preventivi**, finalizzati ad incrementare la magliatura della rete o l'affidabilità e la robustezza degli asset esistenti, riducendo pertanto la vulnerabilità della rete e del sistema

¹ P. Faggian e G. Decimi. "An updated investigation about climate-change hazards that might impact electric infrastructures." 2019 AEIT International Annual Conference (AEIT). IEEE, 2019.

P. Faggian "Il clima cambia e lo spiegano anche i modelli numerici.", Nuova Energia. Giugno 2019, pp. 50–54, per una trattazione divulgativa. P. Faggian et al. "Influenze climatiche nella gestione del sistema elettrico.", AEIT. Giugno 2015, Volume 6, pp. 16–27.

² Si veda IPCC, 2018. Global warming of 1.5°C.

³ P. Faggian e G. Decimi. "An updated investigation about climate-change hazards that might impact electric infrastructures." 2019 AEIT International Annual Conference IEEE, 2019. P. Faggian e R. Bonanno. "Raising awareness on climate-change related hazards that might impact electric infrastructures." 2018 AEIT International Annual Conference. IEEE, 2018.

⁴ E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto et al. "Defining power system resilience", Reference paper for Cigrè WG C4.47, Electra, issue n°306, Ottobre 2019.

elettrico agli eventi meteorologici. Possono essere classificati a loro volta in interventi di natura infrastrutturale e interventi puntuali di mitigazione;

- **interventi per il ripristino**, finalizzati a ridurre il tempo di ripristino del disservizio e/o della disalimentazione a seguito dell'accadimento di eventi meteo avversi impattanti il sistema elettrico. In tale categoria rientrano i piani d'emergenza e l'utilizzo di strumenti e attrezzature a supporto del ripristino.

A supporto della pianificazione degli interventi per l'incremento della resilienza è stata definita la metodologia di seguito descritta che consente di calcolare il beneficio correlato all'incremento della resilienza della rete. Al tempo stesso la metodologia consente di identificare le aree del territorio a maggior rischio atteso di guasti e/o disalimentazioni a fronte di fenomeni meteorologici avversi, permettendo pertanto al TSO di identificare le zone a maggior priorità di intervento.

L'analisi è basata su un indice di rischio di disalimentazione degli impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale (es. cabine primarie, utenti industriali connessi alla rete di alta e/o altissima tensione, ecc...), definito come il prodotto tra la probabilità che l'evento produca un disservizio e l'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio stesso.

La probabilità di accadimento dell'evento di disalimentazione di un impianto dipende dal tempo di ritorno (TR) del disservizio delle linee che alimentano direttamente o indirettamente il medesimo, vale a dire dal numero di anni che mediamente intercorre tra due guasti dello stesso tipo dovuti al verificarsi di una certa tipologia di evento meteorologico.

In particolare, è possibile misurare per un impianto l'incremento di resilienza conseguito a seguito dell'implementazione di un intervento calcolando la variazione in termini di tempo di ritorno di disalimentazione e rischio di energia non fornita attesa su base annua (EENS – *Expected Energy not Served*) nelle condizioni pre e post-intervento.

La metodologia è in grado di valutare altresì la riduzione del rischio di distacco di impianti di generazione connessi alla rete di trasmissione derivante dall'incremento di resilienza a seguito della realizzazione di un intervento.

Tuttavia, la metodologia è principalmente focalizzata a valutare il rischio di disalimentazione del carico, considerando che il distacco di carico comporta un impatto più rilevante in termini economici per il sistema, in virtù della differente valorizzazione dell'energia non fornita per gli impianti di prelievo rispetto a quella non ritirata per gli impianti di generazione.

Il processo descritto nel seguito consente di individuare i componenti e le zone della rete strutturalmente più esposti agli effetti degli eventi meteo severi in modo da identificare puntualmente quegli interventi di natura preventiva che permettono di incrementare la robustezza dell'infrastruttura di trasporto e la resilienza delle porzioni di rete potenzialmente più critiche.

2. Fasi principali della metodologia

Il nuovo approccio metodologico per l'individuazione degli interventi per l'incremento della resilienza della rete di trasmissione e per il calcolo dell'indicatore del beneficio resilienza è basato sulle seguenti linee guida:

- utilizzo di un **approccio innovativo**, modulabile e replicabile per **eventi meteorologici di diversa natura**, che, attraverso l'elaborazione di **scenari di estremi climatici**, consente l'identificazione delle aree del territorio maggiormente esposte agli effetti di eventi meteorologici severi di diversa natura, associando ad essi la relativa **probabilità di accadimento**;
- utilizzo di un **approccio di tipo ingegneristico** per la stima della vulnerabilità dei diversi componenti delle linee elettriche a sollecitazioni dirette e indirette causate da eventi meteorologici severi, attraverso la determinazione di specifiche curve di vulnerabilità definite mediante l'utilizzo di parametri tecnico-orografici reali;
- utilizzo di un **approccio probabilistico "N-k"** per l'analisi dei disservizi multipli e simultanei prodotti da eventi meteorologici, al fine di poter quantificare la probabilità di accadimento di tali contingenze multiple e valutare il loro impatto sulla porzione del sistema elettrico esposta all'evento meteo severo.

Più nel dettaglio, la metodologia si compone delle seguenti 6 fasi principali:

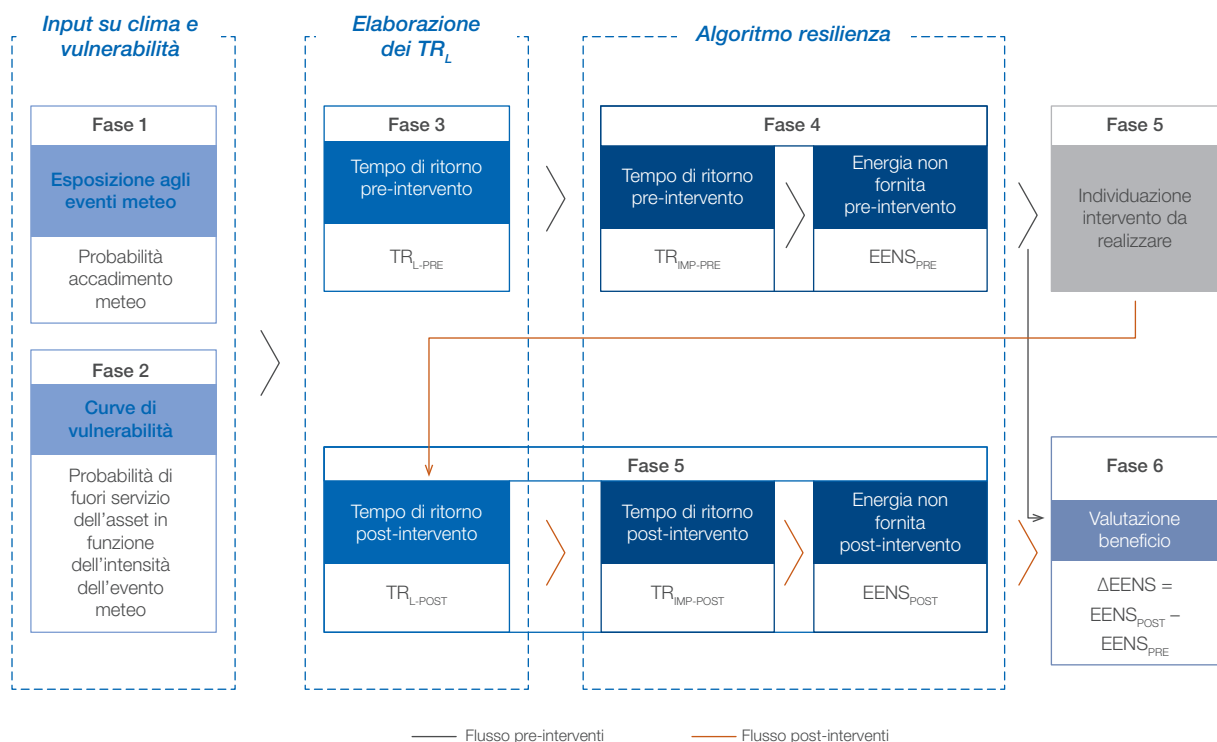
- Analisi dell'esposizione agli eventi meteorologici severi delle aree sul territorio nazionale:** prima fase che consiste nel calcolare, su tutto il territorio nazionale, la probabilità di accadimento di fenomeni meteorologici nei prossimi anni in funzione di soglie di intensità predefinite attraverso l'elaborazione dei risultati di modelli climatici che valutano l'esposizione agli eventi meteorologici avversi attesi nei prossimi decenni [par. 2.1].
- Analisi della vulnerabilità delle infrastrutture:** seconda fase che, in funzione dei criteri di progettazione stabiliti dalla normativa e secondo gli standard tecnici di Terna, consente di valutare la vulnerabilità dei componenti della linea di alta tensione a sollecitazioni dirette e indirette dell'evento meteorologico, tramite lo sviluppo di specifiche curve di vulnerabilità ricavate con l'utilizzo dei parametri tecnici e orografici caratteristici della rete di trasmissione [par. 2.2].
- Calcolo del tempo di ritorno del disservizio delle linee prima dell'intervento (TR_{L-PRE}):** terza fase che determina il tempo di ritorno di disservizio della linea pre-intervento, ovvero nelle condizioni antecedenti all'implementazione di un intervento di rinforzo della rete, attraverso la combinazione della curva di probabilità relativa all'accadimento dell'evento meteo in funzione della sua intensità e la curva di vulnerabilità degli elementi di rete analizzati [par. 2.3].
- Calcolo del tempo di ritorno di disalimentazione ($TR_{IMP-PRE}$) e del rischio di Energia non Fornita attesa ($EENS_{PRE}$) degli impianti prima dell'implementazione dell'intervento:** quarta fase che, attraverso l'applicazione di un **algoritmo di contingency analysis**, consente di quantificare il tempo di ritorno di disalimentazione e il valore di energia non fornita attesa su base annua degli impianti connessi alla rete di trasmissione.

A tal fine viene calcolato il rischio di disservizio simultaneo di più elementi di rete, per il quale la metodologia prevede l'adozione di un approccio probabilistico "N-k" che permette di valutare la probabilità della simultanea indisponibilità all'esercizio di più elementi di rete, tenendo anche conto della correlazione geografica tra linee ed eventi meteo storici. La modellazione dei *cascading effects*, ossia del generarsi di effetti a cascata sulla rete a partire dal disservizio iniziale (N-k), rende il modello più realistico e permette di indentificare le linee e gli impianti più critici con maggior completezza e precisione [par. 2.4].

