



Ricerca di Sistema elettrico

Implementazione di modelli affidabilistici di sottosistemi e componenti di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo

G. Adinolfi, R. Ciavarella, A. Merola,
A. Ricca, M. Valenti

IMPLEMENTAZIONE DI MODELLI AFFIDABILISTICI DI SOTTOSISTEMI E COMPONENTI DI RETI IBRIDE
AC/DC IN MT E BT IN AMBIENTE SIMULATIVO

G. Adinolfi (ENEA), R. Ciavarella (ENEA), A. Merola (ENEA), A. Ricca (ENEA), M. Valenti (ENEA)

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III 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 LA 1.10: *Implementazione di modelli affidabilistici di sottosistemi e componenti di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	5
1.1 BACKGROUND.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	5
3 DESCRIZIONE DEI MODELLI AFFIDABILISTICI	7
3.1 MODELLO AFFIDABILISTICO DELLE LINEE	10
3.2 MODELLO AFFIDABILISTICO DEI TRASFORMATORI DI POTENZA	17
3.3 MODELLO AFFIDABILISTICO DEI CONVERTITORI DC/DC E DC/AC.....	21
3.4 MODELLO AFFIDABILISTICO DI GENERATORI FOTOVOLTAICI	28
3.5 MODELLO AFFIDABILISTICO DI GENERATORI EOLICI	30
3.6 MODELLO AFFIDABILISTICO DEI CIRCUIT BREAKER	30
4 IMPLEMENTAZIONE E TESTING DEI MODELLI AFFIDABILISTICI IN AMBIENTE SIMULATIVO.....	33
5 CONCLUSIONI.....	39
6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	40

Sommario

Il presente documento *"Implementazione di modelli affidabilistici di sottosistemi e componenti di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo"* descrive le attività di ricerca svolte relative alla linea di attività LA1.10 del Progetto: 2.7 "Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità". Il lavoro di ricerca condotto nella seconda annualità ha riguardato lo studio e lo sviluppo di modelli affidabilistici dei sistemi e componenti di una rete ibrida AC/DC di tipo MT o BT allo scopo di fornire, a partire dai modelli definiti, la stima dell'affidabilità complessiva di sistema.

Tali modelli saranno, quindi, integrati in ORAtool, il software sviluppato per la stima dell'affidabilità nell'ambito della linea di attività LA1.16. In particolare, i modelli affidabilistici costituiranno il layer modellistico di base del tool per il calcolo dell'affidabilità dei componenti. A partire da essi, inoltre, sarà costruito il modello affidabilistico integrato per la valutazione dell'affidabilità complessiva della fornitura.

In questo rapporto tecnico viene, in primis, descritto l'approccio modellistico adottato, vengono, poi, considerati, per ciascun sistema /o componente di rete, gli specifici fattori di stress in grado di inficiarne le prestazioni.

Il presente report è articolato in quattro capitoli.

Nei capitoli 1 e 2 viene proposta una sintesi delle diverse fasi di lavoro relative alla seconda annualità di progetto. In particolare, nel terzo capitolo, dopo la presentazione della procedura di modellazione che si intende seguire, vengono riportati, nel dettaglio, i modelli affidabilistici del trasformatore, delle linee elettriche, dei sistemi di conversione e interfaccia e dei circuit breaker.

Nel capitolo 4 viene, infine, presentato l'ambiente simulativo in cui vengono integrati i modelli al fine di pervenire alla valutazione quantitativa degli indici affidabilistici delle reti ibride di interesse.

1 Introduzione

1.1 Background

Con la crescente integrazione nella rete di distribuzione di sorgenti da fonte rinnovabile e l'incremento del numero e della tipologia di utilizzatori che possono funzionare direttamente in DC, l'interazione tra il mondo delle reti in AC e quello delle reti in DC rappresenta, ormai, una realtà di cui bisogna tenere conto. Si tratta, infatti, di un nuovo paradigma energetico che necessita di soluzioni tecniche e gestionali di ultima generazione. In ottica evolutiva di migrazione verso le reti ibride, inoltre, l'implementazione di modelli affidabilistici per i componenti di reti elettriche assume un ruolo cruciale ai fini della caratterizzazione non solo degli attuali sistemi di potenza, ma anche e soprattutto dei sistemi che si svilupperanno nei prossimi anni in accordo a tali nuovi paradigmi energetici (reti e micro-reti in DC, comunità energetiche, aggregatori) per i quali i concetti di efficienza e affidabilità rivestono particolare importanza.

Come precedentemente analizzato nel Report RdS/PTR2019/160 (SAL 2019), diversi modelli di predizione di estrazione industriale e militare sono disponibili nella letteratura tecnica per la valutazione dell'affidabilità di dispositivi elettronici e meccanici. Tali modelli risultano, però, inadeguati per l'applicazione nell'ambito dei sistemi di potenza.

Per poter condurre un'analisi approfondita dell'affidabilità di componenti e sistemi nel settore specifico dei sistemi di potenza, si rende, pertanto, necessario definire modelli affidabilistici adeguati alla caratterizzazione dei componenti stessi e, successivamente, procedere alla loro modellazione in ambienti simulativi specifici (es. software di simulazione dei sistemi di potenza). I modelli software programmati – opportunamente integrati in configurazioni di reti ibride – consentono sia di valutare l'efficacia di quanto proposto, sia di analizzare il *comportamento affidabilistico* dei diversi componenti e sistemi in corrispondenza di differenti architetture, anche nell'ottica di individuare gli elementi a minor grado di affidabilità.

Alla luce di queste premesse, nel corso del SAL2020, si è proceduto allo studio e alla definizione di una metodologia per la definizione di modelli in grado di caratterizzare i sistemi e componenti delle reti ibride, e anche di una rete nella sua complessità, dal punto di vista affidabilistico. La procedura di caratterizzazione affidabilistica proposta consente uno studio approfondito delle reti di interesse nell'ottica di individuarne i componenti "meno affidabili" da sottoporre a successive valutazioni e può essere applicata per la validazione di soluzioni atte all'incremento dell'affidabilità delle reti di progetto.

Il presente Rapporto Tecnico descrive anche l'implementazione dei modelli proposti in un ambiente simulativo che si avvale di script in linguaggio Python e di un software per l'analisi di sistemi elettrici di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (DigSILENT PowerFactory).

2 Descrizione delle attività svolte

Le attività di ricerca condotte durante la seconda annualità di progetto sono state precedute da un approfondito studio dei modelli di predizione di affidabilità sviluppati in ambito militare e industriale e di metodologie per il calcolo dell'affidabilità, come riportato nel Rapporto Tecnico "*Studio degli standard e analisi dei modelli di riferimento per la stima dell'affidabilità di componenti e apparati delle reti ibride*" relativo alla LA 1.2 (RdS/PTR2019/160). A partire dai risultati dello studio, nella LA1.10 l'attenzione è stata dedicata, allo sviluppo dei modelli di sistemi e dispositivi elettrici con particolare attenzione ai generatori basati su fonti rinnovabili e sulle relative interfacce DC/AC e DC/DC verso la rete AC o verso bus DC.

Nel dettaglio, l'attività è stata organizzata in tre fasi, di seguito, brevemente descritte.

- *Prima fase:* sviluppo del modello generale per la caratterizzazione affidabilistica di sistemi e dispositivi elettrici delle reti ibride AC/DC.

- *Seconda fase:* sviluppo dei modelli affidabilistici di trasformatori di potenza, linee elettriche aeree e in cavo, circuit breaker, generatori basati su fonti rinnovabili e delle relative interfacce DC/AC e DC/DC verso la rete AC o verso bus DC.
- *Terza fase:* integrazione dei modelli riportati in ambiente simulativo al fine di pervenire alla caratterizzazione di reti ibride AC/DC nella loro complessità.

3 Descrizione dei modelli affidabilistici

Nell’ambito delle attività della LA 1.10 è stato affrontato lo sviluppo del modello affidabilistico di un sistema di potenza. Come schematicamente riportato nella seguente figura, una rete elettrica può essere modellata, dal punto di vista affidabilistico, mediante una metodologia che, partendo da un set di input, analizza i singoli sistemi e sottosistemi della rete elettrica (trasformatori, linee elettriche, convertitori, etc.), le relative connessioni.

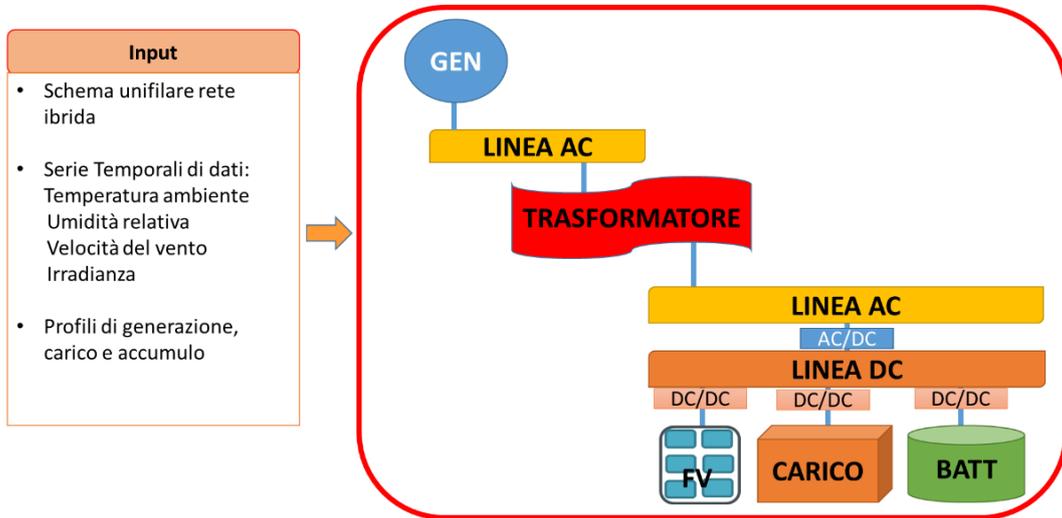


Figura 1: Rappresentazione schematica degli input del modello affidabilistico

Il comportamento dello specifico sistema o sottosistema di interesse viene modellato mediante il corrispondente circuito equivalente i cui parametri vengono calcolati a partire dai dati di targa forniti dai costruttori.

Le condizioni operative, cui ciascun componente o sistema è sottoposto durante il funzionamento nella rete di interesse, vengono studiate mediante analisi di Load Flow condotte a partire dalle serie temporali di dati climatici (temperatura ambiente, irradianza, velocità del vento dei siti d’installazione) e dai profili degli apparati di generazione, carico e accumulo connessi alla rete.

Questo processo consente di valutare quali stress (termici, ambientali, elettrici) incidono sul sistema e quale sia la loro entità nelle condizioni di funzionamento di interesse. Ulteriori fenomeni da considerare sono quelli determinati dall’invecchiamento o ageing dei sistemi e dispositivi di rete.

In dettaglio, lo stress termico π_5 è associato alla sovratemperatura e ai cicli termici cui il sistema è sottoposto. Si tratta del logorio dei sistemi e componenti determinato dalle variazioni di temperatura dovute alle proprietà dei materiali, alle perdite per effetto Joule, alle condizioni dell’ambiente in cui è installato (temperatura ambiente, irradianza, ventosità) e allo stato di funzionamento (sistema operativo/non operativo).

Il fattore π_5 viene valutato calcolando, in primis, la temperatura del sistema o componente di rete in relazione alle condizioni climatiche e operative rappresentate mediante i dati delle serie temporali e applicando, poi, il modello di Norris-Landzberg [1].

