



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Ricerca di Sistema elettrico

Studio degli standard e analisi dei modelli
di riferimento per la stima dell'affidabilità
di componenti e apparati delle reti ibride
AC/DC

G. Adinolfi, M. Atrigna, A. Ricca, M. Valenti

STUDIO DEGLI STANDARD E ANALISI DEI MODELLI DI RIFERIMENTO PER LA STIMA DELL’AFFIDABILITÀ DI COMPONENTI E APPARATI DELLE RETI IBRIDE AC/DC

G. Adinolfi (ENEA), M. Atrigna (ENEA), A. Ricca (ENEA), M. Valenti (ENEA)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: Sistema Elettrico

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione)*

Linea di attività: *1.2 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti (ENEA)

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
1.1 BACKGROUND.....	5
1.2 MOTIVAZIONI E FINALITÀ	5
1.3 PROBABILITÀ ED AFFIDABILITÀ	6
1.4 IL TASSO DI GUASTO	7
1.5 METRICHE ED INDICI AFFIDABILISTICI.....	10
1.5.1 <i>Mean Time To Failure (MTTF)</i>	11
1.5.2 <i>Mean time Between Failure (MTBF)</i>	11
1.5.3 <i>Mean Time To Repair (MTTR)</i>	12
1.5.4 <i>Altri indici</i>	12
2 L’AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE	13
2.1 MODELLI AFFIDABILISTICI	13
2.1.1 <i>Metodo simulativo Monte Carlo</i>	14
2.1.2 <i>Fault Tree Analysis (FTA)</i>	17
2.1.3 <i>Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)</i>	20
2.1.4 <i>Processo di Markov</i>	20
2.2 INDICI AFFIDABILISTICI NEI SISTEMI ELETTRICI	21
3 AZIONI E STRUMENTI PER IL MIGLIORAMENTO DELL’AFFIDABILITÀ DI RETI IBRIDE	27
4 CONCLUSIONI.....	28
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	29
6 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	31

Sommario

Il presente documento, sintesi delle attività di ricerca condotte nella LA1.2, studia ed analizza modelli, metodi e metriche applicabili per lo studio e la valutazione dell'affidabilità, fornendo sia risultati generali che specifici per il settore di riferimento delle reti e microreti elettriche. Il documento fornisce, infine, una sintetica disamina di possibili interventi ed azioni da adottare per il miglioramento degli indici affidabilistici di un sistema elettrico, anche nell'ottica dell'affermazione di scenari energetici di ultima generazione.

1 Introduzione

1.1 Background

La valutazione dell'affidabilità di una rete elettrica rappresenta un'analisi non semplice sia per la complessità intrinseca del sistema, dotato di un elevato numero di componenti e sottosistemi, sia per la significativa quantità di differenti sollecitazioni che impattano sui singoli componenti. Il focus principale del presente progetto, inoltre, ricade sulle reti di distribuzione ibride AC/DC, per le quali è richiesto di studiare metodologie e strategie di miglioramento dell'affidabilità. Tali reti, come noto già dalla fase di redazione del progetto e confermato dalle indagini preliminari condotte nell'ambito della LA1.1, integrano una serie di componenti le cui caratteristiche funzionali ed operative non sono ancora standardizzate, e che, pertanto, richiedono un supplemento di analisi rispetto a quanto richiesto per i componenti delle reti AC. A partire da queste premesse, nella LA1.2 è stato condotto uno studio preliminare dei modelli e degli indici propedeutici da implementare nelle successive attività del progetto. Più nello specifico, nel primo capitolo, l'analisi è stata orientata a definire il concetto di affidabilità e gli indici più comunemente utilizzati per le valutazioni affidabilistiche; nel secondo capitolo, lo studio generale del primo capitolo è stato calato sul settore delle reti elettriche e sono state valutati modelli, metodi e metriche utilizzabili nell'ambito specifico.

Al fine di fornire una visione completa di background, si ritiene utile specificare che la LA1.2 rappresenta la prosecuzione logica della linea di attività LA1.1, i cui principali risultati sono sintetizzati nel Rapporto Tecnico RdS/PTR2019/159. Più nello specifico, nella LA1.1 è stato condotto lo studio di soluzioni topologiche di reti elettriche di tipo ibrido con la connessione di nuove reti e microreti in corrente continua alla preesistente rete di distribuzione in corrente alternata. L'indagine, in particolare, ha riguardato configurazioni diverse per tipo di isolamento, connessione a terra, interfacce di tipo AC/DC utilizzate – ai livelli di Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) – con riferimento sia a topologie di tipo radiale che ad anello. Per i diversi apparati e sistemi sono state, quindi, studiate le principali problematiche di affidabilità riscontrabili nelle reti oggetto di studio a livello di componente, rete ed interfaccia. In dettaglio, sono stati considerati i fenomeni di guasto relativi a: componenti delle reti di distribuzione di tipo AC (trasformatori, circuit breaker, isolatori, scaricatori di tensione); interfacce di tipo Front End Converter da utilizzare per la connessione delle reti e delle microreti in DC alle reti AC; regolatori di tipo continuo da utilizzare nelle sezioni in DC delle reti di interesse e carichi collegabili.

1.2 Motivazioni e finalità

A completamento dell'analisi preliminare della LA1.1, le attività di progetto della LA1.2 focalizzano l'attenzione sui modelli adottabili per ciascun componente e/o sistema di rete ai fini dell'analisi di affidabilità. Si definisce **affidabilità (reliability)** di un dispositivo la **probabilità che il sistema, messo in servizio al tempo $t = 0$, sia ancora funzionante al tempo $t = T$** .

L'affidabilità è, pertanto, una funzione del tempo. Tale funzione, generalmente indicata con $R(t)$, è monotona decrescente nel tempo e ha come asintoto, al tempo $t = \infty$, il valore di 0; l'affidabilità, infatti, in assenza di interventi esterni, diminuisce nel tempo e la probabilità che una rete funzioni dopo un tempo infinito è pressoché nulla. $R(t)$ assume, quindi, valori compresi nell'intervallo $[0, 1]$ o $[0\% - 100\%]$ con un valore iniziale, al tempo $t=0$, non necessariamente pari a 1.

Il concetto di affidabilità è implicitamente associato a quello di **guasto**. Informazioni relative al malfunzionamento, al guasto e alle azioni di manutenzione e riparazione permettono di valutare il grado di affidabilità, nel tempo, di unità non riparabili e riparabili.

In un sistema elettrico, generalmente costituito da diversi componenti, il guasto corrisponde al malfunzionamento (temporaneo o definitivo) di almeno uno dei suoi componenti e, più nello specifico, l'affidabilità si definisce come la capacità di un sistema elettrico di fornire con continuità la potenza agli utenti finali entro definiti standard di funzionamento e nella quantità desiderata (Fonte CIGRE).

L'affidabilità di un sistema elettrico può essere valutata attraverso:

- l'**adeguatezza** ovvero la capacità del sistema di soddisfare la richiesta energetica considerando i requisiti di sicurezza e qualità;
- la **sicurezza** ovvero la capacità di un sistema di far fronte al cambiamento dello stato operativo garantendo il rispetto dei limiti di funzionamento.

A partire da tali premesse, è evidente, quindi, che l'analisi dell'affidabilità risulta essere uno studio essenziale per la progettazione, l'esercizio, la manutenzione dei sistemi elettrici e la pianificazione di nuove infrastrutture.

Per studiare l'affidabilità di un sistema elettrico complesso si definiscono tre livelli gerarchici. L'affidabilità della generazione di potenza elettrica è posta al livello 1; l'affidabilità del complesso delle generazioni e dei sistemi di trasmissione costituisce il livello 2, che ovviamente include il livello 1, mentre l'affidabilità del sistema in-toto, che comprende generazione, trasmissione e distribuzione è posto al livello 3, che include ovviamente tutti i precedenti livelli [1].

In genere, in un sistema di distribuzione, la valutazione dell'affidabilità focalizzata sulle interruzioni si basa su tre fattori chiave: 1) frequenza delle interruzioni; 2) durata delle interruzioni; e 3) gravità o entità dell'interruzione. I primi due fattori sono importanti sia dal punto di vista dell'utente sia delle utility, mentre il terzo fattore è un indice del numero di utenti interessati o della priorità dei loro carichi [2].

La caratterizzazione affidabilistica si avvale, quindi, di opportuni metodi e di specifiche metriche. La conoscenza e l'applicazione di metodologie idonee al calcolo delle metriche di riferimento risultano indispensabili ai fini della conduzione delle attività di valutazione delle prestazioni affidabilistiche delle reti e microreti di interesse del progetto.

1.3 Probabilità ed affidabilità

Prima di entrare nel dettaglio della trattazione, si consideri l'affidabilità dal punto di vista probabilistico.

Si ipotizzi di avere un dato numero N_0 di componenti, funzionanti al tempo zero ($t = 0$). Per quanto illustrato in precedenza, ad un istante di tempo $t > 0$, un certo numero di componenti $n_g(t)$ avrà subito un guasto o un malfunzionamento.

Per definizione, il guasto (**failure**) è inteso come la cessazione dell'attitudine di un dispositivo ad adempiere la funzione richiesta.

I guasti possono essere classificati in base alla causa che li ha generati, in base alla sequenza degli eventi associati, o in base alla loro evoluzione temporale. Nel caso di classificazione in base alla causa, i guasti possono distinguersi in: a) per uso improprio; b) dovuti a deficienza intrinseca; c) per usura o invecchiamento. Se classificati sulla base della sequenza degli eventi, i guasti possono essere: a) primari; b) indotti; c) critici. Se classificati in base alla loro evoluzione temporale, i guasti possono essere: a) totali; b) parziali; c) intermittenti; d) progressivi; e) improvvisi.

Il tempo al guasto (**time-to-failure**) è, quindi, la vita utile di servizio di un componente (o di un sistema), ovvero il tempo che intercorre tra sua messa in esercizio e la registrazione del primo malfunzionamento.

Nelle condizioni precedentemente descritte $n_s(t)$ saranno i componenti ancora funzionanti, dove $n_s(t)$ è il complemento a N_0 di $n_g(t)$. Dopo un intervallo di tempo infinitesimo δt , si avrà generalmente un incremento di n_g , ed una corrispondente diminuzione di n_s . Sia n_g che n_s sono grandezze osservabili.

La velocità media della variazione di guasto osservato tra l'istante t e $t + \delta t$ si esprime come:

$$\dot{n}_g(t) = \frac{n_g(t+\delta t) - n_g(t)}{\delta t} \quad (1)$$

La percentuale di guasti registrati al tempo t è una grandezza osservabile, e viene definita **frequenza cumulata di guasto**:

$$F^*(t) = \frac{n_g(t)}{N_0} \quad (2)$$

La sua velocità media di variazione rispetto in un intervallo δt si definisce **densità di frequenza di guasto**:

$$f^*(t) = \frac{n_g(t+\delta t) - n_g(t)}{N_0 \cdot \delta t} = \frac{\delta n_g}{N_0 \cdot \delta t} \quad (3)$$

La velocità istantanea della variazione dei guasti, normalizzata per il numero di componenti iniziali, viene definita **densità di probabilità di guasto $f(t)$** ; si ottiene ovviamente facendo tendere δt a zero, ottenendo quindi la derivata di n_g rispetto al tempo:

$$f(t) = \lim_{\delta t \rightarrow 0} f^*(t) = \frac{1}{N_0} \frac{dn_g(t)}{dt} \quad (4)$$

La **probabilità cumulata di guasto $F(t)$** è pari all'integrale della densità di probabilità di guasto dall'istante iniziale ($t = 0$) all'istante t :

$$F(t) = \int_0^t f(t') dt' \quad (5)$$

La probabilità di guasto, valutata ad un determinato tempo T , indica la probabilità che si abbia un guasto in un istante t compreso nell'intervallo $[0, T]$. Da un punto di vista concettuale, questo è correlato al concetto di affidabilità, ovvero alla probabilità che un dispositivo sia funzionante dopo in determinato tempo T .

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (6)$$

Ricordando che $n_s + n_g = 1$, si ottiene che

$$R^*(t) = \frac{n_s(t)}{N_0} \quad (7)$$

È utile osservare che $R^*(t)$ rappresenta la grandezza osservabile dell'affidabilità al tempo t .