- (v) **Calcolo del tempo di ritorno del disservizio delle linee (TR_{L-POST}) e di disalimentazione degli impianti ($TR_{IMP-POST}$) e dell'EENS_{POST} dopo l'intervento:** quinta fase che valuta l'impatto degli interventi individuati per l'incremento della resilienza, calcolando il tempo di ritorno di disservizio post-intervento (TR_{L-POST}) della linea, esistente o nuova, che, inserito nell'algorithm di *contingency analysis*, consente di determinare il tempo di ritorno di disalimentazione degli impianti post-intervento e l'eventuale energia non fornita attesa residua post-intervento [par. 2.5].
- (vi) **Calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza:** sesta e ultima fase che prevede il calcolo del beneficio resilienza associato ad ogni intervento individuato per l'incremento della resilienza della rete, calcolato come differenza tra il valore di energia non fornita attesa prima e dopo l'intervento pianificato sulle rete [par. 2.6].

Nella successiva *Figura 1* è schematizzato il processo per fasi appena descritto, dettagliato nei paragrafi successivi con i principali passaggi della metodologia. Si evidenzia che alcune ipotesi sui parametri e dati in input (es. tempo di ripristino, condizioni di carico e generazione, ecc.), potenzialmente variabili anno per anno, saranno indicati direttamente nel piano degli interventi di incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale.

FIGURA 1 Schema esemplificativo delle diverse fasi della metodologia



2.1 Fase 1: Esposizione della rete agli eventi meteorologici severi

Nella prima fase della metodologia vengono utilizzati modelli climatici per identificare l'esposizione della rete di trasmissione agli eventi meteorologici severi attesi nei prossimi decenni.

Gli scenari climatici⁵ consentono di stimare la pericolosità climatica futura a diversi livelli di dettaglio, calcolando la probabilità che un fenomeno di una determinata intensità si verifichi in un certo periodo di tempo, in una data area. Le proiezioni climatiche sono riprodotte sull'intero territorio nazionale e con risoluzione 4 x 4 km⁶. Le proiezioni oltre a fornire una visione di insieme sull'evoluzione attesa del fenomeno meteorologico e, quindi, della sua pericolosità, permettono di quantificare il rischio per la rete di trasmissione, individuando le infrastrutture della RTN a maggior probabilità di esposizione ad eventi meteorologici severi futuri.

Le proiezioni climatiche sono determinate per diversi orizzonti temporali, fino al 2050 a cadenza di 5 o 10 anni, come probabilità annua di superamento di **specifiche soglie di intensità di esposizione** all'evento meteorologico considerato⁷.

L'elaborazione delle proiezioni climatiche prevede **quattro step principali**:

- i. **Declinazione di dati climatici** storici globali⁸ su **scala locale**: partendo dalle ricostruzioni modellistiche del clima passato è possibile effettuare un “*downscaling*” a livello nazionale, per ottenere le caratteristiche climatiche locali con risoluzione più spinta.
- ii. **Correzione del bias**: i dati storici *downscaled* richiedono una “*bias-correction*” dove necessario, per evitare errori sistematici di sottovalutazione o sovrastima sistematica delle soglie di esposizione. Tale correzione viene fatta attraverso i dati registrati nelle stazioni meteo locali o con l'utilizzo di dataset di rianalisi meteorologica⁹.
- iii. **Elaborazione di proiezioni climatiche ad alta risoluzione**: i risultati dei modelli climatici così corretti vengono utilizzati per elaborare le proiezioni future, riscalate con risoluzione 4x4km per ogni regione di interesse e per i periodi futuri prescelti.
- iv. **Calcolo dei parametri caratteristici dell'evento meteorologico atteso analizzato**: dai risultati dei modelli climatici *downscaled* e *bias*-corretti si ottengono le probabilità di superamento dei valori soglia della variabile di stress a determinati orizzonti futuri (*Figura 2*).

⁵ Gli scenari climatici sono stati elaborati per il vento forte dal fornitore statunitense Jupiter Intelligence, mentre gli scenari climatici di ghiaccio-neve sono state elaborati da RSE.

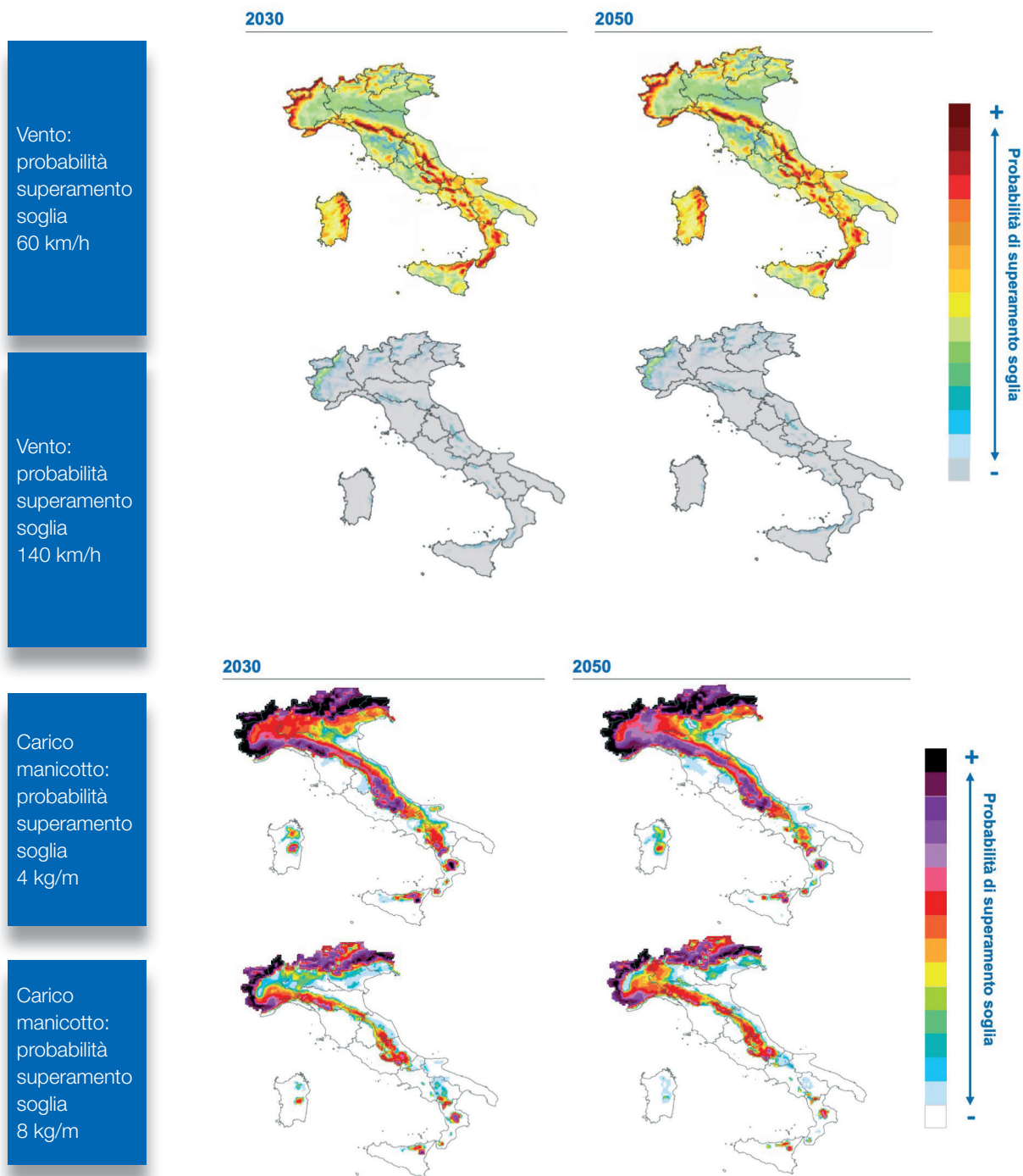
⁶ La griglia con risoluzione 4x4km è la migliore risoluzione ottenibile in base ai dati di partenza disponibili sia per quanto riguarda i modelli climatici che per i dataset di rianalisi utilizzati. Qualora fossero disponibili dati previsionali con risoluzione migliore sarà possibile valutare l'opportunità e il valore aggiunto derivante dal loro utilizzo.

⁷ Nel caso del vento forte le soglie si riferiscono all'intensità della velocità del vento (in km/h), valutata come valore medio su 10 minuti a 10 m di altezza; nel caso del fenomeno di ghiaccio-neve, le soglie riguardano il carico lineare di manico di neve umida (kg/m).

⁸ Nel caso del vento sono state usate 40 realizzazioni del modello climatico CESM-LENS, nel caso del fenomeno di ghiaccio-neve sono stati usati i modelli climatici Euro-CORDEX con la successiva applicazione del modello Makkonen per la stima del fenomeno del manico di neve umida.

⁹ La correzione degli errori sistematici del modello (ad es. sovra/sottovalutazione rispetto alle condizioni locali osservate) è stata effettuata sulla base delle disponibilità dati del provider: per il vento la correzione è stata fatta attraverso il database ERA-5, mentre per il fenomeno di ghiaccio-neve è stato usato il dataset di rianalisi MERIDA.

FIGURA 2 *Rappresentazione esemplificativa dell'applicazione delle proiezioni climatiche per alcune soglie di vento forte e manicotto di neve umida*



Al fine di stimare l'esposizione della RTN rispetto dell'evento considerato, i risultati delle proiezioni climatiche, rappresentati tramite una griglia con risoluzione 4x4 km, vengono associati alla rete di trasmissione in modo da dedurre per ciascuna linea e ciascuna campata oggetto di analisi i valori di probabilità di superamento delle soglie di intensità della variabile analizzata nell'anno orizzonte individuato.