In particolare, a seconda del tipo di materiale/i da cui il sistema è costituito, viene calcolata la temperatura operativa mediante l’Eq.1.

$$T_{op} = T_{amb} + \Delta\theta \tag{1}$$

dove $\Delta\theta$ rappresenta la sovratemperatura rispetto all’ambiente e viene determinata a partire dall’equazione di conservazione dell’energia riportata nell’Eq.2 applicando alcuni passaggi matematici [2-4].

$$\dot{Q}_{in} + \dot{Q}_{gen} = \Delta\dot{Q}_{stor} + \dot{Q}_{out} \quad (2)$$

Dove:

- \dot{Q}_{in} è la portata di calore in ingresso al sistema;
- \dot{Q}_{gen} è la velocità di generazione del calore all'interno del sistema;
- \dot{Q}_{out} è la portata di calore in uscita dal sistema;
- $\Delta\dot{Q}_{stor}$ è la velocità di accumulo di calore all'interno del sistema.

Determinata la costante termica T è possibile ricavare la sovratemperatura $\Delta\theta$ mediante la seguente equazione Eq.3.

$$\Delta\theta = \Delta\theta_{ss} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right) \quad (3)$$

dove $\Delta\theta_{ss}$ è la sovratemperatura in condizioni di regime.

A questo punto, conoscendo, per ciascuna condizione di funzionamento, la temperatura operativa T_{op} (Eq. 1) si procede con l'individuazione delle caratteristiche del ciclo termico cui è sottoposto il sistema o dispositivo che si sta modellando. In particolare, vengono dapprima calcolati il numero di cicli termici che si presentano nell'arco temporale di un anno, il range di temperature e la temperatura massima del ciclo termico e, successivamente si procede ad applicare il modello di Norris-Landzberg (Eq.4) per modellare la **fatica del sistema** in esame causata da cicli di temperatura e shock termici. I guasti per fatica sono spesso il risultato di sollecitazioni cicliche indotte durante i normali cicli di accensione e spegnimento del dispositivo/sistema.

$$\pi_S = \left(\frac{12 \cdot N_{annual_cicl}}{t_{annual}}\right) \cdot \left(\frac{\Delta T_{cicl}}{T_0}\right)^{m_B} \cdot \exp\left[1414 \cdot \left(\frac{1}{T_0 + \Delta T_0} - \frac{1}{T_{max_cicl}}\right)\right] \quad (4)$$

dove:

- N_{annual_cicl} = Numero di cicli termici in un anno (cicli)
- t_{annual} = Tempo in un anno (ore)
- m_B = coefficiente di fatica
- ΔT_{cicl} = Range di temperature in un ciclo (°K)
- T_{max_cicl} = Temperatura massima in un ciclo (°K)
- T_0 = Temperatura di riferimento
- ΔT_0 = Range Termico di riferimento

Lo stress ambientale π_E viene determinato dalle sollecitazioni incidenti sul sistema di interesse dovute al sito o contesto d'installazione dello stesso. In analogia a quanto riportato nei modelli di predizione internazionalmente riconosciuti [5,6] le tipologie di ambiente considerate nello specifico contesto delle reti elettriche sono, di seguito, esplicitate:

- Ground, Benign G_B che rappresenta un ambiente non mobile, facilmente accessibile per la manutenzione, caratterizzato da temperatura e umidità controllate;
- Ground, Fixed G_F che rappresenta un ambiente moderatamente controllato con adeguato sistema di raffreddamento anche in edifici non riscaldati;
- Ground, G ossia ambiente non mobile, caratterizzato da temperatura e umidità non controllate;
- Ground, Solar G_S che rappresenta un ambiente non controllato ed esposto alle condizioni e agli agenti atmosferici oltre che alla radiazione solare;
- Groud, Saline G_{Sal} che rappresenta un ambiente non controllato caratterizzato da polveri e salsedine ed esposto a radiazione solare;

- Naval, Unsheltered N_U rappresenta l'ambiente in cui sono collocate apparecchiature navali di superficie, non protette, esposte alle condizioni meteorologiche
- Naval N rappresenta un ambiente sottomarino con apparecchiature immerse in acqua salata;

Nel modello di affidabilità il fattore π_Q fornisce, invece, una valutazione del livello qualitativo di un sistema/dispositivo che dipende da come avviene il processo di produzione. I prodotti possono, infatti, essere realizzati in maniera qualitativamente differente in conformità a specifiche e standard per l'utilizzo in applicazioni militari o commerciali. In analogia al modello di previsione affidabilistica "Military Handbook 217", i componenti possono essere caratterizzati da un livello qualitativo standardizzato (JANTX, JANTXV) o non standardizzato (livello qualitativo dei prodotti commerciali).

Come sottolineato in precedenza, nel modello affidabilistico di ciascun sistema e/o componente, bisogna portare in conto anche il logorio legato dell'invecchiamento e all'azione congiunta degli stress precedentemente considerati, in condizioni operative, ma anche in condizioni non operative del sistema o componente considerato.

Gli studi affidabilistici concernenti apparati e componenti soggetti a tale fenomeno considerano modelli basati sulla distribuzione di Weibull il cui tasso di guasto $\lambda_{wear\ out}$ viene riportato nell'Eq.5. I fattori β e α sono rispettivamente il parametro di forma β e il parametro di scala α (o vita caratteristica). Essi possono essere ricavati da prove sperimentali come i test accelerati o da letteratura tecnica di settore.

$$\lambda_{wear\ out}(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} \tag{5}$$

Il modello affidabilistico proposto (Figura 2) consente, quindi, di rappresentare ciascun sistema o sottosistema mediante il tasso di guasto λ determinato dall'azione congiunta degli stress π_i (termici, ambientali, etc.) considerati e dal deterioramento per invecchiamento del componente e/o sistema di interesse, come schematicamente riportato nella seguente Eq.6.

$$\lambda = \lambda_{wear\ out} \cdot \sum_i \pi_i \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ ore}} \right] \tag{6}$$

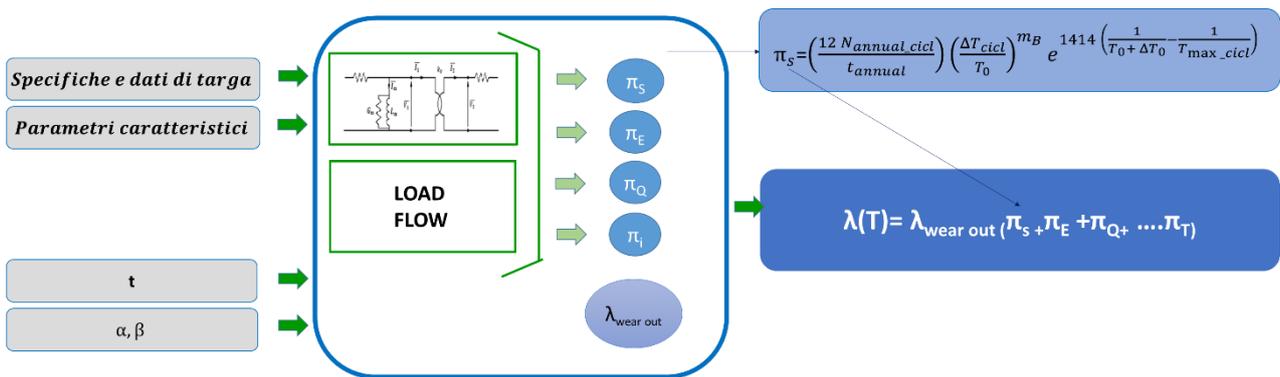


Figura 2: Rappresentazione schematica del modello affidabilistico proposto

3.1 Modello Affidabilistico delle linee

Le reti ibride AC/DC di interesse del progetto sono caratterizzate da linee elettriche aeree e in cavo sia di Media Tensione (MT) sia di Bassa Tensione (BT).

In particolare, i cavi utilizzati nelle reti MT sono caratterizzati da un conduttore centrale in rame o alluminio costituito da diversi fili e circondato da uno strato isolante. Come riportato nella seguente figura, vi è, poi, una cintura isolante e una guaina esterna.

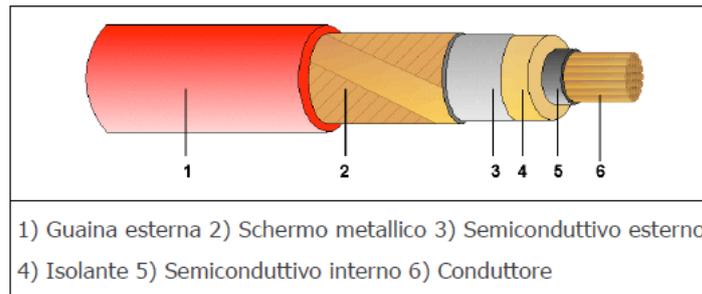


Figura 3: Cavo unipolare MT: parti costituenti (Fonte: elektro)

Al fine di sviluppare il modello affidabilistico di una linea elettrica, l'attenzione è stata, in primis, concentrata sull'anima di cavo costituita dal conduttore avvolto dallo strato di dielettrico.

In dettaglio, le linee di distribuzione dell'energia in MT sono caratterizzate da lunghezze contenute per garantire basse cadute di tensione. Questo aspetto consente di modellarne il comportamento avvalendosi di circuiti equivalenti a parametri concentrati. In tal modo, ciascuna linea elettrica MT viene rappresentata mediante un'impedenza serie e un'ammettenza in parallelo (Figura 4), trascurando così gli effetti propagativi.

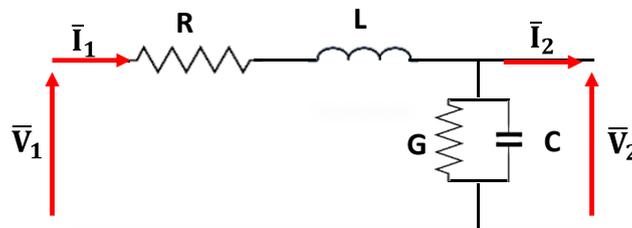


Figura 4: Modello a parametri concentrati di una linea elettrica

I livelli di tensione tipici delle linee MT consentono, inoltre, di trascurare i parametri trasversali del modello equivalente della linea (Figura 2), arrivando ad un modello semplificato costituito dalla sola impedenza longitudinale, come rappresentato in Figura 5.

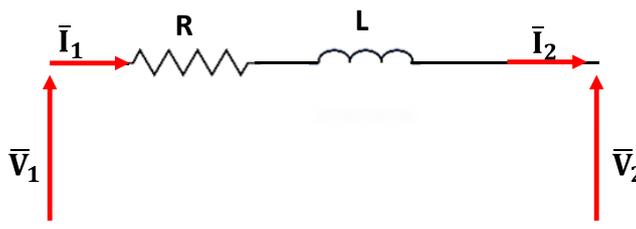


Figura 5: Modello a parametri concentrati di una linea corta

È utile osservare che il modello proposto è adatto sia per le linee delle reti AC, sia per quelle in DC della rete ibrida. In condizioni operative ogni linea viene sottoposta ad uno stress di natura termica legata alla sovratemperatura, a shock termici dovuti ad eventi di sovraccarico e a cicli termici. Come riportato schematicamente nella Figura 6, il fattore π_s , rappresentativo dell'azione di stress di natura termica viene calcolato andando, in primis, a valutare la sovratemperatura della linea in ogni condizione di funzionamento della rete anche considerando le contestuali condizioni climatiche e ambientali.

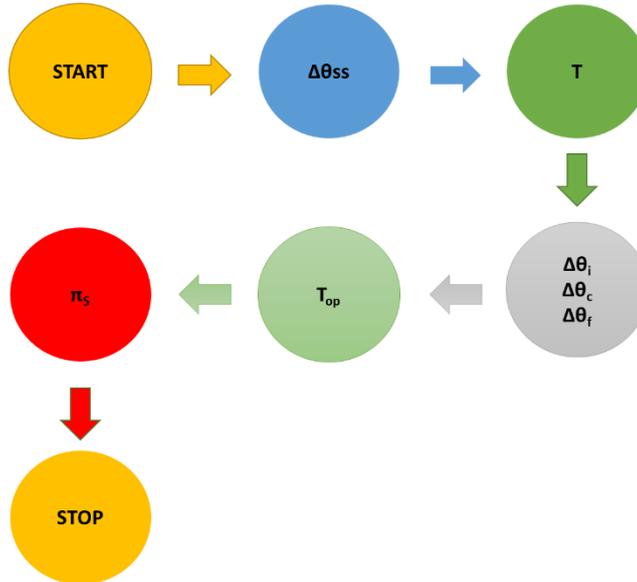


Figura 6: Diagramma per la determinazione della sovratemperatura di linea

In dettaglio, in ogni intervallo di tempo dt , la corrente che scorre in un cavo produce una variazione di temperatura dovuta alla legge di conservazione dell'energia (Eq.2).