1.4 Il tasso di guasto

In maniera analoga alla densità di frequenza di guasto, a partire dalla grandezza n_s , valutata ad un istante t e ad un istante $t + \delta t$, si definisce la grandezza osservabile **tasso di guasto o failure rate (sperimentale)**, o **azzardo (sperimentale)**, e si indica con **$h^*(t)$** :

$$h^*(t) = \frac{n_s(t) - n_s(t+\delta t)}{n_s(t) \cdot \delta t} \quad (8)$$

Osservando che $n_s + n_g = 1$, e ricordando la definizione di **$f^*(t)$** , si ottiene

$$h^*(t) = \frac{-n_g(t) + n_g(t+\delta t)}{n_s(t) \cdot \delta t} = f^*(t) \cdot \frac{N_0}{n_s(t)} \quad (9)$$

Ricordando infine la definizione di $R^*(t)$, si ottiene:

$$h^*(t) = \frac{f^*(t)}{R^*(t)} \quad (10)$$

Quindi, il tasso di guasto è strettamente correlato alle grandezze osservabili dell'affidabilità $R^*(t)$ e alla densità di frequenza di guasto $f^*(t)$.

Effettuando il limite per δt tendente a zero, si passa dalla grandezza osservabile tasso di guasto sperimentale al **tasso di guasto istantaneo**, detta anche funzione di azzardo, $h(t)$, o più comunemente **tasso di guasto (failure rate) $\lambda(t)$** , definita come:

$$h(t) = \frac{1}{n_s(t)} \cdot \frac{dn_g(t)}{dt} \quad (11)$$

Il tasso di guasto o azzardo quindi rappresenta la velocità con cui varia la frazione dei componenti che si guastano nell'intervallo di tempo δt , in rapporto al numero di componenti sopravvissuti fino all'istante t . Dalle definizioni di $f(t)$ e $R(t)$ si ottiene che:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{1}{R(t)} \cdot \frac{d[1-R(t)]}{dt} \quad (12)$$

Diversamente, il tasso di guasto può essere inteso come la frazione di guasti registrati nell'unità di tempo. Per praticità, l'unità di misura del tasso di guasto può variare a seconda del componente o sistema considerato. Ad esempio, le lampadine sono componenti assai numerosi e con tasso di guasto relativamente elevato: per esse, sovente il tasso di guasto può essere espresso come il numero di milioni di guasti registrati per 1000 ore di funzionamento. Al contrario, per i componenti con tasso di guasto relativamente basso e di durata elevata, e per i quali la dimensione prevalente è la lunghezza, come ad esempio le linee aeree e i cavi, il tasso di guasto si può esprimere come numero di guasti al chilometro all'anno.

Come già richiamato nel RdS/PTR2019/159, una tipica curva del tasso di guasto è rappresentata dalla **curva di Bathtub**, detta anche **curva a vasca da bagno** (Figura 1).

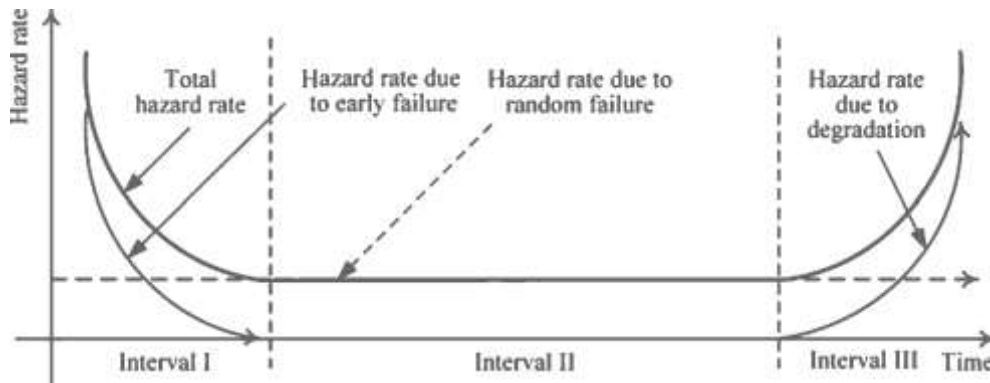


Figura 1: Curva a Bathtub [3]

Tale curva, come si può vedere, risulta la combinazione di 3 andamenti probabilistici: una prima linea orizzontale, determinata dal rischio di malfunzionamento casuale, che tipicamente non dipende dalla vita dell'unità considerata. Essa rappresenta la probabilità di malfunzionamento precoce dell'apparecchiatura o di un dispositivo dovuto a difetti di fabbricazione. La parte centrale della curva rappresenta il tasso di guasto di un dispositivo o sistema durante la sua vita operativa. La terza curva rappresenta il rischio dovuto alla degradazione dell'apparecchiatura (dei suoi componenti), che si verificano in prossimità del fine-vita (o del suo ciclo di funzionamento).

Si distinguono, così, 3 zone caratteristiche. La zona dei **"guasti prematuri"** (o **"regione di debug"**) descrive la velocità di malfunzionamento nella fase di vita iniziale dell'apparecchiatura. Durante questa fase, la percentuale di guasti è elevata a causa di difetti di fabbricazione, errori di progettazione, problemi uso improprio o errato, etc., tuttavia la probabilità che avvenga un guasto prematuro decresce nel tempo. È auspicabile che tali problemi vengano rilevati, sottoposti a debug e risolti rapidamente mediante lo sviluppo, la differenziazione e l'innovazione del prodotto; pertanto la curva di mortalità nella regione di debug mostra un andamento rapidamente decrescente.

La regione di debug è seguita dalla **regione di "vita utile"** (o di **funzionamento normale**). Se un dispositivo sopravvive alla fase di debug, è verosimile che non contenga difetti di fabbrica e che sia stato installato in modo corretto e, pertanto, possa essere avviato alla fase di funzionamento normale. In tale fase, i guasti possono verificarsi in modo casuale, con la stessa probabilità in ogni istante di tale fase. Tali guasti possono essere causati da cattivo funzionamento, incidenti o scarsa manutenzione. Il rischio di rottura in tale fase può essere ridotto sia migliorando il controllo del funzionamento, sia adottando buoni metodi di manutenzione.

La parte finale viene definita **regione di "usura"**, caratterizzato dai **guasti per invecchiamento**. In tale zona si osserva una velocità di rottura crescente a causa della vecchiaia, dell'indebolimento e del logoramento dei componenti della rete. Il rischio di rottura può essere ridotto sostituendo le parti più usurate (o più soggette ad usura) e adottando una filosofia di manutenzione preventiva. Ovviamente, i livelli di scala temporale e le lunghezze delle regioni sono diversi per ogni apparecchiatura o componente.

La dipendenza temporale del tasso di guasto si esprime con la seguente legge di potenza:

$$h(t) = h_0 \cdot t^{\beta-1} \quad (13)$$

dove il parametro β caratterizza l'andamento della curva di azzardo $h(t)$ nei tre intervalli caratteristici. In particolare, per $\beta < 1$ la funzione assume un andamento decrescente nel tempo, e descrive la zona dei guasti prematuri. Se $\beta = 1$, $h(t)$ assume il valore costante di h_0 , definito anche λ_0 , descrivendo pertanto la zona dei guasti casuali. Infine, laddove fosse $\beta > 1$, si osserverebbe un andamento crescente di $h(t)$, caratteristico della regione d'usura del componente. In particolare, se $\beta = 2$ la curva di azzardo assumerebbe un andamento linearmente crescente nel tempo.

Dalla definizione di $h(t)$, e ricordando che $F(t) = 1 - R(t)$, si ha che:

$$h(t) = \frac{1}{R(t)} \cdot \frac{d[1-R(t)]}{dt} = \frac{1}{1-F(t)} \cdot \frac{dF(t)}{dt} = h_0 \cdot t^{\beta-1} \quad (14)$$

da cui:

$$\frac{dF(t)}{1-F(t)} = h_0 \cdot t^{\beta-1} \cdot dt \quad (15)$$

Integrando ad entrambi i lati, e ricordando che al tempo $t = 0$ il valore di $F(t) = 0$, si ha:

$$-\ln[1 - F(t)] = h_0 \cdot \frac{t^\beta}{\beta} \Rightarrow 1 - F(t) = \exp\left[-\frac{h_0}{\beta} \cdot t^\beta\right] \quad (16)$$

ed infine:

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\frac{h_0}{\beta} \cdot t^\beta\right] \quad (17)$$

Ponendo poi $\alpha^\beta = h_0/\beta$, ovvero $\alpha = \log_\beta (h_0/\beta)$, si ha l'espressione analitica finale, definita anche Funzione Cumulativa di Distribuzione (CDF), sviluppata da Wallodi Weibull nel 1951 [4], e conosciuta anche come funzione di distribuzione di Weibull.

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (18)$$

Il valore α viene definito parametro di scala, mentre β è definito parametro di forma. Analogamente, si ha l'espressione della funzione di affidabilità di Weibull:

$$R(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (19)$$

Una estensione della curva di rischio, correlata gli interventi di manutenzione (sporadici o programmati) è la cosiddetta curva di Bathtub a dente di sega (Figura 2). Tale curva tiene conto del fatto che, in realtà, in un sistema reale alcuni componenti richiedono manutenzione periodica, essendo, ad esempio, soggetti ad un maggiore livello di usura. Laddove la manutenzione periodica non dovesse essere eseguita, il rischio di rottura aumenterebbe poiché l'eventuale rottura del componente potrebbe compromettere il funzionamento del sistema nel suo complesso. Da un punto di vista puramente ideale, invece, come si vede dalla Figura, ogni intervento di manutenzione riporta lo stato di salute del sistema, e quindi il suo tasso di rischio, al valore

iniziale, cioè a prima che iniziasse l'invecchiamento. Tale filosofia conferisce alla curva di rischio il tipico andamento a dente di sega.

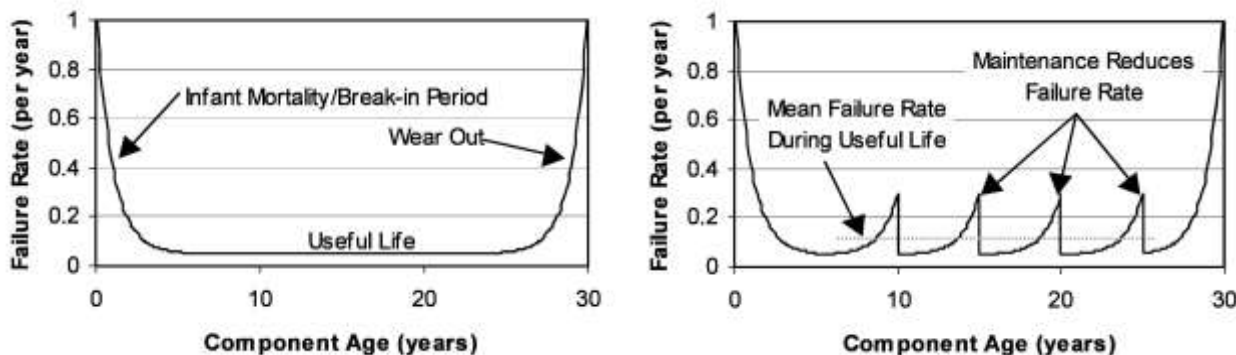


Figura 2: Confronto tra la tradizionale curva a Bathtub e la curva a dente di sega

Tuttavia, nei contesti reali, la manutenzione, che non preveda una sostituzione, non riporta il livello di rischio a quello iniziale del sistema. Ad ogni intervento di manutenzione, l'affidabilità subisce una riduzione rispetto alla manutenzione precedente e il trend della curva mostra un andamento leggermente crescente. In aggiunta, dopo ogni intervento di manutenzione si ha un temporaneo e breve incremento del tasso di guasto, a causa di un fenomeno simile alla regione di guasti prematuri, dovuto alla probabilità di manutenzioni errate, errori di assemblaggi, etc.