FOCUS

Per rappresentare matematicamente l'output del modello previsionale, essendo W una variabile aleatoria che rappresenta la variabile meteo, w una sua specifica realizzazione, t l'anno futuro di riferimento e i l'area di interesse, e assumendo che la statistica calcolata dal modello previsionale sia la probabilità di eccedere valori soglia della variabile di stress al variare della stessa, la curva $P_C(w)$ del modello è, per ogni posizione i e anno t^{10} :

$$P_{C_{i,t}}(w) = 1 - \Pr(W_{i,t} < w) \quad (2.1)$$

La precedente può essere letta come la *Complementary Cumulative Distribution Function* (CCDF), ovvero la complementare della funzione di ripartizione¹¹ della variabile W data la posizione i e l'anno di riferimento t . Giacché la probabilità di eccedere valori soglia della variabile di stress è massima per valori nulli della variabile di stress stessa e invece decresce al crescere del valore¹² di w , ne consegue che, per ogni posizione i e anno t :

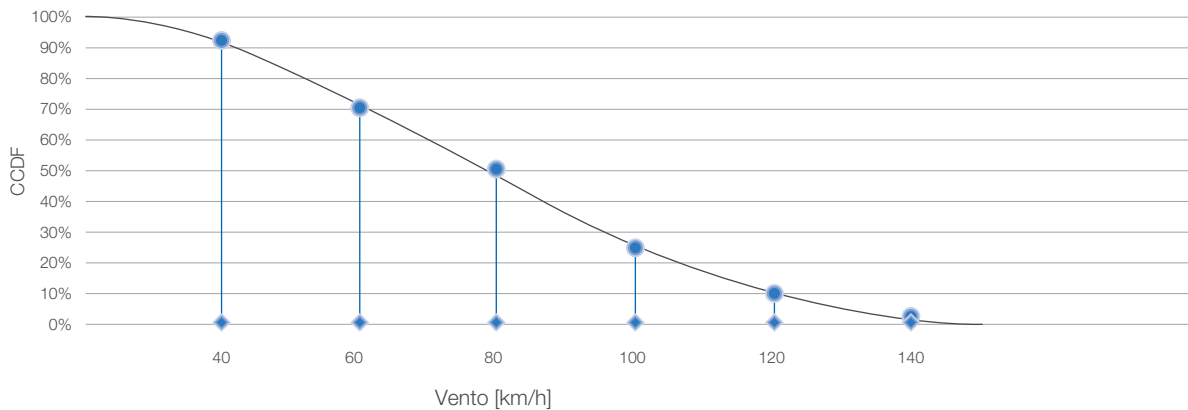
$$\lim_{w \rightarrow 0} P_{C_{i,t}}(w) = 1 \quad (2.2)$$

e anche

$$\lim_{w \rightarrow \infty} P_{C_{i,t}}(w) = 0 \quad (2.3)$$

La rappresentazione grafica (*Figura 3*) della CCDF è ottenuta attraverso l'interpolazione delle probabilità complementari di superamento di tutti i valori soglia della variabile di stress.

FIGURA 3 *Interpolazione esemplificativa della funzione di probabilità cumulata CDF complementare (CCDF) per l'evento meteorologico analizzato (es. superamento soglie di velocità del vento, km/h)*



¹⁰ Più precisamente, i modelli restituiscono un insieme discreto di punti a seconda del numero di input (es., valori della variabile di stress) inseriti. Una curva propriamente detta può essere facilmente ottenuta per interpolazione a partire dai punti precedenti, fatte delle assunzioni sulla forma funzionale.

¹¹ Ovvero il complemento ad uno della distribuzione di probabilità cumulata (Cumulative Distribution Function- CDF).

¹² Assumendo che la variabile di stress sia positivamente associata alla probabilità di accadimento di W .

A partire dalla CCDF viene determinata la densità di probabilità (*Probability Distribution Function*-PDF) $f_{C(i,t)}(w)$ della variabile meteo W ¹³, che definisce analiticamente come si distribuiscono, in termini di probabilità, i valori assunti della variabile per la posizione i ed anno t . Tale funzione è utilizzata come input per il calcolo del tempo di ritorno della linea (par. 2.3).



2.2 Fase 2: Analisi vulnerabilità degli asset

Dopo aver analizzato la pericolosità climatica a cui è soggetta la rete di trasmissione la metodologia prevede il **calcolo della probabilità di disservizio delle linee rispetto alle sollecitazioni dirette ed indirette** causate dagli stessi eventi meteo.

A tale fine è stato utilizzato un modello analitico che determina la vulnerabilità dei sotto-componenti di linea agli effetti diretti ed indiretti dell'evento meteorologico severo e che considera i criteri di progettazione stabiliti dalla normativa CEI¹⁴ e dagli standard tecnici Terna, e la norma EN 50341-1 per il calcolo delle azioni (verticali, longitudinali e trasversali) sui componenti a partire dalle variabili meteo.

La vulnerabilità dei sottocomponenti di linea viene determinata attraverso le seguenti fasi:

- (i) utilizzo dei parametri tecnici e orografici reali e specifici delle linee aeree della RTN¹⁵, per inizializzare il modello di vulnerabilità; la georeferenziazione del modello consente di accrescerne l'accuratezza, in quanto la vulnerabilità risulta essere strettamente legata alle caratteristiche specifiche dell'asset;
- (ii) valutazione della vulnerabilità dei sottocomponenti della linea, per gli effetti diretti e quelli indiretti in funzione della sollecitazione, rappresentata da curve di vulnerabilità che esprimono la probabilità di guasto e/o di fuori servizio di ciascun sottocomponente in funzione dell'intensità della sollecitazione;

¹³ La densità di probabilità rappresenta la derivata sulla variabile stocastica della Distribuzione di Probabilità Cumulata (Cumulative Distribution Function CDF, ovvero $\Pr(W_{(i,t)} < w)$) che a sua volta è la funzione complementare della curva di rischio climatico.

¹⁴ Norma CEI 11-4, così come ripresa dal DM 449 dell'88.

GENELEC Std. EN 50341-1-2012, "Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 1: General requirements - Common specifications", 2012. GENELEC Std. EN 50341-2-13:2017-01, "Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 2-13: National Normative Aspects (NNA) for Italy" (based on EN50341-1:2012).

¹⁵ Per le linee progettate secondo criteri unificati (post 1974) sono stati utilizzati i parametri progetto; per le linee progettate prima del 1974, i parametri sono stati stimati scegliendo le tipologie unificate di componenti più simili.

(iii) valutazione della vulnerabilità delle campate della linea, in funzione della vulnerabilità dei relativi sottocomponenti. Al crescere di questa, aumenta la probabilità di guasto¹⁶.

2.2.1 Modello di vulnerabilità

Il modello di vulnerabilità considera:

- gli **effetti diretti**, cioè gli eventi di guasto dei sottocomponenti dovuti all'azione diretta del fenomeno meteorologico sull'asset;
- gli **effetti indiretti**, cioè gli eventi di guasto (senza necessariamente rottura dei sottocomponenti ma comunque fuori servizio permanente) dovuti all'azione del fenomeno meteorologico su corpi estranei all'asset; in particolare, la metodologia si focalizza sugli effetti degli alberi ed il relativo impatto sulla linea.

Le principali caratteristiche (a livello di campata) considerate e incluse nel modello sono:

- **Parametri tecnici**: curve standard di utilizzazione meccanica delle linee AT e AAT secondo gli standard tecnici di Terna, la posizione geometrica (distanza assiale e altezza) di tutti i conduttori e funi di guardia per ogni linea, il tipo di conduttore (con le relative proprietà meccaniche e geometriche) utilizzata per conduttori di fase e funi di guardia (All, All-Ac, ecc.), la lunghezza della campata, la costante altimetrica e l'angolo di deviazione per ciascun sostegno, la tipologia del sostegno (traliccio, palo ecc.) e le sue prestazioni meccaniche, il tipo di morsetti (amarro o sospensione) per ogni sostegno, il peso del sostegno, le proprietà geometriche e fisiche delle fondazioni.
- **Parametri orografici/ambientali**: pendenza del terreno associata ad ogni campata, presenza di alberi lungo ogni campata, tipologia di piante prevalenti¹⁷, livello di umidità del suolo.

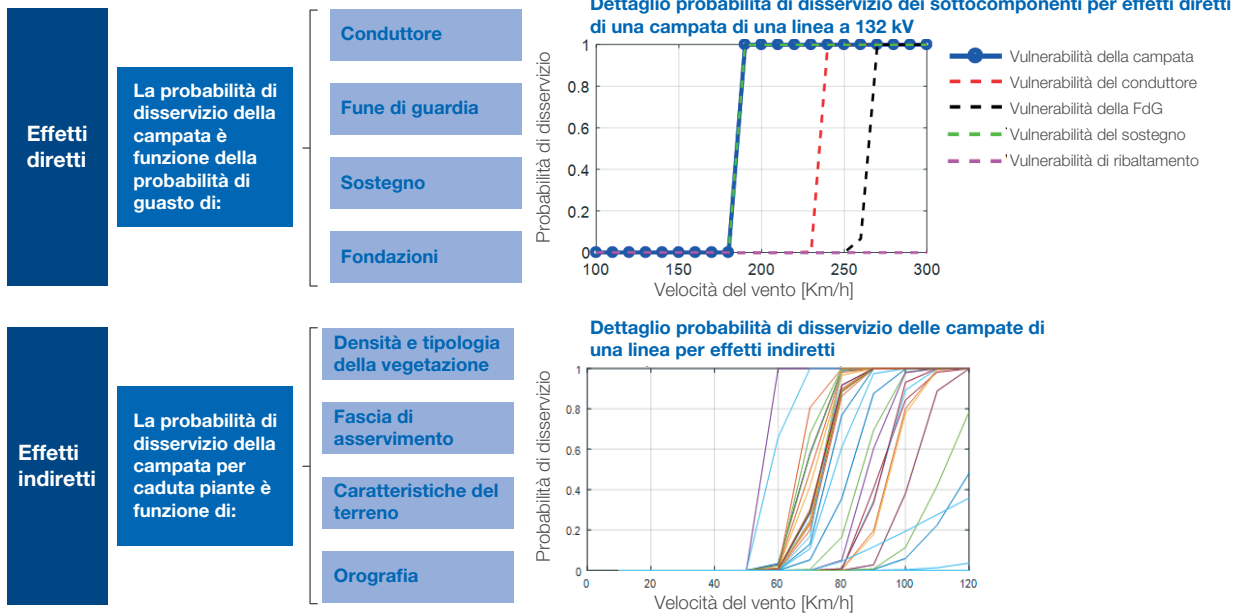
Sulla base delle suddette informazioni, il modello determina per ogni campata le curve di probabilità di disservizio (curve di vulnerabilità) in funzione di diversi livelli d'intensità del fenomeno meteorologico – sia per gli effetti diretti, sia per gli effetti indiretti – e della vulnerabilità degli elementi che compongono la campata (*Figura 4*).