In prima approssimazione, \dot{Q}_{gen} è considerato come il tasso di generazione di calore dovuto alle perdite per effetto Joule nel conduttore del cavo, la cui formula è riportata nell'Eq.7.

$$dQ_{gen} = P_p dt \rightarrow \dot{Q}_{gen} = P_p \quad (7)$$

Il calore prodotto si diffonde attraverso lo strato isolante secondo leggi di conduzione del calore; i termini \dot{Q}_{out} e \dot{Q}_{stor} possono essere calcolati applicando l'Eq. 8 e l'Eq.9.

$$\dot{Q}_{stor} = m \cdot c_p \cdot \frac{d(\Delta\theta)}{dt} \quad (8)$$

$$\dot{Q}_{out} = U \cdot A \cdot \Delta\theta \quad (9)$$

dove:

- m è la massa del cavo [kg]
- c_p è il calore specifico del cavo [J/(kg °C)];
- $\Delta\theta$ è la sovratemperatura del cavo rispetto alla temperatura ambiente [°C];
- $d(\Delta\theta)$ è la variazione della sovratemperatura nell'intervallo di tempo dt [°C];
- U è il coefficiente globale di trasmissione del calore [W/m² °C];
- A è la superficie termica di scambio [m²].

Effettuando alcuni passaggi matematici si ottiene la formula per il calcolo della sovratemperatura riportata nell'Eq.10.

$$\Delta \theta = \frac{P_p}{U \cdot A} \left(1 - e^{-\frac{t}{m \cdot c_p / U \cdot A}} \right) \quad (10)$$

Dove il fattore $\frac{P_p}{U \cdot A}$ rappresenta la sovratemperatura a regime della linea $\Delta\theta_{ss}$ (Eq. 11) e l'esponente $\frac{m \cdot c_p}{U \cdot A}$ è la costante termica T (Eq.12).

$$\Delta\theta_{ss} = \frac{P_p}{U \cdot A} \quad (11)$$

$$T = \frac{m \cdot c_p}{U \cdot A} \quad (12)$$

L'Eq. 10 può, quindi, essere riscritta come, di seguito, riportato:

$$\Delta \theta = \Delta\theta_{ss} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) \quad (13)$$

L'aumento di temperatura tende al valore di regime e lo raggiunge in 4 o 5 costanti termiche.

Vale la pena notare che il valore $\Delta\theta_{ss}$ dipende dalla valutazione quantitativa delle perdite del cavo. In dettaglio, queste perdite di potenza sono dovute a diversi fenomeni che si verificano nei materiali del cavo. L'effetto Joule è responsabile della potenza dissipata nel materiale conduttore del cavo. L'Eq.14 riporta la formula per calcolare queste perdite dovute all'effetto Joule.

$$P_p = R \cdot I^2 = \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot I^2 \quad (14)$$

dove:

- R è la resistenza del conduttore;
- I è la corrente di carico;
- ρ è la resistività del materiale conduttore [$\Omega \cdot m$];
- l è la lunghezza del cavo;
- S è la superficie trasversale [m^2].

Altri fenomeni di perdita riguardano l'isolante, l'armatura e la guaina [1-3] della linea. Inoltre, la crescente introduzione di convertitori elettronici e inverter nella rete elettrica determina la presenza di componenti armoniche con l'aumento della temperatura del cavo. Questo studio tiene conto di tali aspetti mediante l'introduzione dei fattori correttivi K_{is} e K_{arm} .

La formula delle perdite di potenza (Eq.14), l'area laterale del cavo, riportata nell'Eq.15, e i fattori correttivi possono essere sostituiti nell'espressione della sovratemperatura a regime $\Delta\theta_{ss}$ fornendo, così, l'Eq.16.

$$A = p \cdot l \quad (15)$$

$$\Delta\theta_{ss} = K_{arm} K_{is} \frac{\rho \cdot I^2}{U \cdot p \cdot S} \quad (16)$$

dove p è il perimetro del conduttore [m].

Sostituendo l'Eq.14 e l'Eq.15 nell' Eq.11 otteniamo:

$$\Delta\theta_{SS} = K_{arm}K_{is} \frac{\rho}{U \cdot p \cdot S} \cdot I^2 \quad (17)$$

dove:

- ρ = resistività del cavo
- l = lunghezza del cavo [m]
- p = perimetro del cavo [m]
- I = corrente che circola nel cavo [A]

Le equazioni descritte si riferiscono al caso in cui il cavo sia percorso sempre dalla stessa corrente ovvero al caso del regime permanente in cui la sovratemperatura rimane costante in ogni istante di tempo.

Nel caso di regime variabile, la sovratemperatura cambierà istante per istante in funzione del valore della corrente. Quando il cavo viene percorso dalla corrente di portata I_z , la sovratemperatura $\Delta\theta_z$ è pari a:

$$\Delta\theta_z = K_{armz}K_{isz} \frac{\rho}{K \cdot p \cdot A} \cdot I_z^2 \quad (18)$$

Mentre alla corrente di carico I_c :

$$\Delta\theta_c = K_{armc}K_{isc} \frac{\rho}{K \cdot p \cdot A} \cdot I_c^2 \quad (19)$$

da cui si ricava:

$$\Delta\theta_c = \Delta\theta_z \cdot \frac{K_{armc}K_{isc}}{K_{armz}K_{isz}} \left(\frac{I_c}{I_z}\right)^2 \quad (20)$$

dove I_c è la corrente che fluisce nella linea.

La sovratemperatura finale del cavo dovuta alla corrente I_c , dipende dalla sovratemperatura dell'istante precedente, quindi:

$$\Delta\theta_f = \Delta\theta_c - (\Delta\theta_c - \Delta\theta_i) \cdot e^{\left(\frac{-t}{T}\right)} \quad (21)$$

dove $\Delta\theta_i$ rappresenta la sovratemperatura iniziale.

Al termine del calcolo della sovratemperatura viene calcolata la temperatura operativa T_{op} :

$$T_{op} = T_a + \Delta\theta_f \quad (22)$$

Il valore di temperatura cui si perviene fa riferimento alla parte interna del cavo. Occorre tener presente che le linee elettriche aeree sono sottoposte a stress termici intrinseci ed estrinseci. Lo stress intrinseco π_{si_l} è legato ai fenomeni interni alla linea (effetto Joule, perdite nel dielettrico, etc) e viene ottenuto considerando le temperature operative della linea elettrica nelle diverse condizioni di funzionamento, individuandone il massimo valore T_{max} e procedendo, poi, all'applicazione del modello di Norris-Landzberg (Eq. 4).

È necessario, inoltre, valutare quantitativamente lo stress termico estrinseco π_{se_l} dovuto all'irraggiamento solare che incide sulla linea.

In particolare, la trasmissione del calore associata alla radiazione solare dipende dalle proprietà radiative del cavo. Il valore della potenza trasmessa W_T può essere calcolato mediante l'Eq.23.

$$W_T = \varepsilon_l A_l \sigma (T_l^4 - T_a^4) \quad (23)$$

dove:

- ϵ_l è l'emissività della linea;
- A_l è l'area della superficie del cavo esposta alla radiazione solare;
- σ è la conducibilità elettrica;
- T_l è la temperatura della linea;
- T_a è la temperatura ambiente nel sito d'installazione della linea;

Nel modello affidabilistico della linea elettrica, a partire dai dati temporali di irradianza, sarà determinata la temperatura della linea sottoposta alle specifiche condizioni di irradiazione solare. Ciò consentirà la valutazione quantitativa del fattore di stress π_{se} .

È importante tener presente che in caso di cavi interrati, è necessario, invece, tenere in conto anche i fenomeni fisici legati alla presenza del suolo.

In particolare, ipotizzando che la lunghezza del cavo interrato sia diversi ordini di grandezza maggiore del suo diametro, l'equazione generale di conduzione del calore può essere scritta in due dimensioni. In prima approssimazione, si presume che il cavo si trovi in un mezzo infinito con temperatura iniziale uniforme. In questo caso, l'equazione di conduzione del calore viene scritta tenendo conto di condizioni transitorie che esprimono la variazione della temperatura nel tempo:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\rho_{th}} \cdot \frac{\partial Temp}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\rho_{th}} \cdot \frac{\partial Temp}{\partial y} \right) + \dot{q}_{gen} = \zeta \cdot c_p \cdot \frac{\partial Temp}{\partial t} \quad (24)$$

dove:

- T_{emp} è la temperatura assoluta;
- $\frac{\partial Temp}{\partial x}$ e $\frac{\partial Temp}{\partial y}$ sono i gradienti di temperatura nelle direzioni x e y;
- ρ_{th} è la resistività termica;
- \dot{q}_{gen} è il tasso di calore generato per unità di volume;
- c_p è la capacità termica specifica;
- ζ è la densità.

La soluzione esplicita dell'equazione differenziale riportata può essere calcolata solo per specifiche geometrie e condizioni al contorno. La complessa geometria dei cavi isolati rende impossibile ottenere una soluzione in forma chiusa. Generalmente, il problema viene risolto con approcci numerici, come l'analogia termo-elettrica o il metodo degli elementi finiti (FEM) [7].

Si consideri, in particolare, un cavo interrato in un suolo omogeneo. In tali condizioni, la resistività termica è costante e l'equazione di conduzione del calore risulta la seguente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial Temp}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial Temp}{\partial y} \right) + \rho_{th} \cdot \dot{q}_{gen} = \frac{1}{a} \cdot \frac{\partial Temp}{\partial t} \quad (25)$$

dove a è la diffusività termica ovvero la velocità con cui il calore viene trasmesso da un materiale.

Per cavi a simmetria cilindrica, la variabile geometrica da considerare è il raggio r , l'Eq. 25 diviene la seguente:

$$\frac{\partial^2 Temp}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial Temp}{\partial r} + \rho_{th} \cdot \dot{q}_{gen} = \frac{1}{a} \cdot \frac{\partial Temp}{\partial t} \quad (26)$$

la cui soluzione è riportata nell'Eq.27:

$$T(t) = -\frac{\rho_{th} \cdot \dot{q}_{gen}}{4\pi} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4 \cdot a \cdot \tau} \right) \right] \quad (27)$$

dove Ei sta per integrale esponenziale.

Tuttavia, per i cavi interrati reali, il modello base non è applicabile a causa delle seguenti condizioni:

- la dimensione non infinita del suolo;
- l'effetto dell'ambiente sulle proprietà del suolo;
- il suolo non omogeneo;
- la lunghezza finita del cavo.

In [8] vengono descritte, per ciascuno dei punti sopra elencati, opportune metodologie per tenere conto di condizioni più vicine a quelle reali.

In particolare, in prima approssimazione, si può utilizzare il metodo dell'immagine basato sull'ipotesi di Kennelly [8]. In base a tale ipotesi la superficie di separazione tra il suolo e l'aria viene considerata isoterma. Inoltre, il cavo è considerato una fonte di calore cilindrica infinitamente lunga ed interrata in un mezzo uniforme. La Figura 4 [8] chiarisce il principio del metodo dell'immagine.