1.5 Metriche ed indici affidabilistici

Le metriche vengono principalmente distinte in due categorie:

- metriche di lagging** rendicontano gli eventi accaduti in un dato arco temporale, considerando, ad esempio, da quanto tempo o quanto spesso il servizio elettrico è stato disconnesso. Tali metriche vengono ulteriormente distinte in **definitive** o **intermedie**. Le prime osservano i distacchi di fornitura elettrica già avvenuti, mentre le seconde osservano una condizione o uno stato del sistema che possa preludere o essere associato ad una fornitura affidabile di corrente alle utenze. Le metriche di lagging possono essere applicate sia al sistema elettrico globale sia agli equipment che lo costituiscono. Ad esempio, disfunzioni o malfunzionamenti delle apparecchiature che costituiscono una rete sono tipici esempi di metriche di lagging definitive, la misurazione delle sue prestazioni durante il funzionamento è una metrica di lagging temporanea.
- metriche di leading** considerano gli aspetti riguardanti lo stato dei sistemi di potenza, cercando di individuarli prima che questi possano accadere e quindi eventualmente cagionare delle interruzioni di corrente (di potenza). Queste ultime sono quindi usate per determinare quanto il sistema in esame è capace di sostenere tali eventi.

L'applicazione delle metriche consente, in generale, di valutare gli indici per la caratterizzazione affidabilistica di un dispositivo e/o di un sistema. Tra gli indici più comunemente utilizzati troviamo **MTTF (Mean Time To Failure)** e **MTBF (Mean Time Between Failure)**. Il primo è, generalmente, utilizzato per dispositivi non riparabili, mentre il secondo per dispositivi riparabili.

L'MTTF rappresenta il tempo medio che intercorre tra l'istante 0, in cui il componente viene messo in esercizio, e l'istante del suo guasto. Si tratta ovviamente di un valore statistico e va inteso come media su un lungo periodo di tempo e un vasto numero di unità.

L'MTBF indica il numero medio di guasti di uno componente e/o sistema in un milione di ore di esercizio, rappresentando il più comune indicatore sulla durata di un dispositivo o sistema.

Parallelamente all'MTTF, è stato introdotto l'indice **MTTR (Mean Time To Repair)**, che rappresenta il tempo medio necessario a riparare un modulo e/o un'unità difettosa o malfunzionante. Nei casi in cui riparare un componente significa sostituirlo, l'MTTR è inteso anche come il tempo medio necessario alla sostituzione del dispositivo guasto.

1.5.1 Mean Time To Failure (MTTF)

Sebbene il tempo medio al guasto sia riferito a dispositivi non riparabili, esso può essere riferito anche ai dispositivi riparabili. Matematicamente, tale metrica può essere intesa come:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (20)$$

Nel caso di dispositivi non riparabili (ad esempio nella descrizione del comportamento affidabilistico di lotti di dispositivi elementari o provini tutti uguali tra loro), il valore di MTTF è pari a:

$$MTTF = \frac{T}{r} \quad (21)$$

dove r rappresenta il numero di guasti (ovvero di componenti guasti) durante il periodo di prova t_p , mentre T è la somma della durata di funzionamento di tutti i dispositivi, pari a $t_{F,i}$ per i dispositivi che hanno subito un guasto durante il test, pari a t_p per quelli che non hanno subito malfunzionamenti:

$$T = \sum_r t_{F_i} + (N_0 - r) \cdot t_p \quad (22)$$

dove N_0 indica il numero di campioni testati (o la grandezza iniziale del campione analizzato). Poiché poi il tempo di guasto t è una variabile aleatoria, e $f(t)$ è la sua funzione di densità di probabilità, l'MTTF, rappresentante il tempo medio di guasto (o il tempo atteso di guasto) è esprimibile come:

$$MTTF = \int_0^{+\infty} t \cdot f(t) dt \quad (23)$$

In particolare, si osservi che nella regione di vita utile ($\beta = 1$) la funzione $F(t)$ diventa:

$$F(t) = 1 - \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) \quad (24) \Rightarrow \quad f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{1}{\alpha} \cdot \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) \quad (25)$$

Sostituendo tale valore nell'espressione di MFFT, si ottiene che:

$$MTTF = \int_0^{+\infty} t \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) dt = \alpha \quad (26)$$

Quindi, il parametro α è pari al tempo medio al guasto MTTF relativo al periodo dei guasti casuali (ovvero nella regione di vita utile).

1.5.2 Mean time Between Failure (MTBF)

Il MTBF si applica esclusivamente ai dispositivi riparabili; tuttavia, si consideri che una rete elettrica (come ad esempio le reti di distribuzione) costituita da elementi non riparabili può essere comunque ripristinata (e quindi riparata) mediante la sostituzione dell'elemento guasto. Pertanto, tali reti si considerano riparabili, e possono essere caratterizzati da un MTBF. Da un punto di vista matematico, l'MTBF può essere inteso come media del tempo (t_{Gi}) che intercorre tra un guasto e l'altro: tale tempo è la somma del tempo di funzionamento continuo dalla messa in esercizio o successivo ad un ripristino (t_{Fi}) e il tempo di riparazione (t_{Ri}) del componente:

$$MTBF = \frac{\sum_{i=1}^r t_{Gi}}{r} = \frac{\sum_{i=1}^r (t_{Fi} + t_{Ri})}{r} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{Fi} + \sum_{i=1}^r t_{Ri}}{r} \quad (27)$$

1.5.3 Mean Time To Repair (MTTR)

Il tempo medio di riparazione è anch'esso un concetto rivolto, come ovvio, ai dispositivi riparabili, o a sistemi complessi costituiti da componenti non riparabili ma sostituibili. Per definizione, si ha:

$$MTTR = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_{Ri} = \frac{1}{\mu_R} \quad (28)$$

dove μ_R indica il tasso di riparabilità. Una elevata qualità del sistema in esame deve essere caratterizzata ovviamente da un valore MTTR molto inferiore al MTBF.

È importante sottolineare che si può individuare un unico valore di MTTR per ogni categoria di componente, ma il suo valore varierà ovviamente a seconda della tipologia di guasto.

1.5.4 Altri indici

In aggiunta ai parametri affidabilistici precedentemente definiti, frequentemente le analisi affidabilistiche vengono condotte utilizzando ulteriori indici, tra cui:

- **Permanent Short Circuit Failure Rate (λ_p):** descrive il numero di corto-circuiti permanenti registrati da un sistema in un anno. Questi tipi di guasti provocano anomalie di corrente, che devono essere intercettati da appositi sistemi di protezione collocati in cabine accessibili per gli interventi di ripristino.
- **Temporary Short Circuit Failure Rate (λ_T):** descrive il numero di corto-circuiti temporanei registrati da un sistema in un anno. Anche questi tipi di guasti provocano delle anomalie di corrente, ma possono essere risolti disalimentando e rialimentando il sistema.
- **Open Circuit Failure Rate (λ_{oc}):** descrive il numero di interruzioni di corrente registrate in un anno, senza generare correnti di guasto. Tale evento si ha ad esempio quando interviene un interruttore automatico.
- **Scheduled Maintenance Frequency (λ_M):** descrive la frequenza di manutenzione programmata per ogni componente di un sistema. Ad esempio, $\lambda_M = 2$ vuol dire che sono previsti interventi di manutenzione ogni 6 mesi.
- **Probability of Operational Failure (POF):** tipicamente associato a interruttori e dispositivi di protezione, descrive la probabilità condizionale che un dispositivo non funzioni allorché si intende metterlo in funzione. Ad esempio, se un interruttore automatico non interviene adeguatamente su 100 volte in cui deve operare, allora POF = 5%.

2 L'affidabilità nei sistemi di distribuzione

Come già richiamato nel paragrafo di background, nel presente capitolo, si sintetizzano i risultati dello studio di modelli, metodi e metriche per la valutazione dell'affidabilità nel contesto specifico delle reti elettriche. L'analisi preliminare, in particolare, è stata condotta andando a considerare, in primis, i singoli sistemi (trasformatori, cavi, etc.) e, successivamente, le configurazioni complessive.

2.1 Modelli affidabilistici

Il funzionamento e l'operatività nel tempo delle singole unità che costituiscono un sistema può essere inficiata da diverse sollecitazioni [5], quali quelle termica (gradienti di temperatura), elettrica (dovuta al campo elettrico applicato), meccanica (trazione, compressione) e ambientale (presenza di umidità o di sostanze corrosive, etc.). È necessario, quindi, avvalersi di opportuni **modelli di vita** L [6] in grado di "rappresentare" il comportamento dei componenti o sistemi di interesse in presenza delle suddette sollecitazioni S_i :

$$L(S_1, S_2, \dots, S_N) = f(S_1, S_2, \dots, S_N, p_1, p_2, \dots, p_M) \quad (29)$$

in cui p_i sono i parametri del modello.

Il modello di vita viene determinato sulla base di studi teorici e di campagne di test sperimentali nelle quali vengono presi in considerazione lotti di uno specifico componente e viene effettuata un'accurata analisi della sua funzionalità in risposta all'applicazione di una singola sollecitazione, ma anche di molteplici sollecitazioni contemporanee.

Test accelerati consentono di ottenere i tassi di guasto dei componenti e i tassi di riparazione di unità riparabili. L'applicazione di tecniche statistiche permette, poi, l'individuazione dell'espressione che meglio rappresenta la distribuzione dei dati sperimentali, consentendo, quindi, l'individuazione di un modello di vita di tipo fenomenologico per il componente studiato. Un modello di tipo fenomenologico, applicato in diversi ambiti, è quello basato sulla teoria della reazione chimica di Arrhenius [7]. Tale modello consente la valutazione degli effetti legati alla sola sollecitazione termica. L'azione della sollecitazione elettrica può, invece, essere valutata mediante il Modello della Potenza Inversa (Inverse Power Model, IPM) [7]. Quest'ultimo, in particolare, viene utilizzato per studiare l'azione del campo elettrico sulla vita degli isolamenti. Al fine di valutare l'effetto determinato dall'azione di più sollecitazioni contemporanee, si applicano, in taluni casi, più modelli. Quando si procede in tal modo, è importante tener presente che l'azione congiunta di sollecitazioni di natura diversa non può essere valutata come la somma delle azioni legate alle singole sollecitazioni ma è, in generale, maggiore di tale somma.

In settori specifici in cui la conoscenza dei fenomeni e dei processi chimico-fisici che inficiano il comportamento di determinati componenti è molto avanzata, sono disponibili **modelli fisici** basati su studi teorici e misure di tipo chimico-fisico [7] per la definizione del modello di vita. Nei contesti caratterizzati da un livello di maturità e sviluppo meno avanzato, si ricorre frequentemente a **modelli di vita probabilistici**. Tali modelli, in particolare, si basano sull'ipotesi che l'evento guasto possa essere rappresentato come una variabile casuale e modellato mediante la teoria della probabilità, come precedentemente richiamato nel paragrafo 1.4. È importante ricordare che anche i modelli probabilistici si basano su parametri ottenuti da prove sperimentali in campo.

Per ciò che concerne i sistemi e sottosistemi di conversione che stanno entrando a far parte anche delle reti e microreti elettriche sono disponibili diversi "Reliability Prediction Model" elaborati in ambito, dapprima militare (Military Handbook 217F [8], RIAC 217 [9]), e, poi, industriale (FIDES [10], Telcorsi SR-332 [11]). Tali modelli consentono la valutazione quantitativa dell'affidabilità a partire dal tasso di guasto base di ciascun componente (ottenuto mediante dati sperimentali e dati di campo) e considerando, poi, l'azione congiunta delle diverse sollecitazioni quantificandole mediante fattori π . Ogni Reliability Prediction Model fornisce formule e tabelle per il calcolo dei fattori π relativi ai componenti nella specifica condizione operativa di interesse. L'analisi delle connessioni logiche tra i dispositivi consente di valutare l'affidabilità del sistema complessivo conversione-interfaccia [12]–[14]. È importante sottolineare che non esiste un modello

universalmente valido per un certo componente o sistema giacché ogni modello di vita viene determinato non solo in relazione alle specifiche sollecitazioni ma anche al contesto applicativo e operativo di riferimento. La definizione dei parametri caratterizzanti il modello, inoltre, può essere effettuata con molteplici metodologie. Tra le principali si annoverano i metodi di tipo analitico e quelli statistici basati sulla simulazione [15], [16].