¹⁶ Solitamente la vulnerabilità meccanica è rappresentata da distribuzioni di probabilità lognormali. La distribuzione si può adattare per ogni sottocomponente, in modo che il valore atteso di rottura coincida con quello nominale.

¹⁷ Ricavati dal Data Base europeo Corine Land Cover (CLC).

FIGURA 4 *Vulnerabilità dei componenti e delle campate per effetti diretti ed effetti indiretti (es. caso vento forte)*

Elementi principali per la definizione della curva di vulnerabilità di una linea



FOCUS

Modello della vulnerabilità agli effetti diretti

Il modello per gli effetti diretti considera la vulnerabilità dei sottocomponenti della linea maggiormente interessati dall'evento meteorologico di interesse, cioè:

- i conduttori di fase, soggetti alla tensione meccanica;
- le funi di guardia, soggetti alla tensione meccanica;
- il sostegno, soggetto alle forze di carico verticale ed orizzontale;
- le fondazioni del traliccio, soggette a stress in caso di ribaltamento del traliccio o all'azione di compressione sul suolo.

Ciascun sottocomponente è sottoposto ad una variabile di stress meccanico determinata dall'azione della minaccia meteorologica¹⁸, quale:

- tensione meccanica T_{pc} (in kN) sui singoli conduttori di fase;
- tensione meccanica T_{sw} (in kN) sulle singole funi di guardia;
- forze di carico R_t (in kN) agenti sulla struttura del sostegno, di tipo verticale (dovuti al peso dei conduttori e del ghiaccio-neve¹⁹ su campate contigue, nonché al coefficiente altimetrico K per il traliccio specifico) e di tipo orizzontale (dovuti a eventuali squilibri dei tiri per disuniforme accumulo di manicotto di neve su campate adiacenti e/o alla pressione del vento sui conduttori, sulla struttura del sostegno, sulle funi di guardia, sulle catene di isolatori e all'angolo di deviazione della linea δ);
- variabile di stress per le fondazioni del traliccio consistente nel momento di ribaltamento del traliccio M_t (in kNm) nel caso di fondazioni a blocco unico o nell'azione di compressione sul suolo (in N/m²) per le fondazioni a piedini separati.

La formulazione generale del modello di vulnerabilità del sottocomponente s alla minaccia j è la seguente:

$$P_{V_{s,j}} = P_{V_{s,j}}(A_{s,j}(w_j), \Theta_{s,j}) \quad (2.4)$$

dove $P_{V_{s,j}}$ è la funzione di vulnerabilità del sottocomponente s alla minaccia j , $A_{s,j}(w_j)$ è l'azione della variabile di stress relativa alla minaccia j sul sottocomponente s di una linea espressa come funzione dello variabile di stress w_j , mentre $\Theta_{s,j}$ caratterizzano la resistenza del sottocomponente s all'azione della variabile di stress j .

Le funzioni $A_{s,j}$ modellano l'interazione fisica tra l'evento meteorologico in esame e l'infrastruttura e consentono di tradurre l'intensità del fenomeno impattante nell'azione dello stesso applicata al sottocomponente generico s . La valutazione accurata di tali funzioni è essenziale per una corretta valutazione della vulnerabilità della linea aerea e viene eseguita secondo le indicazioni della norma EN 50341-1.

¹⁸ Nel caso della neve umida si considera anche l'effetto snow-shedding ovvero il distacco di una parte (meno probabilmente dell'intero) del manicotto di neve umida lungo il conduttore più basso tra le fasi, che determina un riposizionamento del conduttore stesso ed una potenziale riduzione della distanza dielettrica minima tra due fasi oppure tra una fase e la massa (traliccio o fune di guardia) con il conseguente guasto e messa fuori servizio della linea.

¹⁹ L'applicazione della metodologia è focalizzata inizialmente sui manicotti di neve umida.

Dato che tutte le curve P_v sono funzioni della variabile di stress w relativa all'intensità dell'evento meteorologico, è possibile derivare la curva di vulnerabilità dell'intera campata a partire dal modello di vulnerabilità di ciascun sottocomponente :

$$P_{V_i}(w) = 1 - \prod_s(1 - P_{V_s}(w)) \quad (2.5)$$

Quindi la probabilità di guasti associata ad ogni campata all'anno t è data dal seguente integrale:

$$P_{F(i,t)} = \int P_{V_i}(w) f_{C(i,t)}(w) dw \quad (2.6)$$

dove P_{V_i} è il modello di vulnerabilità dello campata, mentre $f_{C(i,t)}(w)$ è la densità di probabilità dell'intensità dell'evento meteorologico così come definito nella prima fase della metodologia (cfr. paragrafo 2.1). Questa formula sta alla base del calcolo del tempo di ritorno del disservizio della linea, come descritto nella sezione 2.3.

Modello di vulnerabilità agli effetti indiretti

Il modello di vulnerabilità delle linee per effetti indiretti considera i seguenti casi:

- (1) caduta/ribaltamento di alberi fuori fascia di taglio sulla linea;
- (2) contatto laterale dei conduttori con i rami per vento forte che porta il conduttore ad oscillare oltre le specifiche dettate dalla normativa²⁰;
- (3) contatto verticale degli alberi con il conduttore per crescita degli alberi o per presenza di manicotto di neve umida che può portare ad una riduzione oltre i limiti consentiti del franco da terra in condizioni ambientali e di esercizio particolari.

La maggior parte delle interruzioni causate dai contatti degli alberi si verificano durante condizioni meteorologiche avverse, quando gli alberi che si trovano all'esterno della fascia di rispetto (Right Of Way - ROW) cadono e intercettano i conduttori di linea.

Per poter rappresentare le curve di vulnerabilità per effetti indiretti, in aggiunta ai parametri tecnici della linea, sono stati introdotti parametri ambientali quali la pendenza del terreno associata ad ogni campata, la tipologia di alberi presenti nei terreni circostanti, la distanza tra i rami e la linea (stimata in base alla tipologia di alberi presenti), le caratteristiche del suolo (es. umidità) e le condizioni climatiche²¹. In particolare, la distanza tra i rami e la linea viene rappresentata dal parametro della ROW, calcolata considerando le prescrizioni della norma CEI 11.4 sulla fascia di taglio degli alberi più un margine aggiuntivo stabilito da TERNA per le pratiche manutentive.

Il modello per la valutazione della vulnerabilità delle campate rispetto ad effetti indiretti descrive quindi l'interazione tra geometria e condizioni operative della linea (es. altezza del sostegno, lunghezza della campata, corrente circolante), fattori ambientali (es. temperatura

²⁰ Casistica molto rara per il rispetto della normativa vigente CEI 11-4, così come ripresa dal DM 449 dell'88 che impone che la fascia di taglio sia sufficientemente larga da escludere il contatto laterale causato dall'oscillazione del conduttore - e le pratiche manutentive di Terna.

²¹ I dati orografici sono stati determinati attraverso elaborazioni in ambiente GIS; in particolare la determinazione della pendenza del terreno è stata ottenuta utilizzando il DTM (Modello Digitale del Terreno), mentre le informazioni relative alla tipologia, all'altezza (ad alto e basso fusto) e collocazione della vegetazione interferente sono ricavati dal Data Base europeo Corine Land Cover (CLC). I parametri che descrivono la vegetazione, come ad es. la densità e l'altezza dell'albero, il modulo di elasticità, il modulo di rottura, ecc., sono stati dedotti dalla letteratura scientifica di biomeccanica che caratterizza le diverse specie arboree presenti nel DB Corine.

FOCUS

dell'aria, intensità dell'evento meteorologico), caratteristiche dell'albero (es. peso) e le relazioni spaziali tra l'albero e la linea.

Si consideri una linea con vegetazione limitrofa e con una densità di copertura lineare δ_{out} fuori fascia di rispetto (ROW) e δ_{in} all'interno della ROW. Si definisca P_v la curva di vulnerabilità per effetti indiretti della campata che fornisce la probabilità di un evento di guasto F della campata dovuto al contatto con la vegetazione circostante, in funzione dei valori assunti dalle variabili meteo. Questo guasto può essere dovuto a:

- **Contatto laterale** (evento C) dovuto alla caduta di un albero sulla linea o all'oscillazione laterale del conduttore contro i rami degli alberi;
- **Contatto verticale** (evento V) degli alberi con il conduttore.

La relativa equazione è:

$$F = C \cup V \quad (2.7)$$

che, tenendo conto del fatto che gli alberi possono trovarsi all'interno della ROW (evento I) e all'esterno della ROW (evento O), può essere riformulata come:

$$F = (C \cap O) \cup (V \cap I) \quad (2.8)$$

assumendo trascurabili le probabilità associate ai casi $(C \cap I)$ e $(V \cap O)$.

Inoltre sotto l'ipotesi ragionevole che le due combinazioni di eventi $(C \cap O)$ e $(V \cap I)$ siano indipendenti tra loro, la curva di vulnerabilità della campata per effetti indiretti P_v è quindi data da:

$$P_F = 1 - [(1 - \Pr(C \cap O)) \times (1 - \Pr(V \cap I))] \quad (2.9)$$

La probabilità di guasto della campata P_F per effetti indiretti viene ottenuta con una formula analoga alla (2.6) in cui però il modello di vulnerabilità è fornito dalla (2.9).

Modello di vulnerabilità ed interdipendenze eventi meteorologici

Il modello di vulnerabilità consente di analizzare anche la presenza contemporanea di eventi meteorologici diversi, quali ad esempio il vento e ghiaccio-neve ed il relativo impatto per effetti diretti ed indiretti.

Il modello, quindi, diventa funzione di due variabili:

- l'intensità della velocità del vento (in km/h), valutata come valore medio su 10 minuti a 10 m di altezza²²;
- carico lineare di manicotto di neve umida (kg/m).

e valuta le variabili di stress sui sottocomponenti di linea (effetti diretti) o i contatti con le piante (effetti indiretti) e le probabilità di disservizio delle campate della linea.

²² In linea con quanto previsto dalla normativa EN 50341-2-13.