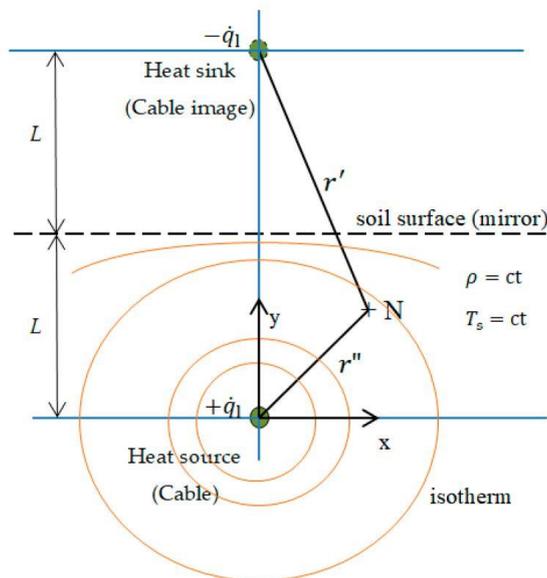


Figura 7: Metodo dell'immagine in base alle ipotesi di Kennelly [8]

In accordo al metodo considerato, l'incremento di temperatura al punto N è dato dalla somma di due contributi: il calore dovuto al cavo interrato ed il calore dovuto all'immagine del cavo ottenuto considerando la superficie del terreno come asse di simmetria.

$$\Delta T_N = - \int_{\infty}^{r''} \frac{\rho_{th} \cdot \dot{q}_1}{2\pi} \cdot \frac{dr}{r} + \int_{\infty}^{r'} \frac{\rho_{th} \cdot \dot{q}_1}{2\pi} * \frac{dr}{r} = \frac{\rho_{th} \cdot \dot{q}_1}{2\pi} \ln \frac{r'}{r''} \quad (28)$$

Ulteriori metodi consentono di calcolare, in modo più accurato, la temperatura del cavo.

A valle di tale calcolo si procede, come riportato in precedenza, con la valutazione quantitativa dell'affidabilità. In Figura 8 viene mostrato un diagramma logico della procedura usata.

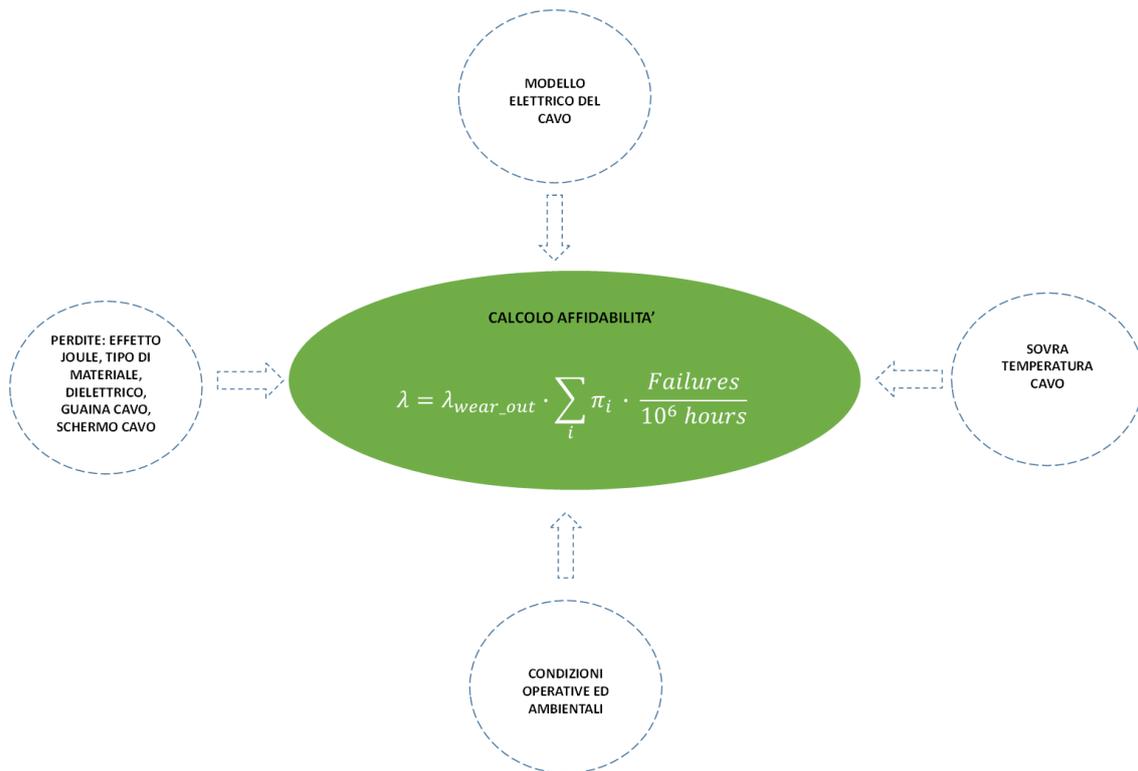


Figura 8: Rappresentazione schematica del calcolo per la determinazione dell'affidabilità di una linea

In conclusione, il tasso di guasto delle linee elettriche aeree può essere calcolato mediante l'Eq. 29.

$$\lambda_{l_{aerea}} = \lambda_{w_{l}} \cdot (\pi_{si_{l}} + \pi_{se_{l}} + \pi_{E_{l}} + \pi_{Q_{l}}) \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ ore}} \right] \quad (29)$$

In particolare, il tasso di guasto $\lambda_{w_{l}}$ rappresenta il tasso di guasto legato ai fenomeni d'invecchiamento che, nello specifico caso delle linee elettriche, porta in conto sia il degrado della parte conduttiva sia del dielettrico e della guaina di rivestimento del cavo. I fattori di stress $\pi_{si_{l}}$ e $\pi_{se_{l}}$ quantificano l'effetto delle sollecitazioni termiche sulla parte interna conduttiva ($\pi_{si_{l}}$) e sugli strati esterni ($\pi_{se_{l}}$) della linea. Vengono anche considerati la tipologia di cavo utilizzato e il contesto ambientale (environment) in cui la linea è installata ai fini della valutazione dei fattori $\pi_{Q_{l}}$ e $\pi_{E_{l}}$.

Per ciò che concerne, invece, le linee interrate la formula da applicare per valutare quantitativamente il tasso di guasto è riportata nell'Eq. 30.

$$\lambda_{l_{cavo}} = \lambda_{w_{c}} \cdot (\pi_{si_{c}} + \pi_{se_{c}} + \pi_{E_{c}} + \pi_{Q_{c}}) \left[\frac{\text{guasti}}{10^6 \text{ ore}} \right] \quad (30)$$

Anche in questo caso, il tasso di guasto $\lambda_{w_{c}}$ considera i fenomeni di degrado delle diverse parti del cavo. Vengono, poi, calcolati i fattori di stress termico. In dettaglio, $\pi_{si_{c}}$ è determinato dall'operatività del cavo mentre $\pi_{se_{c}}$ dipende, questa volta, dalle caratteristiche del suolo che circonda il cavo o della tubazione in cui esso è contenuto. Il tipo di posa determina anche il valore del fattore $\pi_{E_{c}}$ mentre occorre conoscere il livello qualitativo del cavo per identificare il fattore $\pi_{Q_{c}}$.

3.2 Modello Affidabilistico dei Trasformatori di potenza

Le reti ibride AC/DC in MT e BT di interesse del progetto sono caratterizzate da trasformatori di potenza, macchine elettriche statiche collocate nelle cabine primarie e secondarie per la trasformazione dell'Alta Tensione (AT) in Media Tensione (MT) e della MT in Bassa Tensione (BT).

Il Trasformatore di potenza rappresenta un elemento critico delle reti elettriche; i fenomeni di guasto che possono interessarlo, infatti, sono molteplici e diversi, come riportato nel Rapporto Tecnico *Report RdS-PTR2019-159*. Il guasto del trasformatore può non solo inficiare le continuità di servizio di diversi utenti, ma può anche provocare ingenti danni (fuoriuscita dell'olio, esplosioni, incendi). Oggetto del presente paragrafo è la definizione del modello affidabilistico del trasformatore.

In dettaglio, i sottosistemi principali di un trasformatore di potenza sono costituiti dagli avvolgimenti, dal nucleo e dal sistema di raffreddamento. Gli avvolgimenti in rame o alluminio sono isolati e realizzati a spire. Il nucleo, in materiale ferromagnetico ad alta permeabilità, risulta costituito da un pacco lamellare.

I trasformatori trifasi sono realizzati mediante un unico nucleo con tre fasi primarie e secondarie che possono essere collegate a stella o a triangolo secondo diversi schemi di connessione.

Il sistema di raffreddamento è basato sull'inerzia termica dell'olio nel caso dei trasformatori raffreddati ad olio, mentre risulta costituito da ventilatori tangenziali nei trasformatori in resina.

In questo paragrafo, in analogia alla metodologia generale di modellazione proposta in precedenza, viene descritto il modello affidabilistico sviluppato per i trasformatori del sistema di potenza oggetto di studio.

Si tratta, in dettaglio, di un modello che accetta in ingresso i dati di targa (la potenza apparente e la percentuale di perdite nel rame e nel ferro), le condizioni ambientali e climatiche del sito d'installazione e il diagramma unifilare della rete cui risultano connessi.

È bene precisare che, ai fini della valutazione affidabilistica di tale apparato, risulta necessario non solo conoscere il sistema di potenza di cui il trasformatore fa parte, ma occorre anche approfondire i diversi sottosistemi da cui esso è costituito e l'incidenza di stress di natura elettrica, termica, ambientale cui vengono sottoposti.

Si consideri, in primis, il circuito equivalente di un trasformatore monofase [9] costituito da due avvolgimenti e il nucleo. Le spire di alta e bassa tensione avvolte sul supporto ferromagnetico costituiscono due circuiti mutuamente accoppiati (Figura 9), dove L_1 e L_2 rappresentano, rispettivamente, l'autoinduttanza al primario e quella al secondario del trasformatore e M rappresenta la mutua induttanza.

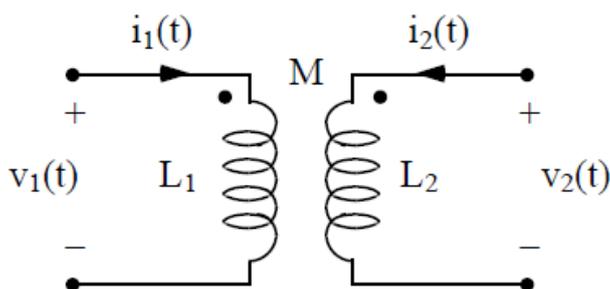


Figura 9: circuito equivalente del trasformatore ideale: primo modello [9]

Quando i due avvolgimenti sostengono campi magnetici di uguale modulo, ma verso opposto, si ha un campo risultante nullo e l'accoppiamento risulta perfetto.

Nel caso in cui il campo risultante sia diverso da zero, l'accoppiamento non perfetto viene modellato aggiungendo l'induttanza di magnetizzazione in parallelo al primario del trasformatore, come riportato nel circuito equivalente della Figura 10.

Al fine di pervenire ad un modello del trasformatore rappresentativo del comportamento reale, è necessario portare in conto anche i fenomeni che determinano le perdite nel nucleo ferromagnetico del componente e comportano un incremento della temperatura del trasformatore.

Si tratta, in particolare, di perdite per isteresi magnetica e per correnti parassite.

Il fenomeno dell'isteresi magnetica comporta che parte dell'energia fornita per la magnetizzazione del nucleo rimanga immagazzinata nel nucleo stesso durante la fase di smagnetizzazione, dando luogo a perdite di potenza. Le correnti parassite sono, invece, dovute a correnti che circolano nel nucleo del trasformatore siccome il materiale di cui è costituito risulta buon conduttore elettrico.