I **metodi analitici** sono basati sulla rappresentazione di un sistema mediante un modello matematico. In altre parole, la valutazione degli indici affidabilistici viene effettuata risolvendo equazioni matematiche. È evidente che se il sistema da modellare risulta caratterizzato da un grado di complessità medio-alto, tale complessità si rifletterà nelle corrispondenti equazioni matematiche e, conseguentemente, nelle difficoltà di risoluzione. Alla luce di queste considerazioni, si ricorre in taluni casi a modelli semplificati, la cui soluzione può essere calcolata mediante tecniche analitiche di tipo approssimato per la semplificazione della fase di calcolo. Nell'ambito specifico, i metodi analitici consentono la valutazione dei valori medi dei load point e degli indici di prestazione affidabilistica. I valori medi sono estremamente utili e sono stati usati, per anni, dai progettisti di sistemi elettrici in fase di progettazione e pianificazione. È evidente che una progettazione basata sui valori medi deve essere integrata con un'analisi della distribuzione di probabilità per tener conto delle variazioni di affidabilità nel tempo.

Per ciò che concerne i **metodi statistici**, si ricorre, in genere, nel settore delle reti elettriche, a simulazioni di tipo tempo-sequenziale [15], [16]. Tali tecniche consentono la stima degli indici di affidabilità direttamente simulando il processo reale di sistemi e componenti nel tempo cronologico. Ciò significa che lo stato di un dispositivo/sistema, ad una certa ora, dipende dal suo stato all'ora precedente.

Se da un lato, i metodi statistici offrono la possibilità di valutare i valori medi della distribuzione di probabilità, laddove non è possibile applicare metodologie di tipo analitico, dall'altro possono richiedere l'esecuzione di processi simulativi molto lunghi in corrispondenza di sistemi complessi.

Una descrizione dei principali metodi statistici, adottati nell'ambito delle reti elettriche, è di seguito riportata nei prossimi sottoparagrafi.

2.1.1 Metodo simulativo Monte Carlo

Il metodo simulativo Monte Carlo (MCS) è una alternativa, molto adoperata, ai metodi analitici per stimare l'affidabilità dei sistemi elettrici [15], [16]. L'efficacia di tale metodologia si basa sulla sua flessibilità nel modellare i sistemi di interesse indipendentemente dal tipo e dalla dimensione del problema. Viene, infatti, effettuato un campionamento ripetuto di configurazioni del sistema da investigare, considerandone i diversi componenti ed il loro stato. La simulazione di un gran numero di configurazioni consente di ottenere una stima sufficientemente accurata della probabilità di guasto.

In dettaglio, la metodologia MCS può essere applicata mediante il metodo sequenziale o il metodo non sequenziale.

Il **metodo sequenziale** tiene conto della sequenzialità delle operazioni all'interno del sistema, includendo stati ed eventi correlati cronologicamente (generazione da fonte rinnovabile, profili di richiesta di energia, etc.). Nel metodo non sequenziale, invece, i campioni sono presi senza considerare la dipendenza degli stadi o degli eventi dal tempo, determinando, così, uno stato "non-cronologico" del sistema.

Una rappresentazione schematica della metodologia MCS per il calcolo dell'affidabilità di una rete di distribuzione dell'energia elettrica viene riportato in Figura 3.

Si consideri, a titolo di esempio di voler applicare MCS ad una microrete elettrica caratterizzata da presenza di generazione rinnovabile. Il set minimo di informazioni richieste in input al modello è costituito da:

- informazioni dettagliate del sistema di interesse, dei suoi componenti e delle relative connessioni;
- profili di irradianza e temperatura per il sito d'installazione di impianti fotovoltaici o previsione della potenza prodotta;
- profili della velocità del vento relativi ai siti d'installazione delle eventuali turbine eoliche

- informazioni dettagliate dei diversi load point presenti nella rete in termini di profili di carico, possibilità di attuare strategie di riduzione e/o ripristino del carico, possibilità di riparazione del carico e numero degli utenti per ciascun load point;
- profili operativi degli eventuali sistemi di accumulo dell'energia;
- informazioni statistiche sui guasti e sulle riparazioni di ciascun sotto-sistema.

Come illustrato nel diagramma di flusso in Figura 3, a partire da tali dati è possibile calcolare, per ogni condizione operativa: "tempo-sequenziale" k_1 ; tempo al guasto (Time To Failure TTF) per ciascun componente i , in base alla specifica distribuzione di probabilità [2] avvalendosi di un generatore di numeri casuali; tempo di riparazione (Time To Repair TTR) per ciascun componente riparabile. I dati calcolati (ovvero i TTF), quindi, possono essere riordinati secondo un ordinamento crescente per procedere alla selezione del minimo TTF . Tale valore corrisponderà ad un componente della rete che, in condizione di guasto, potrebbe determinare la mancata fornitura di energia elettrica a uno o più utenze. La simulazione della rete, nelle condizioni di guasto corrispondenti a tale valore di TTF e ai TTR dei diversi componenti coinvolti, consente di calcolare l'energia non fornita nella particolare condizione di guasto e le metriche di prestazione affidabilistica (cap. 1.5, cap. 2.2). La procedura prevede, poi, l'esecuzione delle stesse operazioni per i componenti della rete con TTF via via crescenti e l'applicazione del processo descritto per tutte le condizioni operative relative all'arco temporale di interesse.

È evidente, da quanto sin qui descritto, che l'accuratezza delle metriche calcolate sarà connessa al numero di simulazioni effettuate; un elevato numero di simulazioni fornirà una soluzione più accurata ma a spese di tempi di computazione più lunghi. Per ogni caso, quindi, sarà necessario valutare il giusto trade-off tra accuratezza e tempo di calcolo. Val la pena, inoltre, sottolineare che l'MCS è ampiamente utilizzato perché basato su operazioni e calcoli di facile esecuzione che offrono la possibilità di convergere ad una soluzione anche in presenza di sistemi complessi. Proprio il diffuso livello di utilizzo del metodo, ha portato allo studio di varianti basate su diverse strategie di campionamento. Gli approcci di campionamento più interessanti agli scopi del presente progetto sono:

- Approccio di campionamento basato sullo stato: metodo non sequenziale, in cui la condizione di ogni componente è determinata in base a variabili casuali distribuite uniformemente, con valori compresi tra 0 e 1. Se la variabile casuale è maggiore della probabilità di guasto, lo stato del componente è "In servizio", in caso contrario è "Fuori servizio". Lo stato globale del sistema ad ogni istante è determinato dalla combinazione degli stati di tutti i componenti. Tale approccio presenta il limite di non considerare le tempistiche di riparazione dei componenti del sistema.
- Approccio di campionamento basato sulla transizione di stato: metodo basato sulla probabilità di transizione da uno stato all'altro.
- Approccio di campionamento basato sulla durata dello stato: metodo basato sulle funzioni di distribuzione della durata di uno stato "In servizio" o "Fuori servizio" di un componente. Tale metodo permette efficacemente di determinare la durata degli stati dei componenti in maniera cronologica.

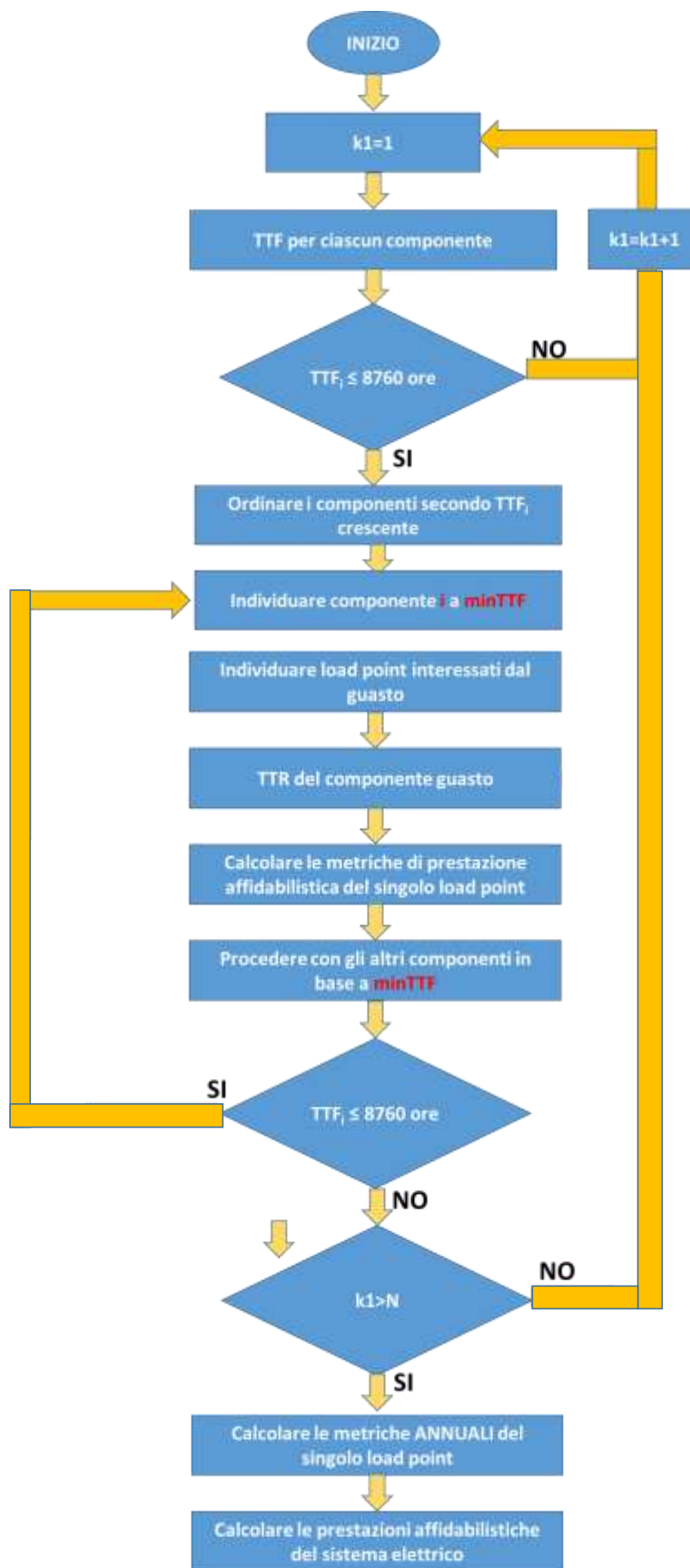


Figura 3. Rappresentazione schematica del metodo MCS

2.1.2 Fault Tree Analysis (FTA)

L'analisi dell'albero dei guasti (Fault Tree Analysis-FTA) è uno strumento utile per modellare i "percorsi" dei possibili guasti di un sistema e dei suoi componenti, determinando le probabilità degli eventi di guasto o delle sequenze di guasto. Il metodo FTA si avvale di una rappresentazione grafica di tipo "Top-Down" caratterizzata dalla presenza di un singolo evento di livello superiore indesiderato (Top Event TE) da cui partono i rami dell'albero rappresentativi degli altri eventi indesiderati per il sistema e i suoi componenti. A partire, quindi, dal TE, l'albero degli eventi procede verso gli eventi di base, passando per quelli intermedi. Porte logiche (OR, AND, etc) evidenziano la connessione e le relazioni tra i possibili eventi. Se, in dettaglio, in un gruppo di eventi, è sufficiente che accada un evento per generare il guasto, tali eventi sono connessi con "OR"; se, invece, è necessario che avvengano tutti gli eventi per generare il guasto, questi sono connessi con "AND".

La tecnica FTA consente l'esecuzione di una valutazione affidabilistica sia di tipo qualitativo, sia di tipo quantitativo di uno specifico sistema di interesse [17]. Dal punto di vista quantitativo, la soluzione dell'albero di guasto, ossia la valutazione della frequenza di accadimento del TE, viene determinata considerando i parametri probabilistici di ciascun evento sottostante dell'albero dei guasti e delle connessioni logiche tra i diversi eventi di guasto. In particolare, si definiscono:

- Eventi base: tutti gli eventi che possono accadere nelle normali condizioni operative del sistema/sottosistema. Gli eventi base" rappresentano le cause dei possibili percorsi di failure del sistema di interesse.
- Guasti intermedi: gli eventi di failure di tipo secondario che accadono quando il sistema/sottosistema opera in condizioni anomale di funzionamento oppure "guasto di comando" in cui il sistema/sottosistema opera correttamente ma in un tempo o in uno spazio non idoneo [18].