Nel caso di effetti diretti è possibile determinare la curva di vulnerabilità P_V della campata i a partire dal modello di vulnerabilità di ciascun sottocomponente s , valutando sia la pressione del vento sui sottocomponenti sia le azioni della neve umida dovute al carico disuniforme (applicando un modello multi-span²³) ed al peso del manto nevoso:

$$P_{Vi}(\mathbf{r}) = P_{Vi}(w, q) = 1 - \prod_s (1 - P_{Vs}(w, q)) \quad (2.10)$$

Quindi la probabilità di disservizio delle campate per l'azione combinata di vento e manicotti di neve umida (effetti diretti) è data dal seguente integrale:

$$P_{Fi} = \int_w \int_q P_{Vi}(w, q) p_{s,i}(w, q) dw dq \quad (2.11)$$

dove P_{Vi} è il modello di vulnerabilità dello campata i , mentre $p_{s,i}$ è la densità bivariata di probabilità dell'intensità della velocità del vento w e del carico lineare q di neve umida per il punto della griglia corrispondente alla specifica campata i . Si precisa che la funzione di densità bivariata fornisce indicazioni sulla probabilità di verificarsi di una certa coppia di valori di vento e di carico di neve durante l'anno.

Per gli effetti indiretti vale sempre la stessa modellazione delle curve di vulnerabilità per contatti verticali e laterali, ovvero:

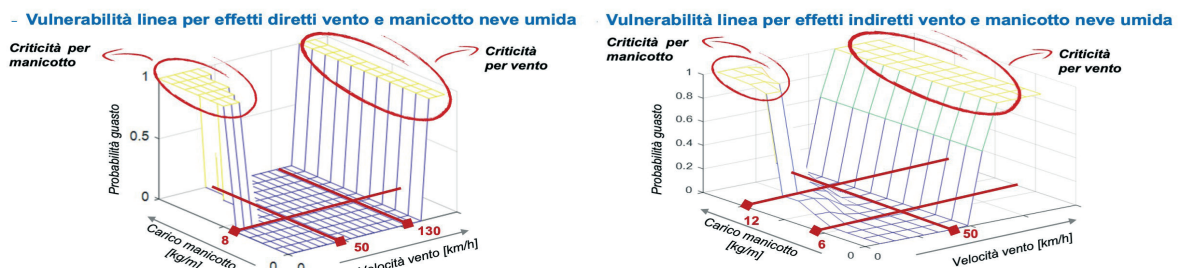
$$P_f = 1 - [(1 - \Pr(C \cap O)) \times (1 - \Pr(V \cap I))] \quad (2.12)$$

La probabilità di guasto della campata P_F per effetti indiretti viene ottenuta con una formula analoga alla (2.11) in cui però il modello di vulnerabilità è fornito dalla (2.12).

Per l'analisi degli effetti indiretti, variabile importante è il carico di neve che aumenta la freccia della linea e conseguentemente riduce il franco da terra. Al tempo stesso, il modello è potenzialmente in grado di valutare l'incremento di probabilità di ribaltamento della vegetazione limitrofa per effetto dello scioglimento della neve che determina un progressivo aumento della quantità di acqua nel terreno.

La rappresentazione grafica (Figura 5) delle curve di vulnerabilità nel caso di contemporaneità di vento e ghiaccio-neve è data tridimensionalmente come segue:

FIGURA 5 Esempio illustrativo vulnerabilità linea per effetti diretti ed indiretti vento e manicotto neve umida



²³ Una simulazione "multi span" come quella realizzata dal modello presentato, che considera le campate effettive e l'interazione delle varie forze che agiscono su di esse, anche nel caso di carico disuniforme come previsto dalla EN 50341-01, consente di individuare le componenti longitudinali che agiscono sul sostegno e quindi di avere una più accurata valutazione della vulnerabilità delle campate.

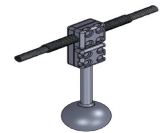
FOCUS

Le curve di vulnerabilità evidenziano come:

- per gli effetti diretti, generalmente le linee presentano probabilità di disservizio significative per velocità elevate del vento (ben oltre i 100 km/h). Al contrario, le linee risultano critiche in maniera rilevante al manicotto di neve umida per range di velocità del vento fino a 40/50 km/h, in quanto a velocità superiori il vento sostenuto produce effetti di rimozione del manicotto;
- per gli effetti indiretti, generalmente le linee hanno probabilità di disservizio rilevanti per vento a causa del ribaltamento piante fuori fascia al di sopra dei 50/60 km/h, mentre, per ghiaccio-neve, le linee hanno probabilità di disservizio rilevanti per contatto verticale a causa del peso del manicotto al di sotto dei 40/50 km/h, e non per velocità superiori in virtù dell'effetto di rimozione del manicotto da parte del vento.

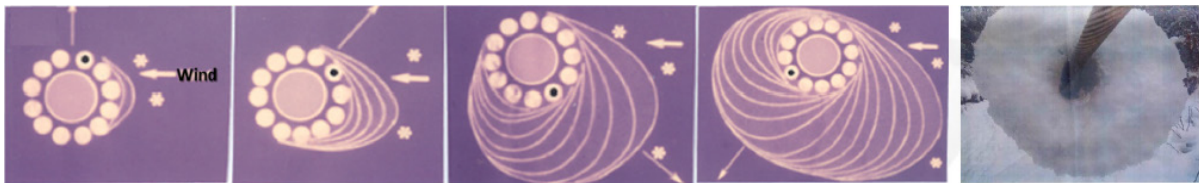
Pertanto, sia per effetti diretti sia indiretti, non sussiste contemporaneità tra eventi di vento forte e di formazione di manicotti significativi di neve umida, quindi le rispettive criticità possono essere considerate come mutuamente esclusive.

Modello di vulnerabilità vento e ghiaccio-neve vs antirotazionali



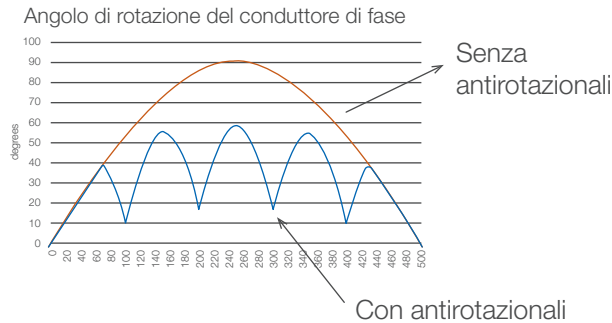
Nella costruzione del modello di vulnerabilità per vento e ghiaccio-neve è stato valutato anche l'effetto dell'installazione degli antirotazionali sulle linee.

FIGURA 6 *Formazione manicotto di neve umida*



Come noto, il fenomeno della formazione di manicotti di neve umida è legato al deposito della neve sul conduttore, soprattutto nelle cavità superficiali, che causa la rotazione dello stesso, favorendo così l'adesione della neve umida anche sulle altre zone superficiali e determinando pertanto la formazione del manicotto di neve umida. Attraverso l'installazione dei dispositivi antirotazionali è possibile aumentare la rigidità torsionale del conduttore e conseguentemente ostacolare il processo di formazione e consolidamento del manicotto di neve umida.

FIGURA 7 Effetto installazione antirotazionali



Il modello di vulnerabilità consente di simulare la riduzione del carico di manicotto sia per i conduttori di fase sia per le funi di guardia derivante dalla maggiore rigidezza legata alla presenza degli antirotazionali.

In particolare, in base al numero di antirotazionali N ed alla interdistanza tra di loro, il modello valuta il fattore di riduzione della rotazione dei conduttori (*Reduction Factor - RF*) di ogni campata, calcolando il rapporto tra i valori medi dell'angolo di rotazione in presenza ed in assenza dei dispositivi:

$$RF = \frac{\text{valore_medio}(F(x, N))}{\text{valore_medio}(F(x, 0))} \quad (2.13)$$

La funzione $F(x, N)$ stima l'angolo di rotazione di un conduttore in funzione della distanza x da un estremo di una campata con lunghezza di installazione L in presenza di N antirotazionali.

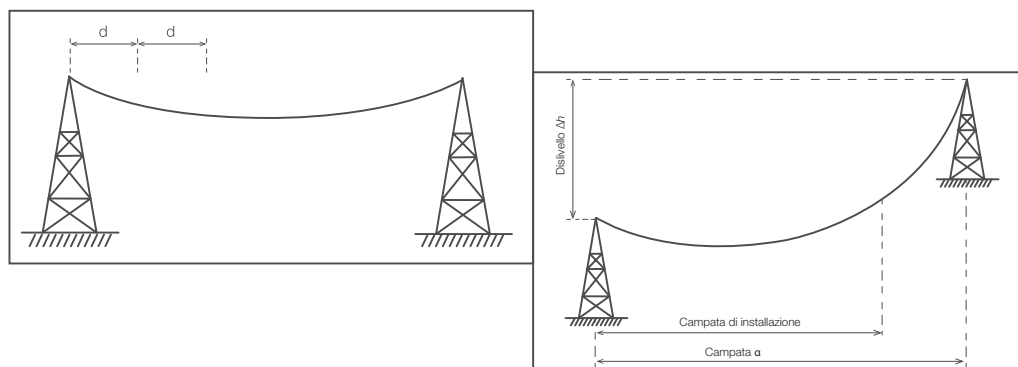
Il rapporto RF modifica l'intensità di accrescimento dei manicotti all'interno del modello di Makkonen.

In *Figura 7* è possibile osservare come senza antirotazionali la rotazione di un conduttore di fase sia maggiore rispetto al caso in cui sono installati 4 dispositivi.

Il modello tiene conto dei parametri reali, sia tecnici sia di installazione quali:

- il numero effettivo, le dimensioni e la massa di antirotazionali installati sui conduttori;
- il loro posizionamento sulle campate distinguendo tra campate a livello e con dislivello (*Figura 8*).

FIGURA 8 Modellazione installazione antirotazionali



FOCUS

Inoltre il modello tiene conto della presenza degli antirotazionali nel calcolo delle azioni meccaniche del vento e del manicotto; in particolare:

- si calcola il contributo del peso dei dispositivi antirotazionali alle forze verticali, nonché la pressione del vento sui dispositivi come contributo alle forze trasversali;
- si quantifica l'eventuale squilibrio di carico di manicotto tra campate adiacenti dovuto alla presenza dei dispositivi, grazie all'adozione di un modello "multi-span" della tratta di linea;
- il calcolo della freccia della campata (variabile fondamentale nelle valutazioni di effetti indiretti) tiene conto sia delle dimensioni dei dispositivi (che contribuiscono a ridurre il franco) sia del peso degli stessi, sia della riduzione o eliminazione del manicotto grazie alla presenza degli stessi dispositivi.