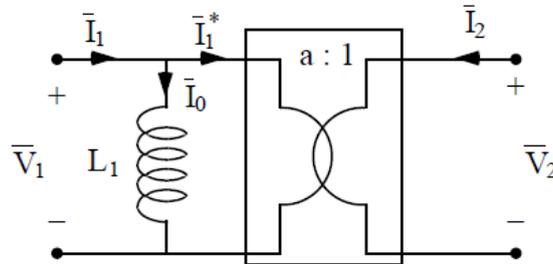


Figura 10: circuito equivalente del trasformatore ideale con induttanza di magnetizzazione [9]

Le perdite per isteresi e per correnti parassite vengono modellate inserendo la resistenza R_0 in parallelo all'induttanza di magnetizzazione. Bisogna, inoltre, tener presente che, data la non idealità del ferro del nucleo, non tutte le linee di flusso magnetico generate nei due avvolgimenti, sono interne al ferro. Parte del flusso viene disperso. Tale fenomeno viene modellato inserendo l'induttanza longitudinale al primario del trasformatore (L_{1D}) e una al secondario (L_{2D}), come riportato nel circuito equivalente di Figura 11.

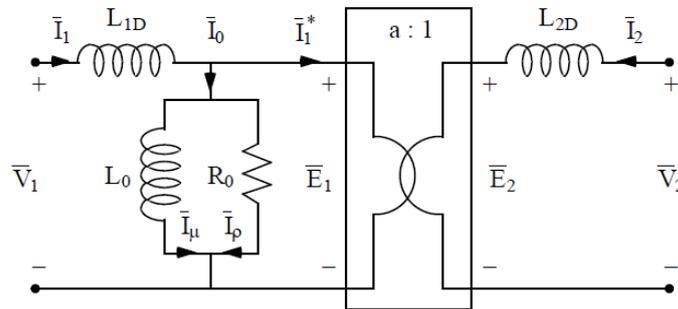


Figura 11: circuito equivalente del trasformatore ideale con induttanze longitudinali e resistenza R_0 [9]

Nel modello riportato bisogna aggiungere due resistenze (R_1 e R_2), una al primario e una al secondario, rappresentative delle perdite nel rame degli avvolgimenti, come riportato in Figura 12.

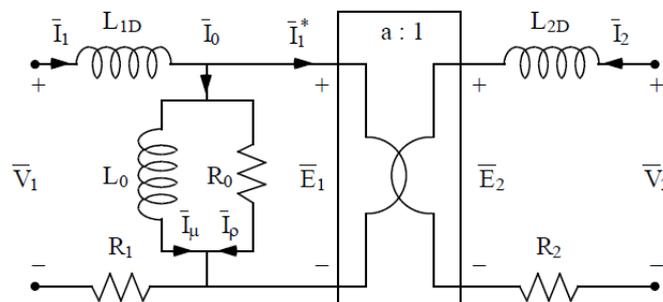


Figura 12: circuito equivalente del trasformatore ideale [9]

Il circuito equivalente considerato può essere utilizzato anche per modellare il funzionamento di una delle fasi del trasformatore trifase in caso di carico equilibrato e simmetrico.

Qualora il carico fosse, invece, squilibrato, il modello deve tener conto del particolare schema di collegamento adottato fra le fasi.

In riferimento alle perdite di potenza del trasformatore trifase con carico equilibrato, si devono considerare le resistenze R_1 e R_2 di ciascuna fase primaria e secondaria e le rispettive correnti I_1 e I_2 . Le perdite nel rame degli avvolgimenti possono essere determinate mediante l'Eq.31.

$$P_{Cu} = 3(R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2) \quad (31)$$

Riportando la resistenza del primario al secondario, la precedente formula può essere riscritta come nell'Eq.32.

$$P_{Cu} = 3 \left(\frac{R_1}{a^2} + R_2 \right) I_2^2 = 3 R_{eq} I_2^2 \quad (32)$$

dove R_{eq} è la resistenza equivalente al secondario del trasformatore.

Tali perdite sono, quindi, proporzionali al quadrato della corrente erogata e cambiano al variare del carico. I valori numerici dei parametri del circuito equivalente vengono calcolati a partire dai dati di targa del trasformatore di interesse. In dettaglio, il costruttore, a valle della prova a vuoto e della prova in corto circuito, fornisce le perdite percentuali nel ferro e nel rame in funzione della potenza apparente del trasformatore A_n (ulteriore dato di targa). In dettaglio, dalla formula delle perdite nel rame, espresse in forma percentuale (Eq. 33) viene calcolato il valore della R_{eq} , la resistenza equivalente secondaria di ciascuna fase.

$$P_{cc\%} = \frac{P_{cc}}{A_n} \cdot 100 = \frac{3 R_{eq} I_{Sn}^2}{A_n} \cdot 100 = \frac{3 R_{eq} A_n}{V_{Sn}^2} \cdot 100 \quad (33)$$

dove:

- I_{Sn} è la corrente nominale secondaria;
- V_{Sn} è la tensione nominale secondaria.

La formula delle perdite nel ferro in percentuale viene riportata nell'Eq. 34.

$$P_{Fe\%} = \frac{P_{Fe}}{A_n} \cdot 100 \quad (34)$$

Tali perdite dipendono dalla frequenza e dal massimo valore dell'induzione nel nucleo.

Ai fini della valutazione dell'affidabilità mediante la metodologia proposta, il trasformatore viene considerato come un sistema costituito dalla connessione tra tre sottosistemi: il nucleo, gli avvolgimenti e il sistema di raffreddamento. Tale connessione logica - di tipo serie - implica che condizioni di guasto in uno dei tre sottosistemi possono inficiare la funzionalità dell'intero trasformatore [10,11].

Nel prosieguo di questo paragrafo l'attenzione viene concentrata sui fattori di stress incidenti su ciascun sottosistema del trasformatore.

In riferimento agli avvolgimenti, devono essere considerati i fenomeni termici incidenti sia sui conduttori in rame, sia sull'isolante che li avvolge.

Seguendo quanto proposto in precedenza, le informazioni fornite dalle serie di dati in ingresso e dai dati di targa consentono il calcolo delle resistenze degli avvolgimenti al primario e al secondario del trasformatore nelle diverse condizioni operative considerate.

A questo punto, procedendo in maniera analoga a quanto riportato per le linee aeree, si effettua il calcolo della sovratemperatura e, quindi, della temperatura operativa per ciascuna condizione di funzionamento. Avvalendosi, poi, del modello di Norris-Landzberg si perviene alla valutazione quantitativa dello stress termico intrinseco π_{si_avv} che porta in conto anche i fenomeni termici di tipo ciclico agenti sugli avvolgimenti

del trasformatore. Analogamente alle linee elettriche, deve essere calcolato il fattore dello stress termico estrinseco π_{se_avv} . I trasformatori sono, infatti, collocati nelle Cabine Primarie e Secondarie e sono installati, in genere, all'esterno.

L'effetto, quindi, della radiazione solare deve, quindi, essere opportunamente considerato per gli avvolgimenti.

Il fattore π_{s_nucleo} viene, anch'esso, calcolato a partire dai dati in ingresso e dai dati di targa e considerando la resistenza termica del materiale ferromagnetico del nucleo.

A valle di tale calcolo l'identificazione dei cicli termici cui è sottoposto il nucleo consente la valutazione del fattore π_{s_nucleo} .

Si considerino, inoltre, i fenomeni termici interessanti il mezzo di raffreddamento del trasformatore.

In particolare, nei trasformatori ad olio, tale liquido viene usato come mezzo di raffreddamento. Tenendo presente che, oltre i 90°C, per ogni incremento della temperatura di 10°C, la vita del trasformatore si dimezza [12], il fattore π_{s_raffr} viene calcolato mediante la seguente equazione:

$$\pi_{s_raffr} = e^{\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right) B_T} \quad (35)$$

dove:

- B_T è una costante [12];
- T_1 è la temperatura all'istante t_1 ;
- T_2 è la temperatura all'istante t_2 ;

B_T è una costante [12] determinata mediante l'Eq.36, :

$$B_T = \frac{\ln\left(\frac{1}{2}\right)}{\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)} \quad (36)$$

Per ciò che concerne i fattori π_{E_t} e π_{Q_t} si procede come descritto precedentemente. In dettaglio, il trasformatore è installato in ambiente di tipo Ground (anche Ground Benign, Fixed o Saline) ed è caratterizzato da sottosistemi che, in accordo alla normativa di settore, devono assicurare specifici livelli qualitativi.

Bisogna, infine, portare in conto il degrado dei materiali degli avvolgimenti, del nucleo e del sistema di raffreddamento inserendo opportunamente il fattore di scala e quello di forma nell'equazione della distribuzione di Weibull del $\lambda_{wear\ out}$ in modo da determinare λ_{w_avv} , λ_{w_nucleo} e λ_{raffr} .

A questo punto, il trasformatore è stato modellato dal punto di vista affidabilistico e, pertanto, semplici calcoli matematici consentono di ottenere il valore del λ_{TRASF} mediante l'Eq.37.

$$\lambda_{TRASF} = (\lambda_{w_avv} + \lambda_{w_nucleo} + \lambda_{w_raffr}) \cdot (\pi_{si_avv} + \pi_{se_avv} + \pi_{s_nucleo} + \pi_{s_raffr} + \pi_{E_t} + \pi_{Q_t}) \quad (37)$$

3.3 Modello Affidabilistico dei Convertitori DC/DC e DC/AC

I convertitori DC/DC e DC/AC impiegati come sistemi di interfaccia nelle reti ibride di interesse sono caratterizzati da soluzioni circuitali di tipo switching, unidirezionali o bidirezionali, isolate o non isolate secondo la specifica applicazione.

In dettaglio, i convertitori DC/DC provvedono a fornire, in uscita, tensioni DC di ampiezza maggiore (topologie di tipo boost) o minore (topologie di tipo buck) rispetto a quella in ingresso in modo da interfacciare sistemi e dispositivi a bus di tipo DC.

Indipendentemente dalla specifica topologia circuitali, i convertitori in esame sono caratterizzati dalla presenza di componenti switching di tipo Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) o Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor (MOSFET) oltre che da componenti magnetici (trasformatori in Alta Frequenza e induttori).

Le interfacce DC/AC convertono la tensione DC in ingresso in una grandezza sinusoidale in uscita in modo da poter gestire flussi di potenza entranti in reti di tipo AC. Vi sono, inoltre, convertitori DC/AC per flussi di potenza di tipo bidirezionale.

L'approccio che si intende proporre per la modellazione affidabilistica dei convertitori DC/DC e DC/AC è in accordo con quanto riportato per i sistemi considerati in precedenza, bisogna, però, considerare che la valutazione quantitativa dell'affidabilità di componenti e dispositivi elettronici può essere effettuata anche mediante diversi modelli di predizione affidabilistica internazionalmente riconosciuti in ambiti militari e industriali (Military Handbook 217, FIDES, Telcordia, etc.).

Come riportato in alcuni dei modelli citati, l'affidabilità di componenti elettronici come diodi, transistori, induttori, viene calcolata considerando tali dispositivi elettronici come componenti "senza memoria".

Gli studi condotti in passato che hanno portato all'elaborazione dei modelli alla base del Military Handbook 217 sulla tematica hanno evidenziato, infatti, che la vita rimanente di un componente elettronico è indipendente da quanto ha già funzionato, per cui il guasto non dipende dall'invecchiamento ma da fenomeni accidentali.

In tal caso, la probabilità che un componente elettronico funzioni correttamente all'istante $(t+t_1)$ dipende solo dall'intervallo t_1 , come riportato nell'Eq.38.

$$Pr\{T > t + t_1 \mid T > t\} = \frac{Pr\{T > t+t_1\}}{Pr\{T > t\}} = \frac{R(t+t_1)}{R(t)} = \frac{e^{-\lambda(t+t_1)}}{e^{-\lambda t}} = e^{-\lambda t_1} \quad (38)$$

La funzione affidabilità R al tempo t può essere calcolata mediante l'Eq.39.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (39)$$

Questo aspetto comporta una semplificazione del metodo proposto giacché non bisogna portare in conto i fenomeni di ageing e il relativo impatto sull'affidabilità del sistema e/o componente che si sta studiando.