A titolo di esempio, esclusivamente volto a presentare come si presenta un albero di guasto, in Figura 5 viene riportato l'albero dei guasti relativo al sistema di generazione di tipo fotovoltaico, presente nella microrete in isola, oggetto di investigazione in [19] di cui alla Figura 4.

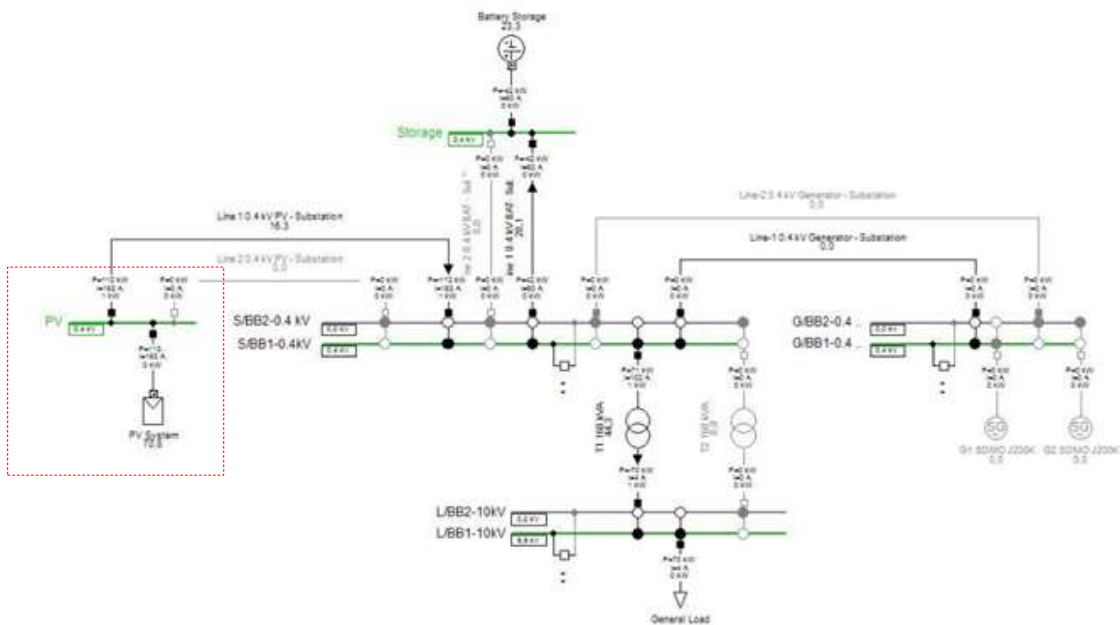


Figura 4. FTA per un sistema di generazione di tipo fotovoltaico [19]

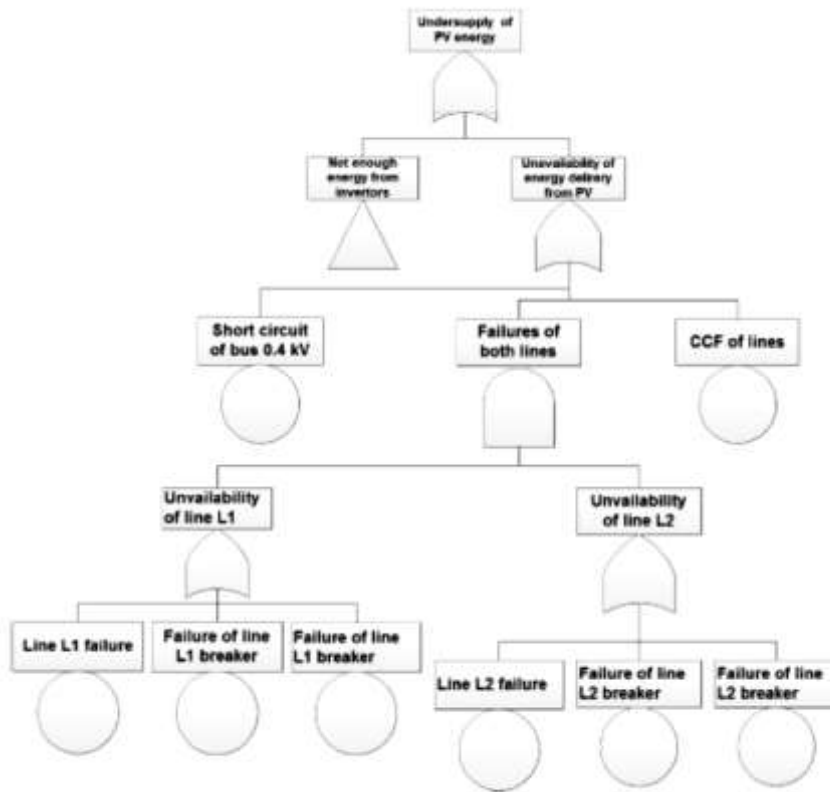


Figura 5. FTA per un sistema di generazione di tipo fotovoltaico [19]

La soluzione dell'albero dei guasti può essere ottenuta mediante il metodo "Minimal Cut Set" che consiste nel semplificare la struttura ad albero ottenuta andando ad individuare i percorsi minimi che dagli eventi base portano al TE. I percorsi minimi vengono identificati applicando le regole e proprietà di Algebra Booleana. È necessario tener presente che la metodologia riportata (FTA Minimal Cut Set) può essere applicata nelle seguenti condizioni:

- Sistema e sottosistemi caratterizzati da due stati operativi: "In servizio", "Fuori Servizio".
- Transizione istantanea tra uno stato e l'altro
- Tasso di guasto e tassi di riparazione costanti nel tempo (ipotesi di sistema/sottosistemi senza memoria)
- Albero di riparazione coincidente con l'albero dei guasti, per cui se un evento "guasto base" provoca un "guasto intermedio", un'operazione di riparazione, che ripristina il sottosistema intermedio, riporta il sistema nelle condizioni iniziali di funzionamento.

In particolare, considerando tutti i percorsi minimi che portano al TE, è possibile ottenere la valutazione quantitativa dell'affidabilità del sistema di interesse. Se, infatti, $Q_{A_j}(t)$ è la probabilità dell'evento guasto A_j al tempo t , la probabilità di ciascun percorso minimo Q_{MCS_i} può essere ottenuta applicando la seguente formula:

$$Q_{MCS_i}(t) = \prod_{j=1}^m Q_{A_j}(t) \quad (49)$$

La probabilità del TE può, a questo punto, essere calcolata mediante l'equazione seguente:

$$Q_{TE}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{MCS_i}(t) \quad (50)$$

E, infine, l'affidabilità $R(t)$ del sistema considerato viene valutata mediante la seguente formula:

$$R(t) = 1 - Q_{TE}(t) \quad (51)$$

Come già richiamato, il metodo FTA presenta il vantaggio di consentire un'analisi affidabilistica sia di tipo qualitativo sia di tipo quantitativo, ma non risulta idoneo a rappresentare il comportamento di sistemi complessi caratterizzati da logiche di ridondanza e priorità. Ai fini di una migliore comprensione della problematica si consideri un impianto industriale alimentato da un sistema di tipo ridondante. Normalmente l'impianto è connesso alla rete elettrica nazionale, in caso di guasto o di interruzione della fornitura elettrica, si attiva un generatore diesel mediante un interruttore. Se questo interruttore si rompe quando il generatore diesel sta già funzionando, l'impianto industriale risulta alimentato. Cosa accade, invece, se l'interruttore subisce un guasto prima dell'interruzione di rete e dell'attivazione del generatore ridondante? Accade che la sequenza di guasti dell'interruttore, prima, e il black out di rete, poi, determinano la mancanza di alimentazione dell'impianto industriale. Il tradizionale metodo FTA non è in grado di rappresentare la casistica costituita dalla sequenza di eventi, come nell'esempio considerato.

Per far fronte a tale problematica sono state sviluppate metodologie per la definizione di alberi di guasto di tipo "dinamico" o "Dynamic Fault Trees" (DFTs) basati su porte logiche "dinamiche".

Priority AND (PAND), Sequence Enforcing (SEQ), SPARE e Functional DEpendency (FDEP) rappresentano le nuove porte logiche i cui dettagli di funzionamento vengono, di seguito, riportati [20], [21]:

- La porta PAND risulta in uno stato di guasto se tutti i suoi ingressi hanno subito un guasto secondo una specifica sequenza di accadimento. A titolo di esempio, la porta PAND, rappresentata in Figura 6, risulta in "Fuori Servizio" se l'ingresso A si guasta prima dell'ingresso B.
- La porta SEQ forza i suoi ingressi a guastarsi secondo un particolare ordine. L'uscita della porta SEQ risulta in stato di servizio qualora la sequenza di guasto avvenga con ordine diverso da quello stabilito.
- La porta SPARE viene utilizzata per modellare sistemi/sottosistemi equipaggiati con una o più unità di riserva.
- La porta FDEP viene usata per rappresentare, invece, la presenza di un ingresso "trigger" e la presenza di eventi dipendenti.

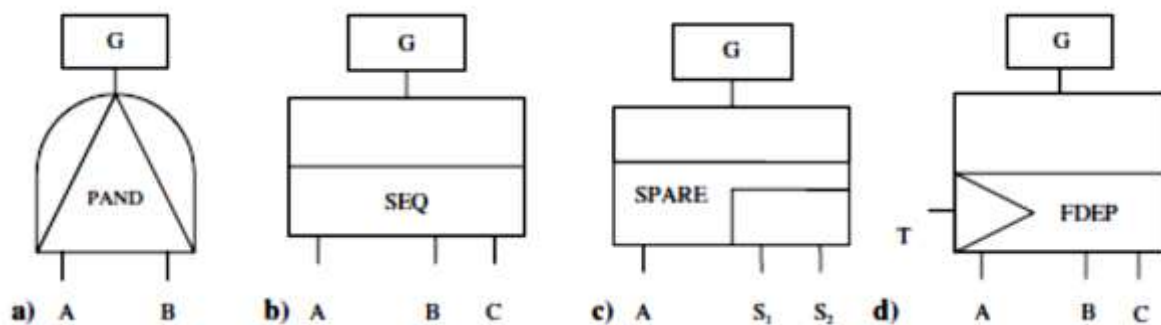


Figura 6. Porte logiche "dinamiche": (a) PAND, (b) SEQ, (c) SPARE, (d) FDEP

2.1.3 Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)

Una ulteriore metodologia applicabile per la valutazione dell'affidabilità di un sistema di distribuzione dell'energia elettrica è rappresentata dall'analisi delle modalità e degli effetti del guasto (Failure Mode and Effect Analysis-FMEA). La FMEA è basata sull'identificazione, per ciascun componente del sistema di interesse, delle possibili cause di guasto e degli effetti che questi determinano sui load point più vicini e sul sistema [22].

Secondo l'analisi FMEA, dopo aver determinato le modalità di guasto, la procedura di calcolo è composta da tre fasi:

1. Determinazione della probabilità della ricorrenza delle modalità di guasto a partire dai dati storici relativi alla parte in stato di guasto. Tali probabilità sono, poi, classificate, assegnando ad esse un numero di priorità. In dettaglio, al numero più basso corrisponde la categoria meno probabile.
2. Assegnazione e classificazione di un tasso di gravità per ciascuna modalità di guasto, in base alle conseguenze dell'anomalia e all'entità dei danni all'apparecchiatura.
3. Definizione e classificazione dell'errore di rilevazione dei guasti, assegnando un numero più basso agli errori con maggiore probabilità di rilevazione.

Il risultato di tale studio è il Risk Priority Number (RPN), calcolato come il prodotto tra i tre indici assegnati ai componenti, determinando, quindi, la priorità di rischio del componente stesso

Nonostante la comprovata efficacia del metodo FMEA in diversi scenari industriali, esso costituisce un approccio solo di tipo qualitativo. Bisogna, inoltre, tener presente che in caso di sistemi complessi, notevole può essere il numero dei possibili eventi di guasto, con conseguente difficoltà nell'applicazione del metodo. In simili applicazioni, si può procedere con la semplificazione della rete complessa di potenza mediante elementi "equivalenti" in grado di modellare parti del sistema iniziale [23]. Si ottiene, così, la scomposizione della rete complessa in una serie di sistemi equivalenti di minore complessità ai quali risulta applicabile la metodologia FMEA. Ripetendo tale processo in maniera sequenziale si ottengono gli indici affidabilistici dei singoli load point.