2.3 Fase 3: Calcolo del tempo di ritorno del disservizio della linea prima dell'intervento (TR_{L-PRE})

La fase 3 consente di ricavare il tempo di ritorno del disservizio per una campata specifica della linea e conseguentemente il tempo di ritorno del disservizio della linea (TR_{L-PRE}) stessa nella sua condizione iniziale (cioè prima dell'implementazione di interventi per l'incremento della resilienza).

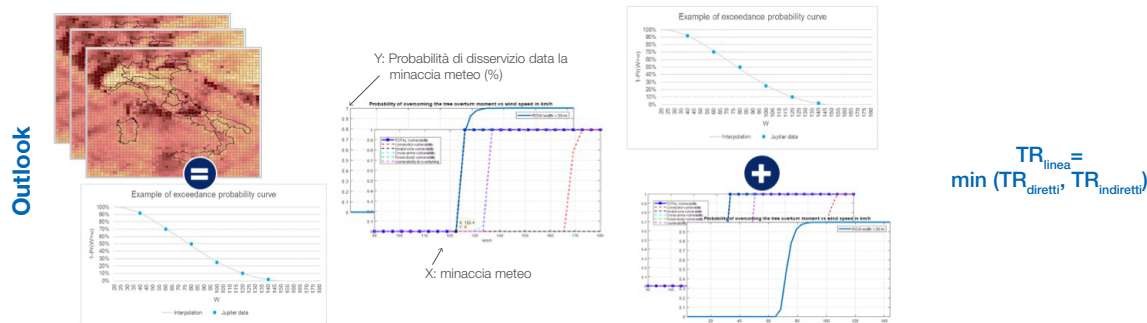
Il tempo di ritorno rappresenta il numero di anni che mediamente intercorre tra due disservizi dello stesso tipo dovuti al verificarsi di uno specifico evento meteorologico ed è pari all'inverso della probabilità di disservizio dell'asset di rete, tenuto conto dell'azione dell'evento meteorologico sull'asset stesso. Tanto minore è il TR_{L-PRE} , tanto maggiore sarà la probabilità di avere un disservizio per un determinato evento meteo allo stato attuale dell'asset.

La determinazione del tempo di ritorno del disservizio della linea (TR_{L-PRE}) avviene attraverso l'elaborazione dei seguenti step:

- combinazione della curva di probabilità dell'evento meteo con le curve di vulnerabilità della campata, al fine di ottenere la probabilità di disservizio totale (TFP- *Total Failure Probability*) per ogni singola campata (sia per effetti diretti che indiretti);
- definizione della probabilità di disservizio per ogni gruppo²⁴ di campate che compongono la linea, che è pari a quella della campata con la maggiore probabilità di disservizio all'interno dello stesso gruppo;
- calcolo della probabilità di disservizio dell'intera linea come combinazione della probabilità di disservizio dei singoli gruppi di campate;
- determinazione del tempo di ritorno del disservizio della linea per effetti diretti ed indiretti ($TR_{L-diretti}$ e $TR_{L-indiretti}$) come l'inverso delle relative probabilità di disservizio dell'intera linea;
- confronto tra i TR_L di cui al punto precedente e identificazione del TR_{L-PRE} come il minimo tra i due.

²⁴ Nel caso di eventi meteo estesi, più campate consecutive sono simultaneamente colpite dall'evento; pertanto, i guasti inerenti un certo numero di campate consecutive sono tra loro correlati, cioè sono determinati dalla stessa causa.

FIGURA 9 *Processo di calcolo del TR della linea*



FOCUS

In particolare, essendo i una campata di interesse, t un anno futuro di riferimento e w una variabile di stress legata al fenomeno meteorologico considerato con valori compresi nell'intervallo S e definite:

- la densità di probabilità dell'evento meteorologico severo $f_{C(i,t)}(w)$, associata al verificarsi di un evento con impatto sulla campata d'interesse, ricavata a partire dalla CCDF (*Complementary Cumulative Density Function*), così come definito nella prima fase della metodologia (cfr. paragrafo 2.1);
- la curva di vulnerabilità $P_{Vi}(w)$, che esprime la probabilità di disservizio della campata i dato un fenomeno atmosferico di intensità w (cfr. paragrafo 2.2)

è possibile determinare la probabilità totale di disservizio $P_{F(i,t)}$, ovvero la *Total Failure Probability*-TFP, come integrazione sull'intervallo S del prodotto tra la funzione di densità di probabilità²⁵ della variabile meteo $f_{C(i,t)}(w)$ nell'anno t e la curva di vulnerabilità $P_{Vi}(w)$ della campata i :

$$P_{F(i,t)} = \int P_{Vi}(w) f_{C(i,t)}(w) dw \quad (2.14)$$

Il tempo di ritorno del disservizio della campata $TR_{PRE(i,t)}$ è ottenuto come l'inverso della TFP, ovvero della probabilità totale di disservizio $P_{F(i,t)}$ della campata stessa, quindi:

$$TR_{PRE(i,t)} = \frac{1}{P_{F(i,t)}} \quad (2.15)$$

In casi di fenomeni meteorologici estesi è necessario considerare la correlazione tra i guasti della stessa linea in funzione dell'estensione del fenomeno considerato.

Infatti, gli eventi meteo estesi, agendo in maniera indistinta su più elementi della linea, costituiscono una causa comune di guasto per un certo gruppo di elementi.

Allo scopo di valutare la probabilità di disservizio di una linea è quindi necessario tenere conto di questa dipendenza e del fatto che gli eventi meteo che colpiscono diversi gruppi sono invece tra loro indipendenti (non correlati).

Per valutare l'azione simultanea su più elementi delle minacce meteorologiche, in accordo con lo standard IEC 60286 si considera che il vento forte agisca contemporaneamente su 5 campate, mentre nel caso di ghiaccio-neve l'azione riguardi 10 campate.

Quindi, indicando con Ω_g il set di N campate consecutive associato al gruppo g -esimo, la probabilità di disservizio di un gruppo g di campate è quindi pari alla probabilità di guasto dell'elemento più critico per la minaccia considerata:

$$P_g = \max_{i \in \Omega_g} P_i \quad (2.16)$$

²⁵ A sua volta, ottenibile come derivata prima dalla funzione di ripartizione.

Analogamente il tempo di ritorno di disservizio del gruppo g di campate è pari al minimo tempo di ritorno di disservizio delle campate presenti all'interno del gruppo:

$$TR_g = \min_{i \in \Omega_g} TR_i \quad (2.17)$$

Inoltre, dato che i contributi dei diversi gruppi di campate alla probabilità di disservizio della linea sono indipendenti, si ha che la probabilità di disservizio della linea L vale:

$$P_L = P(P_{g,1} \text{ OR } P_{g,2} \text{ OR } P_{g,3} \text{ OR } \dots) = 1 - \prod_{k=1}^{Ng} (1 - P_{g,k}) \quad (2.18)$$

dove $P_{g,k}$ è la probabilità di disservizio del gruppo k -esimo di campate e Ng è il numero di gruppi di campate individuati per la linea in esame.

Di conseguenza il tempo di ritorno della linea (TR_L) è pari a:

$$TR_L = \frac{1}{P_L} = \frac{1}{1 - \prod_{k=1}^{Ng} \left(1 - \frac{1}{TR_{g,k}}\right)} \quad (2.19)$$

Come descritto, il calcolo del tempo di ritorno di disservizio viene eseguito sia per gli effetti diretti ($TR_{Ldiretti}$) che indiretti ($TR_{Lindiretti}$), associando infine alla linea il minore tra i due valori:

$$TR_L = \min(TR_{Ldiretti}, TR_{Lindiretti}) \quad (2.20)$$

2.4 Fase 4: Calcolo del tempo di ritorno di disalimentazione ($TR_{IMP-PRE}$) e dell'energia non fornita ($EENS_{PRE}$) degli impianti prima dell'intervento

Una volta calcolata la probabilità di disservizio degli elementi di rete, la valutazione della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale prosegue con la quantificazione dell'impatto degli eventi meteo in termini di disalimentazione degli impianti nelle condizioni pre-intervento, secondo un processo iterativo che consente di calcolare per i medesimi impianti il tempo di ritorno della disalimentazione e l'eventuale rischio di Energia Non Fornita Attesa (EENS) su base annuale.

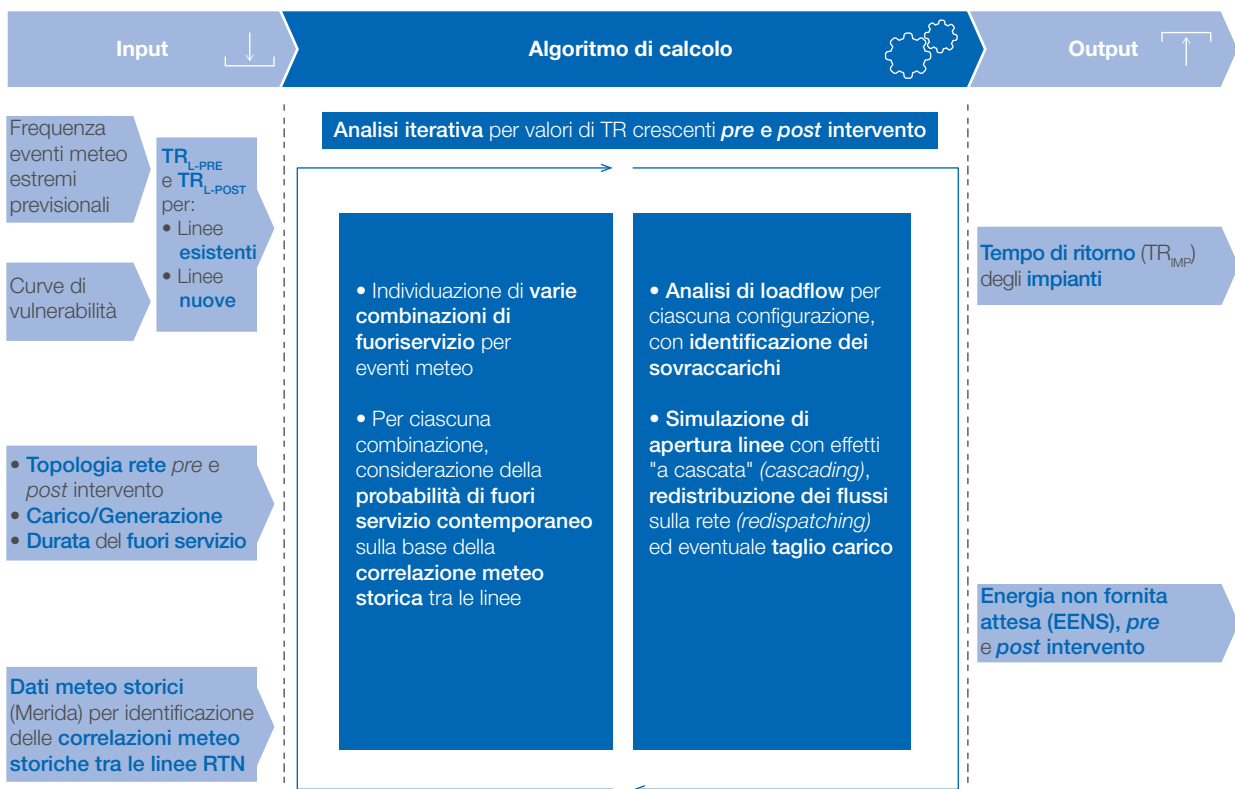
Tale fase della metodologia si caratterizza principalmente per i seguenti elementi:

- (i) **Completezza:** la metodologia consente di stimare il rischio di disalimentazione, in termini di EENS e TR, degli impianti tenendo conto sia dei fenomeni meteorologici attesi sia degli eventi meteorologici occorsi nel passato;
- (ii) **Accuratezza:** la natura iterativa della metodologia, analizzando l'apertura progressiva di linee a tempi di ritorno di disservizio maggiori, permette di valutare e ricostruire con maggiore accuratezza l'impatto di eventi meteo a severità crescente, cui corrisponde al tempo stesso una minore frequenza di accadimento;
- (iii) **Analisi di contemporaneità del disservizio:** la metodologia permette di passare da un approccio di pianificazione di tipo "N-1" a un criterio N-k, consentendo di individuare combinazioni di disservizi multipli di linee per eventi meteorologici (contingenze), assegnando a ciascuna combinazione una precisa probabilità di accadimento, calcolata anche sulla base di intensità ed estensione geografica di eventi meteorologici occorsi nel passato;

(iv) **Contingency Analysis**: la metodologia consente di valutare gli effetti sulla rete derivanti dall'accadimento di contingenze multiple di tipo N-k (ovvero del disservizio di una o più linee contemporaneamente per uno stesso evento meteo) considerando anche il fenomeno del *cascading failure* e le azioni di re-dispatching necessarie a far rientrare la rete in condizioni di sicurezza di esercizio.

Il processo svolto in maniera iterativa, per tempi di ritorno crescenti, è schematizzato nel flowchart della successiva *Figura 10*.

FIGURA 10 *Descrizione dell' algoritmo contingency analysis per l'individuazione del TR_{IMP} e dell'EENS degli impianti*



Per quanto concerne carico e generazione, input all'algoritmo di *contingency analysis*, la metodologia può essere applicata in una e/o più condizioni rappresentative, individuabili ad esempio in relazione alla minaccia meteorologica valutata e/o alla zona geografica in analisi.

Con riferimento all'algoritmo di calcolo, i principali step caratteristici di ciascuna iterazione sono:

- identificazione delle possibili combinazioni di k scatti e N-k non-scatti di linee all'interno della porzione di rete analizzata (individuando ad ogni step iterativo solo le combinazioni aggiuntive rispetto a quelle già analizzate nelle iterazioni precedenti);
- attribuzione della probabilità di occorrenza a ciascuna contingenza h-esima identificata;
- valutazione mediante analisi di rete degli effetti derivanti dal verificarsi di ciascuna contingenza in termini di disalimentazioni prodotte, attraverso le seguenti fasi:
 - analisi di loadflow e individuazione dei sovraccarichi eventualmente indotti sui rimanenti elementi di rete;

- individuazione di eventuali aperture aggiuntive di linee per conseguenti effetti a cascata - *cascading failure*;
- processo di re-dispatching delle unità di generazione finalizzato a far rientrare gli eventuali sovraccarichi residui e riportare le linee in condizioni di sicurezza, quantificando a valle eventuali esigenze di taglio carico.
- verifica della disalimentazione degli impianti per ciascuna combinazione identificata e calcolo del relativo rischio di Energia non Fornita su base annua (EENS – MWh/anno).

Il processo iterativo di analisi si arresta una volta analizzato lo step corrispondente al massimo tempo di ritorno di disservizio delle linee della porzione di rete in esame o a incrementi di EENS trascurabili rispetto alle iterazioni precedenti.

Al termine del processo iterativo, l'algoritmo di calcolo restituisce in output, per ogni impianto, il tempo di ritorno di disalimentazione e il relativo rischio di Energia non Fornita attesa (EENS) espresso su base annua, quest'ultimo ottenuto come somma dei contributi calcolati al termine delle singole iterazioni.

L'EENS rappresenta un indice fondamentale per valutare il rischio di disalimentazione degli impianti connessi alla rete di trasmissione, essendo tale indice il prodotto tra la probabilità di accadimento dell'evento di disalimentazione dell'impianto e l'entità del danno prodotto dal disservizio in MWh non forniti.

Pertanto, attraverso l'identificazione degli impianti caratterizzati da un tempo di ritorno di disalimentazione $TR \leq 50$ anni²⁶ ed elevato rischio di energia non fornita attesa, è possibile individuare le aree di per le quali è prioritario identificare interventi di incremento della resilienza.

FOCUS

Principali step dell'algoritmo di contingency analysis

- **Identificazione delle combinazioni di scatti e non-scatti sulla rete:** ogni iterazione è caratterizzata da un TR^* , rappresentativo de facto della severità dell'evento meteo (crescente ad ogni iterazione), per cui si effettua la valutazione di resilienza. Ad ogni step iterativo si individuano le possibili contingenze, ovvero combinazioni di k scatti e $N-k$ non-scatti delle linee della porzione di rete analizzata (aggiuntive rispetto a quelle già individuate e analizzate nelle iterazioni precedenti). In particolare, ad ogni step iterativo, le linee soggette a possibile apertura sono tutte quelle che presentano TR minore o uguale al tempo di ritorno rappresentativo dell'iterazione (TR^*);
- **Calcolo probabilità di occorrenza delle combinazioni di scatti e non scatti:** a ciascuna contingenza h -esima individuata viene attribuita la relativa probabilità di accadimento $Prob(ctg_h)$, ossia del verificarsi simultaneamente dello scatto di una certa combinazione di linee e del non scatto di tutte le altre, espressa in p.u./anno. Tale termine di probabilità dipende sia dalla probabilità di accadimento dell'evento meteo impattante, sia dalla probabilità che, al verificarsi dell'evento meteo, quelle linee e non altre siano impattate e vadano fuori servizio. Pertanto tale probabilità di occorrenza è funzione sia dal tempo di ritorno del disservizio delle linee sia del loro grado di correlazione meteorologica, valutato sulla base dell'analisi degli eventi meteo occorsi in corrispondenza delle linee su un

²⁶ Per il Tempo di Ritorno può essere assunta come soglia critica 50 anni, coerentemente con la Norma europea CEI EN 50341-2-13, che definisce il livello di affidabilità minimo alla base dei criteri di dimensionamento delle linee elettriche aeree.

FOCUS

orizzonte storico pluriennale²⁷. In tal modo, sulla base di quanto accaduto storicamente, si può stimare la possibile estensione spaziale della minaccia meteo prospettica.

- **Contingency analysis:** per ciascuna contingenza identificata:

- si effettua un'analisi di load flow in regime statico considerando il fuori servizio delle linee previste dalla contingenza h -esima;
- a valle del load flow, si verifica la presenza di condizioni di sovraccarico indotte dalla contingenza iniziatrice su altre linee e si valutano eventuali scatti aggiuntivi per effetti di *cascading failure*. Le suddette aperture addizionali si verificano qualora i sovraccarichi riscontrati risultino tali da rendere impossibili azioni di re-dispatching e ripristino delle condizioni di sicurezza di esercizio in tempi rapidi;
- l'apertura delle linee per *cascading failure* può portare a nuovi sovraccarichi sulle linee rimanenti. Si procede quindi ad un nuovo calcolo di load flow e ad una nuova verifica di apertura diretta delle linee. Il processo prosegue iterativamente fino a che tutte le linee rimanenti si trovano in condizioni di carico gestibili attraverso re-dispatching;
- a seguire, per le linee che eventualmente presentano ancora sovraccarichi residui²⁸, vengono implementate azioni di re-dispatching della generazione al fine di ripristinare le condizioni di esercizio in sicurezza della rete. Qualora la variazione dei setpoint della generazione non risulti sufficiente a riportare le linee all'interno dei loro limiti ammissibili di funzionamento, si procede ad effettuare azioni di distacco carico.

La completezza delle analisi e dell'approccio sopra descritto permette di identificare gli impianti che vengono disalimentati non solo per l'apertura delle linee direttamente impattate dall'evento meteo, ma anche a causa degli effetti di propagazione del guasto che si possono riscontrare sulla rete di trasmissione a valle della contingenza iniziatrice.

- **Individuazione impianti disalimentati e calcolo EENS:** in esito alle analisi di rete, in ogni iterazione TR* e per ciascuna contingenza, si individuano gli impianti oggetto di disalimentazione e si calcola il singolo contributo al rischio di disalimentazione di tali impianti. In particolare, per un j -esimo impianto, il contributo al rischio di disalimentazione relativo ad una contingenza h -esima che determina la disalimentazione dell'impianto ($EENS_{j,h}$) viene calcolato nel seguente modo:

$$EENS_{j,h} = CD_{j,h} \times t_{ripr} \times Prob(ctg_h) \quad (2.20)$$

dove:

- $CD_{j,h}$ è il carico disalimentato, in termini di MW, del j -esimo impianto a seguito della contingenza h -esima;
- t_{ripr} è il tempo di ripristino del disservizio;
- $Prob(ctg_h)$ è la probabilità annuale di occorrenza della contingenza h -esima, espressa in p.u./anno.

Tale contributo di EENS viene calcolato per ciascuna iterazione per ogni combinazione individuata di scatti e non scatti di linee che porta alla disalimentazione totale e/o parziale dell'impianto.