Risultano necessari, anche in questo caso, il modello equivalente del convertitore e gli input, in termini di serie di dati, per la valutazione delle condizioni operative del convertitore e per capire quali stress (termici, ambientali, elettrici) incidono sul sistema e quale sia la loro entità nelle condizioni di funzionamento di interesse.

Per ciò che concerne il modello equivalente del convertitore si fa riferimento allo State Space Averaging o al modello Pulse Width Modulation (PWM), modelli che possono essere applicati per le diverse soluzioni topologiche di convertitori DC/DC e DC/AC [13]. Dato l'elevato numero di soluzioni circuitali che possono essere adottate nelle reti ibride AC/DC di interesse e siccome i modelli dei convertitori sono trattati in diversi lavori pubblicitari, in questo rapporto tecnico si omette il modello dei convertitori e, secondo la topologia da caratterizzare, si rimanda alla letteratura di settore [13,14].

È bene, però, sottolineare che ai fini della modellazione affidabilistica dei convertitori DC/DC e DC/AC i circuiti equivalenti vengono usati solo per determinare le formule relative alle diverse perdite di conduzione (effetto Joule), commutazione, etc. che caratterizzano i dispositivi del sistema di interfaccia.

Ai fini di uno studio accurato, oltre a quanto riportato in precedenza, è necessario sviluppare un modello elettro-termico che porti in conto l'influenza della temperatura e dei cicli termici sui parametri dei dispositivi elettronici del convertitore.

Nonostante l'esiguità delle informazioni reperibili mediante il datasheet fornito dal costruttore, la determinazione di modelli elettro-termici di tali dispositivi può essere ottenuta conoscendo la dipendenza dei parametri dei dispositivi dalla temperatura e avvalendosi di un approccio iterativo. In tal modo, partendo dal valore dei parametri alla temperatura ambiente, l'algoritmo iterativo procede, mediante un processo di affinamento successivo, al calcolo del valore degli stessi alle diverse temperature, determinando, inoltre, la temperatura operativa dello specifico componente elettronico. Al fine di comprendere questo processo, è bene tener presente che l'inaffidabilità dei convertitori switching è dovuta principalmente alle prestazioni affidabilistiche dei componenti a commutazione (MOSFET, IGBT, etc.), di quelli magnetici (induttori, trasformatori) e degli elementi dei filtri in ingresso e uscita (condensatori).

Focalizziamo, in primis, l'attenzione sui dispositivi switching. Bisogna tener presente che, nei datasheet dei MOSFET, i costruttori riportano i grafici rappresentativi della dipendenza dalla temperatura della resistenza Drain-Source R_{DS} , della tensione di soglia V_{th} e della transconduttanza g_{fs} .

A partire dalla serie dei dati della temperatura ambiente in ingresso, ne viene individuato il valore massimo T_{aMAX} . Si acquisiscono, poi, dal datasheet le curve e le informazioni necessarie a calcolare i valori dei parametri caratteristici alla temperatura di riferimento di 25°C. Si procede con il calcolo delle perdite di conduzione e commutazione del MOSFET di interesse mediante il circuito equivalente del convertitore. In tal modo, conoscendo la temperatura ambiente T_{aMAX} , è possibile calcolare il valore della temperatura di giunzione massima T_{j_MAX} del MOSFET e le caratteristiche del ciclo termico cui è sottoposto il dispositivo. A partire dalla temperatura T_{j_MAX} si possono affinare i valori dei parametri caratteristici del MOSFET dipendenti dalla temperatura di giunzione mediante le seguenti equazioni.

$$R_{DSon}(T_{j_MAX}) = R_{DS_{25^{\circ}C}} \left[1 + \frac{dR_{DS}}{dT} (T_{j_MAX} - 25^{\circ}C) \right] \quad (40)$$

$$V_{th}(T_{j_MAX}) = V_{th_{25^{\circ}C}} \left[1 + \frac{dV_{th}}{dT} (T_{j_MAX} - 25^{\circ}C) \right] \quad (41)$$

$$g_{fs}(T_{j_MAX}) = g_{fs_{25^{\circ}C}} \left[1 + \frac{dg_{fs}}{dT} (T_{j_MAX} - 25^{\circ}C) \right] \quad (42)$$

dove:

- R_{DSon} è la resistenza Drain-Source del MOSFET;
- $R_{DS_{25^{\circ}C}}$ è la resistenza Drain-Source del MOSFET ad una temperatura ambiente di 25°C;
- V_{th} è la tensione di soglia del MOSFET;
- $V_{th_{25^{\circ}C}}$ è la tensione di soglia del MOSFET ad una temperatura ambiente di 25°C;
- $g_{fs_{25^{\circ}C}}$ è la transconduttanza del MOSFET ad una temperatura ambiente di 25°C.

È bene tener presente che la valutazione di tali parametri consente di affinare, per iterazioni successive, il valore della temperatura di giunzione e tale processo potrebbe mettere in evidenza il raggiungimento di temperature di giunzione prossime o superiori a quelle massime consentite per lo specifico componente switching. È necessario, in tal caso, provvedere ad equipaggiare il MOSFET con un idoneo dissipatore e ricalcolare, poi, in base alla resistenza termica del dissipatore, i nuovi valori della temperatura di giunzione e dei parametri caratteristici. Tale processo è schematicamente rappresentato nella seguente figura.

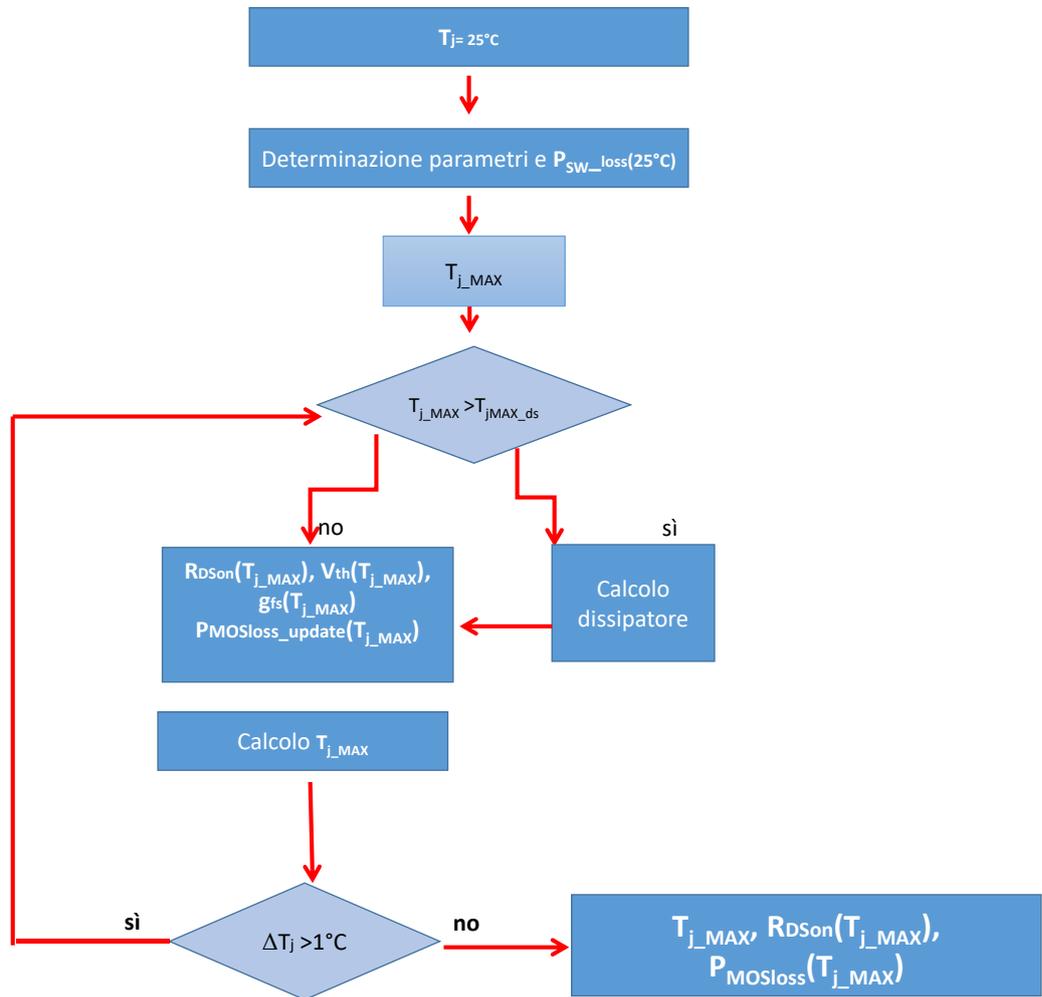


Figura 13. Rappresentazione schematica approccio iterativo

Nota, quindi, la sovratemperatura cui è sottoposto il MOSFET, è possibile applicare il modello di Norris-Landzberg al fine di determinare quantitativamente lo stress termico π_{Ssw} .

Un approccio analogo può essere applicato per determinare i valori dei parametri di tutti i dispositivi del convertitore al variare della temperatura.

Tale trattazione richiede maggiore attenzione nel caso di componenti magnetici giacché i materiali possono essere caratterizzati da dipendenza, anche inversa, dalla temperatura.

Le proprietà magnetiche influenzate dall'effetto della temperatura sono l'intensità di campo magnetico, la permeabilità magnetica, la forza coercitiva e la resistività e la resistenza degli avvolgimenti in rame. La difficoltà della trattazione risulta legata anche alla mancanza di dati e curve caratteristiche nei datasheet forniti dai costruttori.

In particolare, gli induttori presenti nei convertitori di interfaccia possono essere modellati mediante il circuito equivalente riportato in Figura 14.



Figura 14. Circuito equivalente dell'induttore

Nel circuito precedente l'induttanza nominale del dispositivo è rappresentata dall'induttanza ideale (L); la resistenza serie equivalente (R_L) rappresenta, invece, la resistenza delle bobine. I fenomeni termici influenzano le proprietà del nucleo in ferrite (manganese-zinco, nichel-zinco) e delle bobine dei componenti magnetici. In particolare, per ciò che concerne il nucleo dell'induttore, la permeabilità magnetica aumenta con la temperatura fino ad un valore massimo rappresentato dalla temperatura di Curie e scende, poi, al valore unitario (Figura 15).

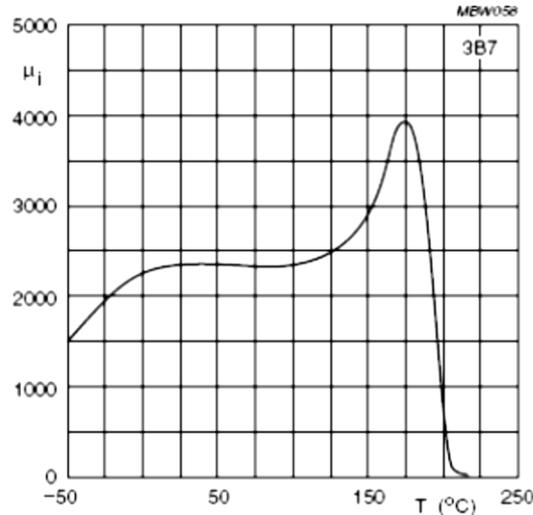


Figura 15. Permeabilità magnetica vs Temperatura (Ferroxcube)

Anche la resistenza degli avvolgimenti in rame è un parametro dipendente dalla temperatura dell'induttore. Tale dipendenza viene esplicitata nell'Eq.43 dove T_L , la temperatura dell'induttore, può essere calcolata a partire dalla temperatura ambiente e dall'incremento di temperatura T_r indicato dai costruttori nei datasheet dei componenti (Eq.44).

$$R_L(T_L) = R_{L,25^\circ C} \left[1 + \frac{dR_L}{dT} (T_L - 25^\circ C) \right] \quad (43)$$

$$T_L = T_a + T_r * 0,00385 * (234,5 + T_a) \quad (44)$$

dove $\frac{dR_L}{dT}$ è pari a 0,00385 per il rame.