2.1.4 Processo di Markov

Il processo di Markov è un processo stocastico in cui, dato lo stato del sistema, il comportamento futuro dello stesso dipende esclusivamente dal presente e non dal passato; in tal senso il processo di Markov è definito tipicamente in un insieme di stati discreti. In ogni stato ci sono una serie di eventi possibili che definiscono le transizioni tra lo stato corrente e quello successivo del processo. In un processo Markov a tempo continuo, si presume che la durata del tempo trascorso in ciascuno stato sia distribuita esponenzialmente e che le transizioni tra gli stati siano definite mediante una matrice delle velocità di transizione [24].

I processi di Markov possono essere utilizzati per la valutazione dell'affidabilità dei sistemi di alimentazione. A livello "componente", una semplice rappresentazione dello spazio degli stati include due stati: On (funzionante) e Off (non funzionante); questo modello base è chiamato modello binario dello stato. I modelli completi di un sistema di alimentazione devono essere in grado di considerare le fasi di deterioramento, di ispezione e dei diversi tipi di manutenzione, in modo da garantire una più accurata rappresentazione dei componenti di un sistema reale [25].

I processi di Markov possono essere usati nell'ambito di processi decisionali di Markov (Markov Decision Processes, MDP) per determinare le decisioni ottimali nei diversi stati. Un sistema MDP viene utilizzato per modellare un sistema dinamico incerto, in cui nel tempo bisogna adottare una sequenza di decisioni con esito incerto. I processi di Markov hanno, quindi, l'obiettivo di permettere l'individuazione di una sequenza ottimale di azioni, in modo da ottenere il massimo profitto in un dato intervallo di tempo. Ad esempio, in un definito spazio di stati dei componenti di un sistema di potenza, può essere determinata una politica di manutenzione ottimale capace di minimizzare i costi e di assicurare un adeguato livello dei requisiti di affidabilità.

2.2 Indici affidabilistici nei sistemi elettrici

Nel presente paragrafo, si riporta una sintetica descrizione dei principali indici adottati nel settore dei sistemi elettrici. Tali indici vanno ad integrarsi a quelli precedentemente descritti al paragrafo 1.5 e verranno adoperati quali metriche per le analisi di affidabilità condotte nelle successive attività implementative del progetto.

L'ACIF (Average Customer Interruption Frequency) quantifica il numero di interruzioni dell'utente i -esimo registrate nel corso di un anno.

$$ACIF_i = \sum_k^{N_c} Fr_k \cdot \frac{P_{LS}^{i,k}}{P_L^i} [\text{anno}^{-1}] \quad (30)$$

L'ACIT (Average Customer Interruption Time) quantifica il tempo delle interruzioni dell'utente i -esimo registrate nel corso di un anno.

$$ACIT_i = \sum_k^{N_c} 8760 \cdot Pr_k \cdot \frac{P_{LS}^{i,k}}{P_L^i} \left[\frac{\text{ore}}{\text{anno}} \right] \quad (31)$$

In tali espressioni, Fr_k indica la frequenza di accadimento della contingenza k , Pr_k indica la probabilità di accadimento della contingenza k , $P_{LS}^{i,k}$ è la quantità di carico perduto al punto di carico i -esimo a causa della contingenza k -esima, mentre P_L^i è la quantità di carico al punto i -esimo.

Il **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)** quantifica il numero di interruzioni prolungate a carico di una utenza media nel corso di un anno.

$$SAIFI = \frac{\text{Numero Totale di Interruzioni all'Utenza/anno}}{\text{Numero Totale di Utenze Servite}} [\text{anno}^{-1}] \quad (32)$$

Il **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)** quantifica il numero complessivo di ore di interruzione a carico di una utenza media nel corso di un anno.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Durata dell'Interruzione all'Utenza}}{\text{Numero Totale di Utenze Servite}} \left[\frac{\text{ore}}{\text{anno}} \right] \quad (33)$$

È interessante sottolineare che mentre gli indici ACIF e ACIT si riferiscono alle interruzioni registrate al singolo punto di carico (o al singolo utente), gli indici SAIFI e SAIDI si riferiscono alle interruzioni medie delle utenze servite. Pertanto possono essere intesi anche come media pesata degli indici ACIF e ACIT.

$$SAIFI = \frac{\sum_i^{N_L} ACIF_i \cdot C_i}{\sum_i^{N_L} C_i} \quad (34)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i^{N_L} ACIT_i \cdot C_i}{\sum_i^{N_L} C_i} \quad (35)$$

Se per ridurre il SAIFI è necessario ridurre il numero di interruzioni sostenute da un utente medio, per ridurre il SAIDI è possibile intervenire sia sul numero di interruzioni che sulla loro durata media delle interruzioni. D'altronde, la riduzione del SAIFI (riducendo il numero di interruzioni) non comporta automaticamente la riduzione del SAIDI, se la durata media delle interruzioni aumenta considerevolmente, facendo così aumentare la durata totale, e quindi il valore del SAIDI stesso. Viceversa, la riduzione del SAIDI comporta una riduzione del SAIFI se si riducono il numero di interruzioni, mentre non incide sul SAIFI nel caso in cui se ne riduce la durata media. Per questo motivo, il SAIDI è preferito quale indice di miglioramento dell'affidabilità di un sistema elettrico.

Tutti i gestori di rete spendono molte risorse ogni anno al fine di migliorare (di abbassare) i valori di SAIDI e SAIFI. I dati riportati in Figura 7 e Figura 8 dimostrano come gli sforzi attuati dai gestori di rete in Italia per la riduzione dei valori di SAIFI e SAIDI.

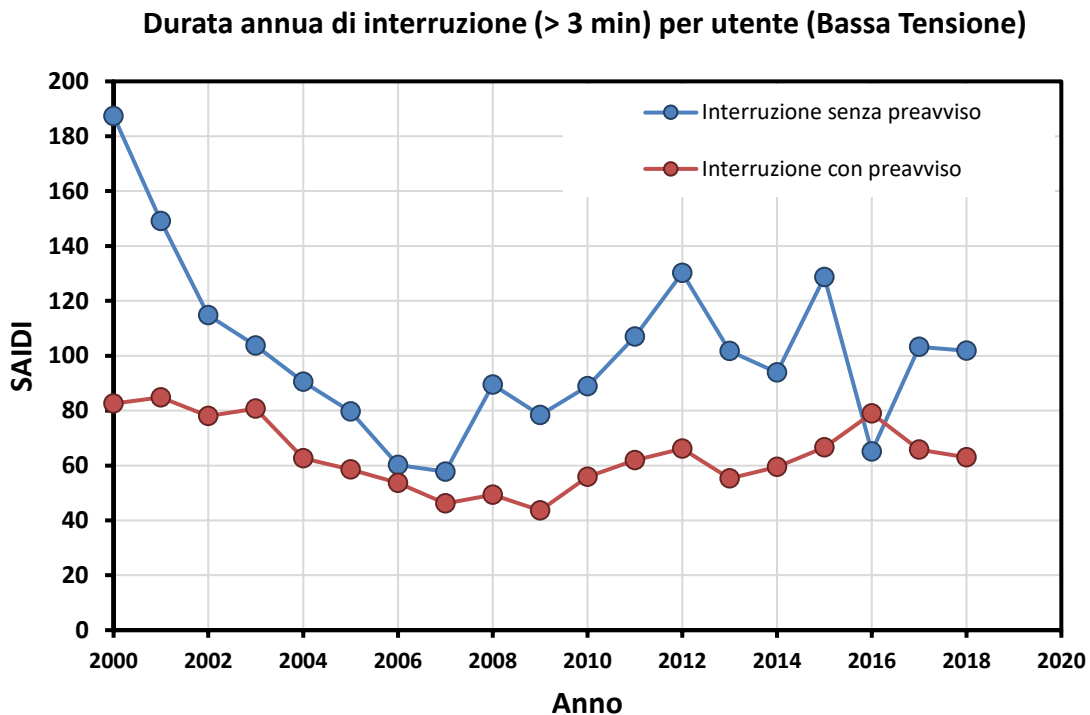


Figura 7: Andamento del SAIDI in ITALIA - Durata annua di interruzione (< 3 minuti) per utenze in Bassa Tensione

SAIFI (durata interruzione > 3 min, utenze in Bassa Tensione)

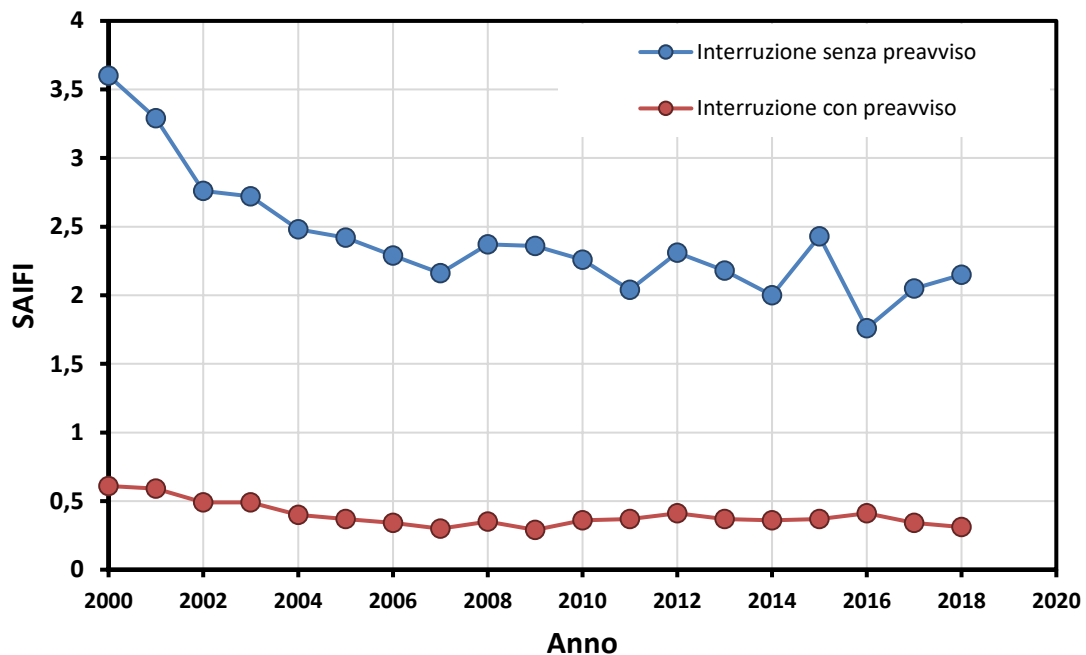


Figura 8: Andamento del SAIDI in ITALIA - Numero di interruzioni (< 3 minuti) per utenze in Bassa Tensione

Attualmente il SAIDI risulta l'indicatore più utilizzato nella allocazione di investimenti di ottimizzazione di una rete: per ogni potenziale progetto, il rapporto costi/benefici è stilato basandosi, oltre che sul costo del progetto, sulla riduzione attesa del SAIDI. D'altro canto, esiste una disparità di esigenze tra la clientela commerciale e industriale. Mentre i primi risultano più tolleranti a interruzioni brevi (nell'ordine del minuto) rispetto ad interruzioni prolungate (nell'ordine delle ore), per i clienti industriali anche interruzioni brevi possono impattare duramente sui processi in esercizio (crash dei computer, reset/riavvio dei macchinari). Tuttavia, bisogna anche osservare che il 90% delle utility di rete serve clienti commerciali, quindi il SAIDI risulta particolarmente indicato per valutare l'impatto di investimento sulle utility.

A parità di investimenti sull'affidabilità della rete, il miglioramento del SAIFI e SAIDI è tanto più marcato quanto maggiore sono i clienti interessati dalla rete in esame. E in generale reti (o porzioni di reti) con molte utenze hanno valori di affidabilità mediamente migliori rispetto a reti con poche utenze. Pertanto, focalizzandosi unicamente sul SAIFI e SAIDI, gli operatori di rete preferiscono focalizzare gli investimenti sull'affidabilità su reti ad alta densità di utenze, che di per sé hanno valori di affidabilità già soddisfacenti.