²⁷ Per quanto riguarda le minacce meteorologiche vento e ghiaccio-neve ci si è avvalsi del database Merida di RSE, che riporta informazioni di intensità e geolocalizzazione degli eventi meteorologici storici relativi alle due minacce occorsi in un arco temporale trentennale.

²⁸ Ovvero transiti maggiori del 100% della portata nominale degli elementi di rete ma comunque tali da consentire il rientro all'interno dei corretti limiti di funzionamento mediante opportune azioni di re-dispatching.

Ne consegue che il rischio di disalimentazione complessivo del j -esimo impianto, ovvero l'EENS complessivo annuale del medesimo, si ottiene, una volta terminato il processo iterativo, sommando i singoli contributi $EENS_{j,h}$ relativi a tutte le contingenze (con Nr_{ctg} numero di contingenze) individuate nel corso del processo iterativo che determinano la disalimentazione totale e/o parziale dell'impianto j -esimo:

$$EENS_j = \sum_{h=1}^{Nr_{ctg}} EENS_{j,h} \quad (2.21)$$

- **Calcolo del Tempo di Ritorno di disalimentazione dell'impianto:** il tempo di ritorno di disalimentazione dell'impianto (TR_{IMP}) è definito come il tempo medio (in anni) che intercorre tra due eventi successivi di disalimentazione dello stesso. Occorre osservare che un medesimo impianto può essere oggetto di disalimentazione a causa del fuori servizio di più set di linee, corrispondenti a diverse contingenze, ciascuna con una sua probabilità di occorrenza, potenzialmente individuate a differenti step del processo iterativo. Pertanto la valutazione del tempo di ritorno di disalimentazione complessivo di un impianto si può effettuare unicamente al termine del processo iterativo, ovvero una volta individuate tutte le contingenze che portano alla disalimentazione dell'impianto. Dal momento che è sufficiente che si verifichi anche solo una di queste contingenze perché la disalimentazione avvenga, la probabilità su base annua che si verifichi il fuori servizio di un j -esimo impianto corrisponde alla probabilità annuale che si verifichi almeno una delle contingenze di guasto individuate. Pertanto il tempo di ritorno della disalimentazione dell'impianto può essere definito come l'inverso della probabilità annua (p.u./anno) di accadimento di almeno una delle contingenze che ne determina il fuori servizio.

2.5 Fase 5: Calcolo del tempo di ritorno del disservizio delle linee (TR_{L-POST}), di disalimentazione degli impianti ($TR_{IMP-POST}$) e dell'EENS dopo l'intervento

Una volta identificate le porzioni di rete a maggior rischio di eventi di fuori servizio per i diversi fenomeni meteorologici, si procede ad identificare gli interventi specifici finalizzati ad aumentare la resilienza del sistema elettrico nell'area individuata.

Nel caso di interventi preventivi su asset esistenti, il calcolo del TR_{L-POST} di guasto della linea dipende dalla tipologia di intervento implementata; ad esempio, nel caso di interventi preventivi infrastrutturali, si può agire sui parametri meccanici della linea, aumentandone la prestazione meccanica e quindi incrementando la robustezza dell'asset.

Dal momento che il tempo di ritorno del disservizio di una linea dipende fondamentalmente dalla vulnerabilità delle singole campate che la compongono, si possono prevedere anche interventi puntuali e sito-specifici che interessano ad esempio singole campate. In tal caso, la scelta delle campate su cui è opportuno intervenire con un intervento di tipo preventivo è svolta valutando l'impatto che la vulnerabilità di ciascuna campata ha sul tempo di ritorno del guasto complessivo della linea. In particolare, si effettueranno interventi su quelle campate per le quali un miglioramento della relativa curva di vulnerabilità (ovvero uno spostamento del ginocchio della curva stessa verso valori più elevati della variabile meteo di stress) determina un significativo miglioramento del tempo di ritorno totale della linea.

Le variazioni di tipo topologico o dei tempi di ritorno del disservizio degli elementi di rete pre-esistenti, derivanti dall'implementazione degli interventi resilienza pianificati, vengono inserite in input al modello di rete al fine di applicare nuovamente l'algoritmo di *contingency analysis* (cfr. paragrafo 2.4) nelle condizioni post-intervento e valutare l'efficacia delle soluzioni individuate in termini di variazione del tempo di ritorno di disalimentazione e dell' EENS degli impianti.

2.6 Fase 6: Calcolo del beneficio incremento della resilienza

Utilizzando la metodologia descritta nel paragrafo 2.4 nelle condizioni pre e post-intervento di resilienza è possibile calcolare il tempo di ritorno della disalimentazione ed il rischio annuo di energia non fornita attesa (EENS) del j -esimo impianto in entrambe le suddette condizioni e valutare sulla base della variazione di tali parametri l'efficacia degli interventi pianificati.

In termini matematici, questo si traduce nella seguente formulazione:

$$\Delta EENS_j = (EENS_j)_{pre} - (EENS_j)_{post} \quad (2.22)$$

dove $EENS_j$ è riportato nella formula (2.21).

La variazione dell'EENS pre e post intervento permette di misurare la riduzione del rischio di disalimentazione e quindi il beneficio, degli impianti che beneficiano della realizzazione dell'intervento analizzato che incrementa la resilienza della rete.

Glossario

Il presente glossario ha lo scopo di facilitare la comprensione dei termini tecnici o specialistici più ricorrenti nel documento. Le definizioni sono riprese da: (1) standard IEC/ISO, (2) documenti ufficiali del CIGRE e dell'IEEE, (3) le appendici del report IPCC (2007) e dai contributi dei suoi vari gruppi di lavoro, (4) la United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).

Resilienza del sistema elettrico	Abilità di limitare l'estensione, la severità e la durata della degradazione del sistema stesso a seguito di un evento severo (Cigrè WG C4.47).
Cambiamento climatico	Cambiamento del clima nel tempo, dovuto alla variabilità naturale o all'attività umana. La United Nations Framework Convention on Climate Change, nel suo articolo 1, definisce il cambiamento climatico come <i>“un cambiamento del clima che è attribuito direttamente o indirettamente all'attività umana che altera la composizione dell'atmosfera globale e che si aggiunge alla variabilità naturale del clima osservata in periodi di tempo comparabili”</i> . A seconda dello stato di adattamento, si può distinguere tra impatti potenziali e impatti residui del cambiamento climatico: <ul style="list-style-type: none"> • impatti potenziali: tutti gli impatti che possono verificarsi dato un cambiamento climatico previsto, senza considerare l'adattamento; • impatti residui: impatti del cambiamento climatico che si verificherebbero dopo l'adattamento.
Downscaling	Procedura per dedurre informazioni ad alta risoluzione da variabili a bassa risoluzione. Il <i>downscaling</i> dei modelli climatici ha lo scopo di colmare il divario tra gli effetti globali e locali. Il <i>downscaling</i> può essere: <ul style="list-style-type: none"> • dinamico, qualora si riferisca all'uso di simulazioni regionali ad alta risoluzione per estrapolare gli effetti dei processi climatici, su scala locale; • statistico, qualora comprenda l'uso di tecniche statistiche per determinare le relazioni tra modelli climatici su larga scala (es., globali) e le reazioni climatiche locali corrispondenti.
Minaccia	Potenziale fonte di danno scaturita da un evento meteo direttamente e/o indirettamente impattante la rete di trasmissione.
CESM-LENS	Il CESM Large ENSEMBLE è un insieme di simulazioni di modelli climatici che include 40 diverse proiezioni per il periodo 2018-2100.

Euro- CORDEX	EURO-CORDEX è il ramo europeo del programma internazionale CORDEX (Coordinated Regional Downscaling Experiment), sponsorizzato dal World Climate Research Program (WRCR) per organizzare un framework coordinato a livello internazionale per produrre proiezioni regionali avanzate sui cambiamenti climatici per tutte le regioni terrestri del mondo. I risultati di CORDEX sono input per gli studi sull'impatto dei cambiamenti climatici per il Quinto rapporto di valutazione (AR5) del Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC).
ERA5	ERA5 è l'ultima rianalisi climatica prodotta dall'ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.), che copre gli anni dal 1950 ad oggi e fornisce dati orari su molti parametri atmosferici, sulla superficie terrestre e sullo stato del mare insieme alle loro stime di incertezza.
Disservizio/Guasto	Messa fuori servizio forzata di uno o più elementi della rete.
Disalimentazione	Interruzione della fornitura di energia elettrica breve e/o lunga (relativo a impianti connessi alla rete di trasmissione).
Proiezione climatica	Elaborazione della risposta del sistema climatico agli scenari di emissione o concentrazione di gas serra, spesso basata su simulazioni di modelli climatici. Le proiezioni climatiche dipendono in modo critico dagli scenari di emissione utilizzati e quindi da ipotesi altamente incerte di sviluppo socio-economico e tecnologico futuro.
Pericolosità	La probabilità che un fenomeno di una determinata intensità si verifichi in un certo periodo di tempo, in una data area.
Vulnerabilità	È la propensione di un componente o sistema a perdere la propria funzionalità a seguito dell'azione di una minaccia.
Tempo di ritorno di disservizio della linea ($TR_{L-PRE/POST}$)	Tempo medio in termini di numero di anni che intercorre tra due eventi successivi di disservizio dello stesso tipo dovuti al verificarsi di uno specifico evento meteorologico ed è pari all'inverso della probabilità di guasto dell'asset di rete, calcolato sulla base dello stato attuale dell'asset e/o a valle dell'implementazione di un intervento.
Tempo di ritorno di disalimentazione dell'impianto ($TR_{IMP-PRE/POST}$)	Inverso della probabilità annua di accadimento di almeno una delle contingenze che determina il fuori servizio dell'impianto connesso alla rete di trasmissione, calcolato sulla base dello stato attuale della rete e/o a valle dell'implementazione di un intervento.
$EENS_{PRE/POST}$	<i>Expected Energy not Served</i> - rischio di energia non fornita attesa su base annua (MWh/a), prodotto tra la probabilità di accadimento dell'evento di disalimentazione dell'impianto e l'entità del danno prodotto dal disservizio in termini di MWh non forniti, calcolato sulla base dello stato attuale della rete e/o a valle dell'implementazione di un intervento.
Contingenza	Combinazione di k scatti e N-k non-scatti di elementi di rete all'interno della porzione di rete analizzata.