In maniera analoga ai componenti switching, può essere adottato un approccio iterativo che, partendo dal valore dei parametri alla temperatura di riferimento di 25°C, procede, per affinamento successivo, alla determinazione della temperatura del componente magnetico e della resistenza degli avvolgimenti. In tal modo è possibile individuare il massimo valore di temperatura di induttore T_{L_MAX} e i valori limiti del ciclo termico cui è sottoposto il componente. Tali dati consentono l'applicazione del modello Norris-Landzberg per valutare lo stress termico π_{Smagn} .

Un approccio simile può essere adottato nel caso dei trasformatori presenti nei convertitori switching. Per ciò che concerne, invece, gli elementi capacitivi dei sistemi di interfaccia, occorre tener presente che il circuito equivalente risulta costituito dal condensatore ideale C e dalla resistenza serie R_C , come rappresentato nella Figura 16.

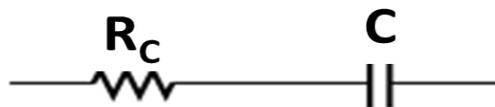


Figura 16. Circuito equivalente di un condensatore

Come riportato in [15], la capacità del condensatore aumenta con la temperatura, mentre la resistenza diminuisce. Tali dipendenze dalla temperatura ambiente possono essere visualizzate nelle curve caratteristiche fornite dai costruttori nei datasheet dei componenti e i valori della capacità e della resistenza equivalente del condensatore, alle temperature di interesse, possono essere calcolati mediante le equazioni di seguito riportate.

$$R_C(T_a) = R_C \left[1 + \frac{dR_C}{dT} (T_a - 25^\circ C) \right] \tag{45}$$

$$C(T_a) = C_{25^\circ C} \left[1 + \frac{dC}{dT} (T_a - 25^\circ C) \right] \tag{46}$$

Conoscendo la dipendenza dei parametri caratteristici della temperatura, è possibile effettuare il processo iterativo anche per il condensatore e ottenere, così, il fattore di stress termico π_c agente su tale dispositivo. A questo punto, il sistema di interfaccia DC/DC o DC/AC può essere schematicamente suddiviso in diversi sottosistemi.

In generale, i convertitori sono caratterizzati dalla presenza di un filtro d'ingresso e uno di uscita, una sezione switching e una sezione magnetica.

È chiaro che il buon funzionamento di tali sistemi di interfaccia è garantito dalla funzionalità delle tre sezioni menzionate. Si consideri, ad esempio, il convertitore DC/DC di tipo Dual Active Bridge (DAB) riportato in Figura 17. In Figura 18 il convertitore DAB viene scomposto nelle sezioni di filtro (Filtr1 e Filtr2), switching (Sw1, Sw2) e nella sezione magnetica (Mag).

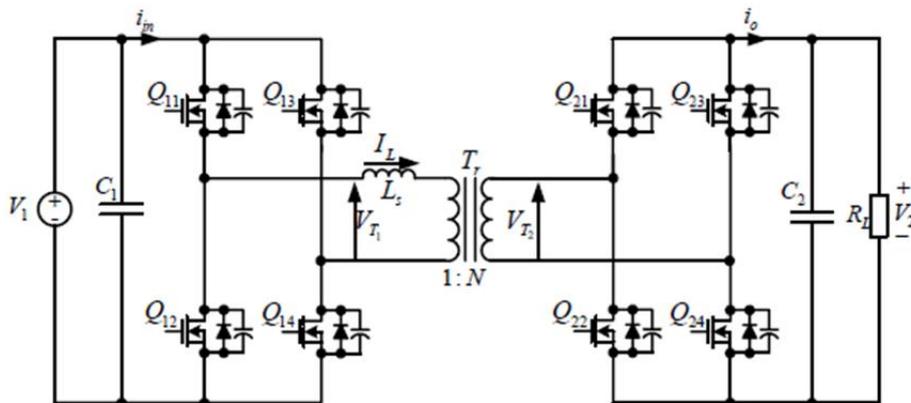


Figura 17. Convertitore DAB [14]

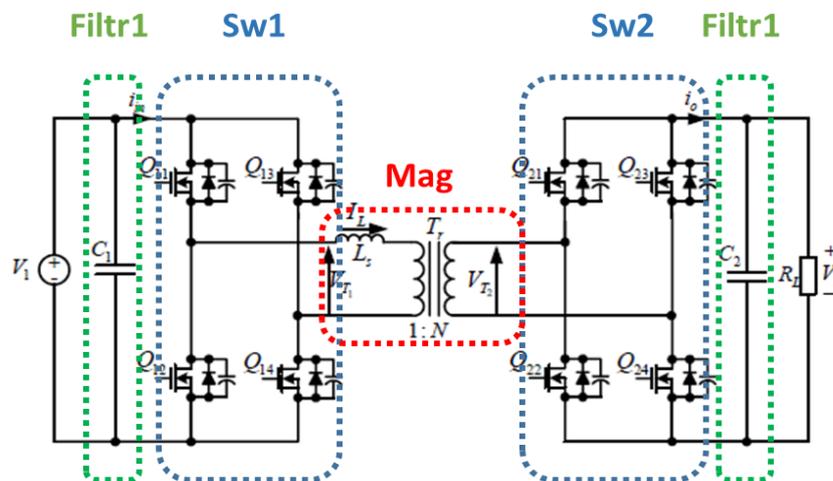


Figura 18. Sezioni del convertitore DAB

Alla luce delle dipendenze e delle equazioni riportate, i tassi di guasto relativi alle diverse sezioni possono essere valutati mediante le Eqq.47-51.

$$\lambda_{Filtr1} = \lambda_{0C} \cdot (\pi_{SFiltr1} + \pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (47)$$

$$\lambda_{Filtr2} = \lambda_{0C} \cdot (\pi_{SFiltr2} + \pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (48)$$

$$\lambda_{Sw1} = \lambda_{0Sw} \cdot (\pi_{SSw1} + \pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (49)$$

$$\lambda_{Sw2} = \lambda_{0Sw} \cdot (\pi_{SSw2} + \pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (50)$$

$$\lambda_{Mag} = \lambda_{0L} \cdot (\pi_{SL} + \pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (51)$$

dove λ_{0C} , λ_{0Sw} , λ_{0L} sono, rispettivamente, i tassi di guasto base dei condensatori, dei componenti switching e di quelli magnetici ottenuti avvalendosi di dati disponibili o mediante test accelerati su popolazioni di componenti. Al fine di condurre un'analisi affidabilistica accurata, i valori di λ_{0C} , λ_{0Sw} , λ_{0L} dovrebbero portare in conto gli eventi di guasto verificatisi sia in condizioni operative, sia in condizioni non operative per i dispositivi e sistemi considerati.

Il tasso di guasto dell'intero convertitore sarà ottenibile considerando una connessione logica di tipo serie tra le sezioni considerate.

La definizione della tipologia di connessione logica scaturisce dalla considerazione che il convertitore assicura la sua funzionalità solo in caso di funzionamento di tutte le sue sezioni.

Come mostrato nella seguente figura, in caso di sistemi e/o componenti connessi logicamente in modalità serie (Figura 19), il tasso di guasto complessivo può essere calcolato mediante la sommatoria dei singoli tassi di guasto λ_i (Eq.52).



Figura 19. Rappresentazione schematica della connessione di tipo serie

$$\lambda_S(t) = \sum_{i=1}^N \lambda_i(t) \quad (52)$$

Sostituendo le Eqq. 47-51 nell'Eq.52, si otterrà la formula del tasso di guasto da adottare per il convertitore (Eq.53a).

$$\lambda_{DAB} = \sum_{i=1}^N \lambda_i(t) = \lambda_{0C} \cdot (\pi_{SFiltr1} + \pi_{SFiltr2}) + 2 \cdot \lambda_{0C} \cdot (\pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) + \lambda_{0Sw} \cdot (\pi_{SSw1} + \pi_{SSw2}) + 2 \cdot \lambda_{0Sw} \cdot (\pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) + \lambda_{0L} \cdot \pi_{SL} + \lambda_{0L} \cdot (\pi_{E_DAB} + \pi_{Q_DAB}) \quad (53a)$$

In generale, il tasso di guasto di un convertitore può essere calcolato mediante l'Eq.53b.

$$\lambda_{conv} = \lambda_{0C} \cdot (\pi_{SFiltr1} + \pi_{SFiltr2}) + \lambda_{0Sw} \cdot (\pi_{SSw1} + \pi_{SSw2}) + \lambda_{0L} \cdot \pi_{SL} + (2 \cdot \lambda_{0C} + 2 \cdot \lambda_{0Sw} + \lambda_{0L}) \cdot (\pi_{E_conv} + \pi_{Q_conv}) \quad (53b)$$

Un discorso diverso deve essere fatto con i convertitori basati su topologie di tipo interleaved (Figura 20) giacché essi sono caratterizzati da un'intrinseca ridondanza e il funzionamento di alcune sezioni avviene in parallelo, con la possibilità di continuare a funzionare anche quando una di queste sezioni è affetta da guasto.

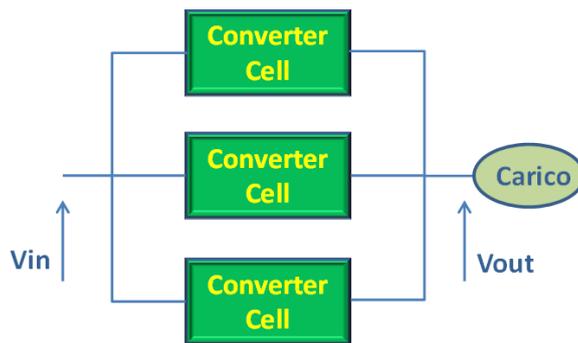


Figura 20. Rappresentazione schematica soluzione topologica di tipo interleaved

In tal caso il tasso di guasto del convertitore nella sua totalità può essere calcolato considerando le connessioni di tipo parallelo tra i dispositivi, come di seguito riportato in Figura 21 e applicando la formula inversa dell'Eq.54.

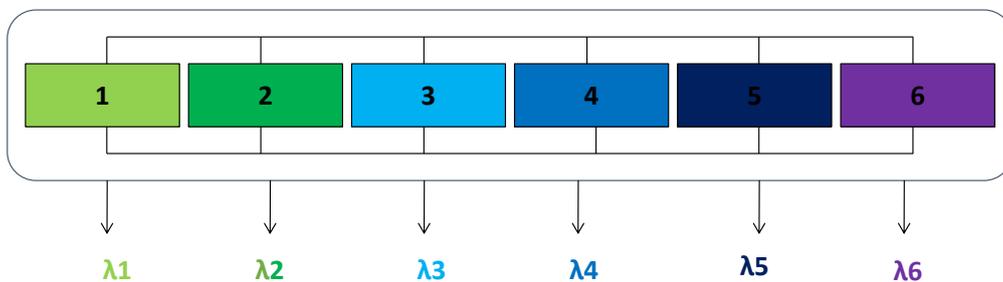


Figura 21. Rappresentazione schematica della connessione di tipo parallelo

$$\frac{1}{\lambda_S(t)} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_i(t)} \tag{54}$$

L'approccio proposto per i convertitori DC/DC può essere seguito anche per quelli di tipo DC/AC presenti nelle reti ibride di progetto.

3.4 Modello Affidabilistico di generatori fotovoltaici

La valutazione delle prestazioni degli impianti a fonti rinnovabili in termini di affidabilità rappresenta una tematica cruciale soprattutto in vista della massima introduzione e connessione di questi impianti alla rete nazionale.