Un parametro simile al SAIDI è l'**ASAI (Average Service Availability Index)**, che rappresenta la disponibilità del servizio di rete rispetto alla richiesta degli utenti: in sostanza è il rapporto tra le ore di disponibilità dei servizi di rete al cliente, e le ore di richiesta del cliente di tali servizi.

$$ASAI = \frac{\text{Ore di disponibilità dei servizi di rete al cliente}}{\text{Ore richieste dal cliente dei servizi di rete}} [-] \quad (36)$$

Poiché i carichi delle utenze hanno una crescente sensibilità ai piccoli disturbi di rete, maggiore attenzione è stata rivolta agli indici di valutazione delle interruzioni temporanee. Tra questi, il più indicativo è il **MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)** che, analogamente al SAIFI, confronta il numero totale delle interruzioni momentanee avvertite dalle utenze rispetto al numero totale di utenze servite.

$$MAIFI = \frac{\text{Numero Totale di Interruzioni temporanee all'Utenza/anno}}{\text{Numero Totale di Utenze Servite}} [\text{anno}^{-1}] \quad (37)$$

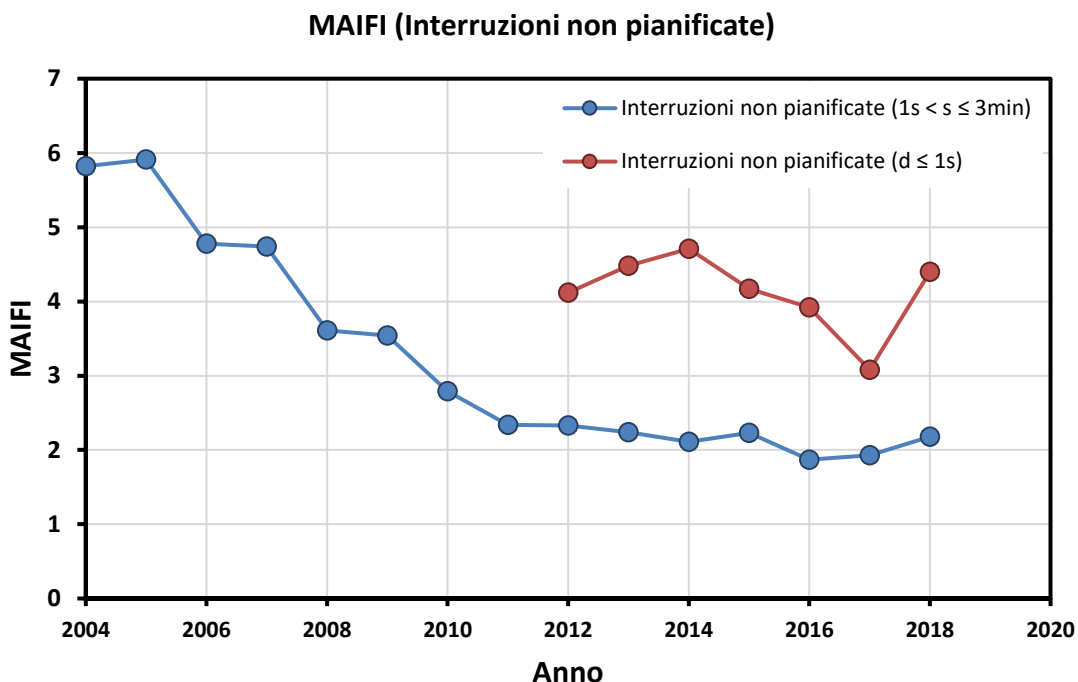


Figura 9: Andamento del MAIFI in ITALIA - Numero di interruzioni temporanee non pianificate per utenze in Bassa Tensione

Come si può notare dal diagramma riportato in Figura 9, in Italia sono più frequenti le interruzioni brevi (≤ 1 s) rispetto alle interruzioni temporanee più prolungate, risultando le prime mediamente di frequenza doppia rispetto alle seconde.

Il CAIDI (**Customer Average Interruption Duration Index**) misura la durata di una interruzione media, ed è utilizzata per valutare il tempo di risposta di un'utility ad una contingenza del sistema.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Durate dell'Interruzione all'Utenza}}{\text{Numero Totale delle Interruzioni dell'Utenze}} \text{ [ore]} \quad (38)$$

Matematicamente, il CAIDI è il rapporto tra il SAIDI ed il SAIFI. Ovviamente, il CAIDI può essere migliorato riducendo la durata delle interruzioni, ma può essere anche ridotto incrementando il numero di interruzioni brevi (di durata inferiore al valore di CAIDI precedente). Per questo motivo, il miglioramento del CAIDI non riflette necessariamente un miglioramento dell'affidabilità di una rete.

Esistono altre metriche non basate sul numero di utenze servite, ma che ugualmente hanno lo scopo di far apprezzare la qualità dei servizi di rete: parliamo dei CAIFI, CTAIDI e MAIFI.

Il CAIFI (**Customer Average Interruption Frequency Index**) compara il numero totale, in un anno, di interruzioni alle utenze con il numero di utenze che hanno subito almeno una interruzione.

$$CAIFI = \frac{\text{Numero totale delle interruzioni alle utenze/anno}}{\text{Utenze che hanno subito almeno una interruzione}} \text{ [anno}^{-1}\text{]} \quad (39)$$

Apparentemente, tale parametro risulta molto simile al SAIFI, tuttavia quest'ultimo può raggiungere il valore di 0 laddove non ci siano interruzioni alle utenze, mentre il CAIFI ha come limite inferiore il valore di 1, in quanto il numeratore sarà sempre maggiore (o uguale) del denominatore. Il CAIFI viene generalmente migliorato diminuendo il numero di interruzioni subite da ogni utente. Tuttavia è curioso osservare che riducendo le interruzioni di una utenza da 2 a 1 il CAIFI viene migliorato, riducendolo da 1 a 0 verrà invece peggiorato, in quanto si riduce di una unità sia il numeratore che il denominatore (che è inferiore al

numeratore), causando quindi un incremento del CAIFI. D'altra parte, il CAIFI può essere migliorato incrementando le utenze che hanno subito una singola interruzione, di fatto incrementando il numero complessivo di interruzioni. Per questo motivo, un miglioramento del CAIFI non corrisponde necessariamente ad un miglioramento dell'affidabilità della rete.

In maniera simile, il **CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)** riporta il rapporto tra la durata totale delle interruzioni alle utenze rispetto alle utenze che hanno subito almeno una interruzione.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Durata delle interruzioni alle utenze/anno}}{\text{Utenze che hanno subito almeno una interruzione}} \left[\frac{\text{ore}}{\text{anno}} \right] \quad (40)$$

Anche in tal caso, il CTAIDI può essere migliorato o riducendo la durata totale delle interruzioni, o aumentando il numero di utenze che hanno sostenuto interruzioni di durata inferiore al CTAIDI stesso. Quindi neppure il CTAIDI risulta essere un indicatore efficace della affidabilità della rete.

Tali metriche, tuttavia, non danno evidenza della distribuzione delle disfunzioni di rete rispetto all'utenza, ovvero qual è la percentuale di utenza che non ha risentito di interruzioni, chi ne ha avuta 1 in un anno, chi 2, etc. Al fine di evidenziare la distribuzione delle interruzioni rispetto alle utenze, viene introdotto il **CEMI (Customers Experiencing Multiple Interruptions)** e il **CEMSMI (Customer Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruption)**.

$$CEMI_n = \frac{\text{Utenti che hanno avuto più di } n \text{ interruzioni Durature/anno}}{\text{Numero totale degli utenti serviti}} [\text{anno}^{-1}] \quad (41)$$

$$CEMSMI_n = \frac{\text{Utenti che hanno avuto più di } n \text{ interruzioni Momentanee/anno}}{\text{Numero totale degli utenti serviti}} [\text{anno}^{-1}] \quad (42)$$

Tale approccio sta avendo un crescente riscontro nel settore energetico, in quanto permette di ottenere una percentuale di soddisfazione degli utenti, permettendo di intervenire nelle sezioni più critiche. Tuttavia, affidarsi al CEMI per indirizzare gli investimenti di miglioramento di affidabilità della rete si scontra sul fatto che non verranno mai considerati efficaci interventi rivolti a ridurre la durata delle interruzioni (che non impattano sul CEMI). Inoltre, verrà dato poco peso ad interventi destinati a ridurre la frequenza di interruzioni in aree con i più alti numeri di interruzioni per utente. Se ad esempio si riesce a ridurre le interruzioni per utente in una zona da 10 a 5, nonostante il notevole sforzo di investimento, il valore di $CEMI_3$ non cambierà.

Le metriche di affidabilità possono essere intese anche rispetto alla potenza asservita, piuttosto che al numero di utenze che ne fa uso. L'**ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)** e l'**ASIDI (Average System Interruption Duration Index)** risultano la trasposizione del SAIFI e SAIDI, ponendo come riferimento la potenza rispetto al numero di utenze.

$$ASIFI = \frac{\text{kVA interrotti/anno}}{\text{kVA totali connessi}} [\text{anno}^{-1}] \quad (43)$$

$$ASIDI = \frac{\text{kVAh interrotti/anno}}{\text{kVA totali connessi}} \left[\frac{\text{ore}}{\text{anno}} \right] \quad (44)$$

Tale visione del quadro di affidabilità tende a dare maggiore rilevanza alle utenze più energivore (quali le industrie e le attività produttive). Tali indici offrono una migliore prospettiva sulla affidabilità della rete dal punto di vista delle utility di rete, in quanto la quantità di kVA e kVAh di una rete riflette la redditività (e quindi l'influenza di eventuali investimenti) della rete stessa.

Un metodo più diretto del "danno" arrecato dalle interruzioni di potenza osserva la quantità di potenza non fornita e i costi delle interruzioni.

L'indice **LPENS_i (Load Point Energy Not Supplied)** indica l'energia non fornita all'utente *i*-esimo a causa delle interruzioni, in un determinato periodo di riferimento.

$$LPENS_i = ACIT_i \cdot \widehat{P}_i \left[\frac{MWh}{anno} \right] \quad (45)$$

dove \widehat{P}_i indica la quantità media ponderata di potenza non fornita.

L'**EENS (Expected Energy Not Supplied)** (o **ENS**), indica il totale cumulativo di energia che non è stata erogata alle utenze, e tipicamente è rappresentata su base annua.

$$EENS = \sum_i LPENS_i [MWh] \quad (46)$$

Dove \bar{L}_i indica il carico medio delle utenze e \bar{r}_i indica la durata dell'interruzione dovuta alla anomalia i -esima.

L'indice **LPEIC_i (Load Point Energy interruption Cost)** indica il costo medio dell'interruzione di potenza subito dall'utente i -esimo in un dato periodo di riferimento (un anno).

$$LPEIC_i = \sum_k LPEIC_{i,k} \left[\frac{\text{€}}{anno} \right] \quad (47)$$

Il termine **LPEIC_{i,k}** indica il costo medio dell'interruzione avvertita dall'utente i -esimo a causa dell'evento k -esimo all'interno dell'anno di riferimento.

Estendendo il range di osservazione a tutti gli utenti, l'**EIC (Expected Interruption Cost)** indica il costo totale atteso causato dalle interruzioni di potenza agli utenti di una rete nel periodo di riferimento.

$$EIC = \sum_i LPEIC_i \left[\frac{\text{€}}{anno} \right] \quad (48)$$

Esistono infine altri indici correlati all'affidabilità di un sistema:

- **LOLE (Loss of Load Expectation)**: Numero di ore previsto in cui i carichi di una rete superano la generazione, a causa ad un calo di produzione, normalizzato rispetto all'intervallo di tempo in esame (solitamente un anno)
- **LOEE (Loss of Energy Expectation)**: Perdita attesa di energia a causa di un calo di produzione, normalizzato rispetto all'intervallo di tempo in esame.
- **ESWE (Expected Surplus Wind Energy)**: Quantità di energia eolica disponibile, in eccesso rispetto ai carichi, normalizzata rispetto all'intervallo di tempo in esame.

3 Azioni e strumenti per il miglioramento dell'affidabilità di reti ibride

A valle della valutazione quantitativa dell'affidabilità di una rete o microrete elettrica, potrebbero rendersi necessarie azioni per il miglioramento delle prestazioni affidabilistiche del sistema considerato. Tali Interventi possono consistere in:

- ammodernamento delle reti;
- riconfigurazione di rete;
- gestione delle risorse e delle protezioni di rete;
- coinvolgimento della Generazione Distribuita, della Mobilità Elettrica e di logiche di Demand Response.

La tipologia di azione da adottare per aumentare l'affidabilità di un sistema elettrico dipende da numerosi fattori tecnici, ma anche economici. Occorrono, pertanto, nei singoli contesti, analisi di dettaglio dei vantaggi e delle criticità di uno specifico intervento o delle soluzioni congiunte da adottare.

Uno degli interventi da effettuare potrebbe essere quello di dotare le reti elettriche di apparecchiature e sistemi di ultima generazione, già concepiti nell'ottica della minimizzazione e/o mitigazione della condizione di guasto.

Sono, infatti, commercialmente disponibili cavi dotati di sistemi di monitoraggio delle condizioni operative in termini di temperature raggiunte, presenza di umidità e scariche parziali in modo da ottenere, in tempo reale, informazioni utili a ridurre le possibili condizioni di guasto.

L'industria di settore è in grado di produrre richiusori automatici, controllabili da remoto, in grado di isolare le sezioni di rete guaste e di tentare la messa in servizio in breve tempo al fine di ridurre al minimo le disalimentazioni degli utenti di reti e microreti. Bisogna, però, tener presente che l'intervento di ammodernamento delle reti è un'azione di notevole impatto economico e può, quindi, essere preso in considerazione solo per limitate sezioni di rete o per microreti di nuova generazione, quali quelle ibride che stiamo considerando.

Per ciò che concerne le azioni di riconfigurazione di rete è bene specificare che esse possono essere condotte nell'ottica di minimizzare la possibilità di secondi guasti, di limitare la durata del guasto o di gestire opportunamente il sovraccarico sulle linee non guaste, in modo da non incorrere in un guasto a catena. La riconfigurazione, a seguito di un guasto, potrebbe, per esempio, far lavorare la rete o microrete di interesse con correnti inferiori alla portata consentita, portando anche in conto fattori di sicurezza rappresentativi delle condizioni di invecchiamento dei cavi.

Bisogna, inoltre, tener presente che il processo di digitalizzazione del settore elettrico potrebbe, anch'esso, contribuire al miglioramento delle prestazioni affidabilistiche delle reti di distribuzione mediante l'adozione e l'implementazione di opportune logiche di gestione delle risorse e dei carichi. Innovative soluzioni e dispositivi di protezione delle reti elettriche potrebbero ridurre, anch'essi, il numero e la durata delle interruzioni minimizzando, quindi, l'energia non fornita agli utenti.

In tale contesto, anche la Generazione Distribuita e i sistemi per la Mobilità Elettrica, intendendo sia i sistemi di accumulo a bordo dei veicoli, sia i futuri distributori di carica, potrebbero essere coinvolti in processi di gestione per l'incremento dell'affidabilità di reti e microreti elettriche.

In ultima analisi, determinante può essere il ruolo dell'utente, di tipo passivo e, soprattutto, attivo, di rete. L'applicazione di logiche di Demand Response (DR) potranno, altresì, contribuire ad una migliore gestione dei carichi sulle linee di distribuzione, così contenendo gli stress delle linee legate a sovraccarico.

Non è da escludersi, infine, che in casi specifici, l'obiettivo di incrementare l'affidabilità, potrebbe essere perseguito solo mediante l'adozione congiunta delle soluzioni fin qui considerate.

Le soluzioni e tecniche qui descritte saranno approfondite nel prosieguo delle attività al fine di testarne la validità e verificarne l'efficacia su reti di interesse del progetto.

4 Conclusioni

Nel presente rapporto tecnico vengono riportati i modelli affidabilistici e le possibili metodologie adottabili, in caso di reti di distribuzione e microreti elettriche, per l'analisi di affidabilità di tipo qualitativo e soprattutto quantitativo. A tal fine sono stati presentati i principali indici per la caratterizzazione prestazionale di componenti e sistemi (failure rate, MTBF, MTTR) e metriche specifiche per la valutazione di affidabilità di sistemi e reti elettriche con particolare attenzione alla frequenza, alla durata e al costo delle interruzioni che, in ogni anno, un utente subisce in maniera pianificata e non.

Lo studio focalizza, infine, l'attenzione su possibili azioni di tipo infrastrutturale, ma anche di controllo, gestione nonché di inclusione delle recenti tecnologie di Generazione Distribuita e di Mobilità Elettrica per il miglioramento delle prestazioni affidabilistiche di una rete o microrete elettrica.

5 Riferimenti bibliografici

- [1] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Boston, MA: Springer US, 1996.
- [2] H. L. Willis, "Power distribution planning reference book." Marcel Dekker, New York, 2004.
- [3] H. Wang, F. Blaabjerg, H. S. Chung, and M. Pecht, *Reliability of Power Electronic Converter Systems*. Croydon UK: Institution of Engineering and Technology, 2015.
- [4] W. Weibull, "A Statistical Distribution Function of Wide Applicability," *J. Appl. Mech.*, vol. 18, no. 3, pp. 293–297, 1951.
- [5] A. Birolini, *Reliability Engineering*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2004.
- [6] G. Passarelli, "Modelli affidabilistico-diagnostici per i componenti delle reti elettriche," Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, 2008.
- [7] G. C. Montanari and G. Mazzanti, "Insulation Aging Models," in *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*, J. Webster, Ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 1999, pp. 308–319.
- [8] U. S. A. Department of Defense, *MIL-HDBK-217F - Military Handbook - Reliability prediction of electronic equipment*, F. Washington, D.C., 1990.
- [9] W. Denson, P. Lein, and D. Nicholls, "Handbook of 217Plus Reliability Prediction Models - 2015." Quanterion Solutions Incorporated, New York USA, p. 186, 2015.
- [10] FIDES Group, "FIDES guide 2009 - Reliability Methodology for Electronic Systems," 2010.
- [11] Telcordia Technologies, "Reliability prediction procedure for electronic equipment." Telcordia Technologies, Sweden, 2015.
- [12] G. Graditi and G. Adinolfi, "Temperature influence on photovoltaic power optimizer components reliability," in *International Symposium on Power Electronics Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2012, pp. 1113–1118.
- [13] G. Graditi, G. Adinolfi, and A. Pontecorvo, "RIAC 217Plus reliability prediction model in photovoltaic systems," in *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2013, pp. 343–347.
- [14] G. Graditi, G. Adinolfi, V. Palladino, and M. Valenti, "Reliability assessment of Modular Multilevel Converters by industrial and military prediction models," in *2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2019, pp. 780–785.
- [15] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 51–57, 1999.
- [16] R. N. Allan and M. R. Bhuiyan, "Effects of failure and repair process distribution on composite system adequacy indices in sequential Monte Carlo simulation," in *Proceedings of the joint international IEEE power conference, Power Tech. IEEE, Los Alamitos, CA, USA*, 1993, pp. 622–628.
- [17] D. F. Haasl, N. H. Roberts, W. E. Vesely, and F. F. Goldberg, *Fault tree handbook*. Washington, D.C., 1981.
- [18] L. Fedele, "Tecniche per l'analisi di affidabilità." Università degli Studi di Roma "La Sapienza," p. 49, 2003.
- [19] V. Astapov and S. Trashchenkov, "Design and reliability evaluation of standalone microgrid" in *2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 2017, pp. 1–6.
- [20] J. B. Dugan, S. J. Bavuso, and M. A. Boyd, "Dynamic fault-tree models for fault-tolerant computer systems," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 41, no. 3, pp. 363–377, 1992.

- [21] K. D. Rao, V. V. S. S. Rao, A. K. Verma, and A. Srividya, "Dynamic Fault Tree Analysis: Simulation Approach," J. Faulin, A. A. Juan, S. Martorell, and J.-E. Ramírez-Márquez, Eds. London: Springer London, 2010, pp. 41–64.
- [22] D. H. Stamatis, *Failure mode and effect analysis : FMEA from theory to execution*. Milwaukee, Wisc.: ASQ Quality Press, 2003.
- [23] R. Billinton and R. N. Allen, *Reliability assessment of large electric power systems*. United States: Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA, 1988.
- [24] O. C. Ibe, "Continuous-Time Markov Chains," O. C. B. T.-M. P. for S. M. (Second E. Ibe, Ed. Oxford: Elsevier, 2013, pp. 85–102.
- [25] H. Ge, "Maintenance Optimization for Substations with Aging Equipment," *Theses, Diss. Student Res. from Electr. Comput. Eng.*, Apr. 2010.

6 Abbreviazioni ed acronimi

A	Disponibilità (Availability)
C_i	Numero di utenze alimentate al punto di carico i -esimo
f	Densità di probabilità di guasto
f^*	Densità di frequenza di guasto
$F(t)$	Probabilità cumulata di guasto
$F^*(t)$	Frequenza cumulata di guasto
FR_k	Frequenza di accadimento dell'evento k -esimo
h	Tasso di guasto istantaneo, velocità di guasto, <i>failure rate</i>
h^*	Tasso di guasto sperimentale, o azzardo sperimentale
L	Modelli di vita
n_g	Numero di componenti guasti al tempo t
\dot{n}_g	Velocità media della variazione di guasto
n_s	Numero di componenti funzionanti al tempo t
N_0	Numero di componenti funzionanti al tempo zero
P_L^i	Quantità di carico al punto i -esimo
$P_{LS}^{i,k}$	Quantità di carico perso al punto di carico i -esimo a causa dell'evento k -esimo
PR_k	Probabilità di accadimento dell'evento k -esimo
\hat{P}_L	Quantità media ponderata di potenza non fornita
$Q_{Aj(t)}$	Probabilità dell'evento guasto A_j
Q_{MCSI}	Probabilità di percorso minimo
Q_{TE}	Probabilità del Top Event
r	Numero di componenti guasti
$R(t)$	Probabilità cumulata di funzionamento (Affidabilità)
R^*	Grandezza osservabile dell'affidabilità
S_i	Sollecitazione i -esima
t	Variabile tempo
t_p	Tempo di prova
$t_{F,i}$	Tempo di funzionamento del componente i -esimo
$t_{G,i}$	Tempo che intercorre tra due guasti del componente i -esimo
$t_{R,i}$	Tempo di riparazione del componente i -esimo
T	Tempo di riferimento
δt	Intervallo di tempo
X^*	Grandezza generica osservata
\bar{X}^*	Grandezza generica valutata
\hat{X}	Grandezza generica stimata
α	Parametro di scala della curva di Bathtub
β	Parametro di forma della curva di Bathtub
λ	Tasso di guasto istantaneo, velocità di guasto, <i>failure rate</i>
λ_M	Scheduled Maintenance Frequency
λ_{OC}	Open Circuit Failure Rate
λ_R	Permanent Short Circuit Failure Rate
λ_T	Temporary Short Circuit Failure Rate
μ_R	Tasso di riparabilità

ACRONIMI

ACIF	Average Customer Interruptions Frequency
ACIT	Average Customer Interruptions Time
AIS	Air insulated Substation
ASAI	Average Service Availability Index

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CDF	Funzione Cumulativa di Distribuzione
CEMI	Customers Experiencing Multiple Interruption
CEMSMI	Customer Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruption
CTAIDI	Customer Total Average Interruption Duration Index
DFTs	Dynamic Fault Trees
EENS	Expected Energy Not Supplied
EIC	Expected Interruption Cost
ESWE	Expected Surplus Wind Energy
FDEP	Functional Dependency
FMEA	Failure Mode and Effect Analysis
FTA	Fault Tree Analysis
GIS	Gas Insulated Substation
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPM	Inverse Power Model
LOLE	Loss Of Load Expectation
LOEE	Loss Of Energy Expectation
LPEIC	Load Point Energy Interruption Cost
LPENS	Load Point Energy Not Supplied
MAIFI	Momentary Average Interruption Index
MCS	Monte Carlo Simulation
MDP	Markov Decision Processes
MTBF	Mean Time Between Failure
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
PAND	Priority AND
POF	Probability of Operational Failure
RPN	Risk Priority Number
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SEQ	Sequence Enforcing
TE	Top Event
TFA	Fault Tree Analysis
TTF	Time To Failure
TTR	Time To Repair