In particolare, per modellare le modalità di degrado dei moduli fotovoltaici è necessario comprendere i meccanismi e i processi a livello microscopico riguardanti le celle, ma anche l'incapsulante e il film.

Bisogna, però, tener presente che i generatori fotovoltaici sono connessi alla rete AC o al bus DC in una rete in corrente continua mediante convertitori DC/AC o DC/DC.

I dati di campo di impianti fotovoltaici [16] dimostrano che i convertitori costituiscono la parte meno affidabile del sistema nel suo complesso.

Dal punto di vista dei sottosistemi dell'impianto fotovoltaico, la connessione logica tra l'insieme dei moduli fotovoltaici e la sezione di conversione è di tipo serie per cui l'impianto risulterà funzionante solo nei casi in cui sia la sezione di generazione, sia quella di conversione siano funzionanti.

Data la minore affidabilità dell'apparato di conversione, è necessario procedere con la modellazione affidabilistica dei convertitori DC/DC e DC/AC di seguito riportata tenendo in considerazione due elementi:

- i moduli fotovoltaici possono essere equipaggiati con convertitori Distributed Maximum Power Point (DMPPT) per l'inseguimento, istante per istante, del Punto di Massima Potenza;
- la temperatura operativa di tali sistemi dipende dalle condizioni meteorologiche e climatiche del sito d'installazione, dalla collocazione sul retro del modulo fotovoltaico e dalle condizioni operative del convertitore DMPPT.

In presenza, quindi, di tali convertitori a bordo di ogni singolo generatore dell'impianto (Figura 22), durante l'implementazione del modello affidabilistico, bisogna tenerne conto procedendo, inoltre, con la corretta valutazione delle temperature e dei cicli termici.

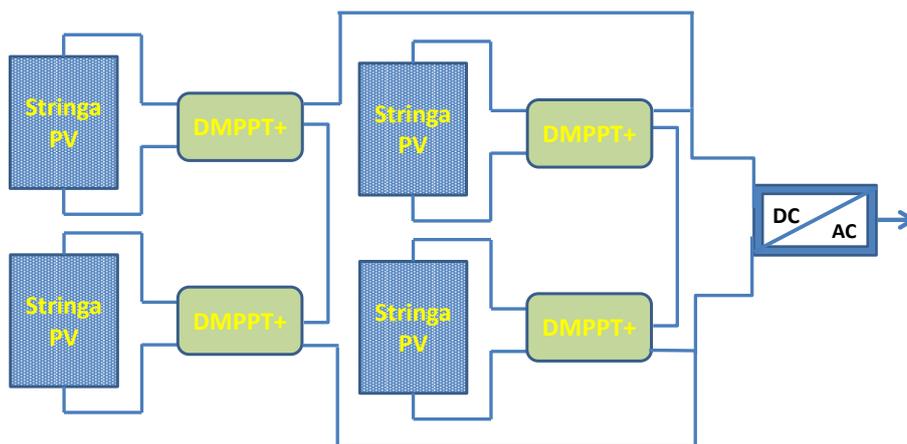


Figura 22: generatori fotovoltaici con DMPPT

In dettaglio, la temperatura del modulo fotovoltaico varia non solo in base alle condizioni atmosferiche (temperatura ambiente, velocità del vento e radiazione solare) ma è determinata anche dalla posizione e dall'orientamento dei generatori fotovoltaici.

In particolare, se il convertitore DMPPT è collocato nella scatola di giunzione del modulo fotovoltaico, la temperatura presente sul retro del generatore T_{sc_giunz} può essere calcolata mediante l'equazione Eq.55 [17,18].

$$T_{sc_giunz} = \left(\frac{G}{G_0} (T_1 e^{bw} + T_2) + T_a \right) + \frac{G}{G_0} \Delta T \quad (55)$$

dove:

- G è l'irradianza [W/m^2];
- G_0 è l'irradianza di $1000 W/m^2$;
- ΔT è un parametro dipendente dal tipo di generatore fotovoltaico [$^{\circ}C$];
- w è la velocità del vento misurata a 10 m di altezza [m/s];
- T_1 è il coefficiente empirico (dipendente dal tipo di modulo fotovoltaico) che stabilisce il limite massimo di temperatura del generatore FV a basse velocità del vento;
- T_2 è il coefficiente empirico (dipendente dal tipo di modulo fotovoltaico) che stabilisce il limite minimo di temperatura del generatore FV ad alte velocità del vento;
- b è il coefficiente empirico che determina la diminuzione della temperatura del generatore fotovoltaico all'aumentare della velocità del vento.

Tale temperatura rappresenta un dato significativo in quanto capace di portare congiuntamente in conto l'effetto della temperatura, dell'irradianza solare e della velocità del vento.

A valle del calcolo della T_{sc_giunz} per ciascuna condizione di funzionamento, fornita mediante le serie temporali di dati in ingresso, è possibile individuarne il valore massimo $T_{sc_giunz_MAX}$.

Il valore di $T_{sc_giunz_MAX}$ sarà, poi, utilizzato per la valutazione quantitativa degli stress termici incidenti sul convertitore DMPPT del modulo fotovoltaico.

In particolare, tali convertitori sono caratterizzati da topologie di tipo switching per elevare o abbassare il valore della tensione DC in uscita dal generatore fotovoltaico. Si impiegano, generalmente, soluzioni circuitali di tipo buck/boost non isolate, talvolta anche in configurazioni di tipo interleaved (Figura 16).

A secondo della disposizione dei generatori fotovoltaici in array di moduli collegati in serie e/o parallelo saranno calcolate le connessioni logiche tra i sottosistemi e, poi, dell'impianto nella sua completezza al fine di pervenire al valore del tasso di guasto della sezione DMPPT da sommare, inoltre, al tasso di guasto dell'inverter o del convertitore DC/DC di interfaccia rispettivamente verso la rete nazionale o il bus DC.

Il tasso di guasto sarà, pertanto, determinato dalla seguente formula:

$$\lambda_{FV} \approx \lambda_{conv_FV} \quad (55)$$

dove λ_{conv_FV} è il tasso di guasto di sistemi d'interfaccia DC/DC o DC/AC.

In caso di impianti fotovoltaici in cui i moduli o le stringhe di generatori siano dotati di convertitori DMPPT, il tasso di guasto deve portare in conto anche quest'aspetto e la formula diventa quella riportata nell'Eq.56.

$$\lambda_{FV} \approx \lambda_{DMPPT} + \lambda_{conv} \quad (56)$$

3.5 Modello Affidabilistico di generatori eolici

Ragionando in maniera analoga a quanto precedentemente riportato per i generatori fotovoltaici, si può calcolare l'affidabilità del sistema costituito da aerogeneratore e circuito d'interfaccia ragionando su convertitori AC/DC in caso di eolico on-shore e su convertitori DC/DC in caso di impianti off-shore.

Il tasso di guasto sarà, quindi, approssimato dalla seguente formula:

$$\lambda_{aerog}(t) \approx \lambda_{conv_aerog}(t) \quad (57)$$

dove λ_{conv_aerog} è il tasso di guasto di sistemi d'interfaccia che tiene conto di impianti eolici di tipo on-shore e off-shore.

3.6 Modello Affidabilistico dei Circuit Breaker

Gli interruttori o Circuit Breaker (CB) sono elementi cruciali di una rete per i quali l'affidabilità rappresenta una caratteristica fondamentale.

Tradizionalmente i CB sono dispositivi elettromeccanici, recentemente l'attenzione è stata, invece, focalizzata su interruttori di tipo elettronico realizzati mediante componenti allo stato solido.

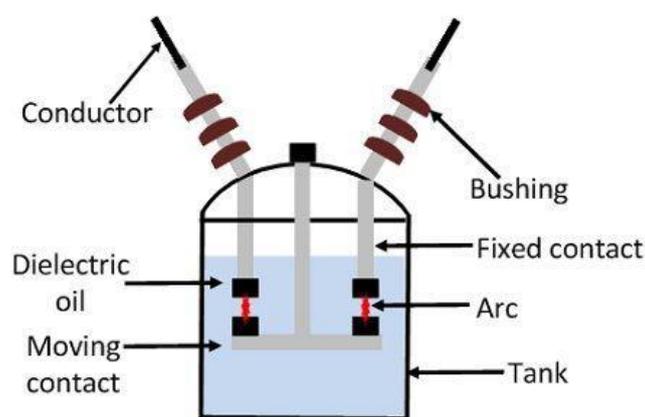
Anche per tali sistemi, possono essere calcolati, in analogia a quanto riportato nei precedenti paragrafi, i fattori di stress e il tasso di guasto legato ai fenomeni di invecchiamento del dispositivo.

In questo studio, i modelli affidabilistici degli interruttori presenti nelle reti ibride di interesse sono stati sviluppati considerando, in primis, gli interruttori in olio e, poi, gli interruttori allo stato solido.

In entrambi i casi, il tasso di guasto viene determinato in accordo all'Eq.6, di seguito riportata nuovamente.

$$\lambda = \lambda_{wear_out} \cdot \sum_i \pi_i \cdot \left[\frac{guasti}{10^6 \text{ ore}} \right] \quad (58)$$

Per ciò che concerne l'interruttore in olio, osservando la Figura 23, è possibile rendersi conto che, in prima approssimazione, il buon funzionamento di tale componente è determinato dal corretto funzionamento dei conduttori, degli isolatori, del mezzo di raffreddamento (olio) e del contatto mobile.



Oil Circuit Breaker

Circuit Globe

Figura 23: Interruttore in olio (Fonte: Circuit Globe)

In analogia a quanto esposto nel paragrafo dedicato al trasformatore, è possibile valutare gli stress incidenti sull'interruttore in olio. In dettaglio, partendo dalle serie dei dati in ingresso al modello, è possibile valutare

i cicli termici e, quindi, i fattori di stress termico intrinseci ed estrinseci incidenti sui conduttori, sugli isolatori, sul mezzo di raffreddamento e sul contatto mobile.

Secondo il sito di installazione dello specifico interruttore è possibile, poi, valutare il tipo di ambiente e il relativo stress π_{E_CB} . Il fattore π_{Q_CB} viene, invece, determinato sulla base dei materiali utilizzati.

Un ulteriore passaggio è rappresentato dalla fase legata alla valutazione quantitativa degli effetti dell'invecchiamento sulle diverse componenti dell'interruttore.

Considerando i dati in ingresso forniti dall'utente in termini di fattori di forma e di scala (α_{cond} , β_{cond} , α_{is} , β_{is} , α_{raffr} , β_{raffr} , α_{cont} , β_{cont}) relativi alle distribuzioni di tipo Weibull che caratterizzano il degrado dei materiali del contatto mobile, del mezzo di raffreddamento e delle altre componenti dell'interruttore, viene determinato il tasso di guasto λ_{W_CB} , come di seguito riportato (Eq.59).

In conclusione, il tasso di guasto complessivo del CB in olio può essere calcolato mediante l'Eq.60.

$$\lambda_{W_CB} = (\lambda_{W_cond} + \lambda_{W_is} + \lambda_{W_raffr} + \lambda_{W_cont}) \tag{59}$$

$$\lambda_{CB_olio} = (\lambda_{W_cond} + \lambda_{W_is} + \lambda_{W_raffr} + \lambda_{W_cont}) \cdot (\pi_{si_cond} + \pi_{se_cond} + \pi_{si_is} + \pi_{se_is} + \pi_{s_raffr} + \pi_{s_cont} + \pi_{E_CB} + \pi_{Q_CB}) \tag{60}$$

Nel caso in cui l'interruttore fosse, invece, realizzato mediante componenti allo stato solido, le principali topologie proposte in letteratura risultano caratterizzate da dispositivi switching di tipo IGBT, Gate Commutated Turn-off (GCT) o Gate-Turn-Off (GTO), diodi, condensatori e induttori. Alcuni esempi di topologie di simili interruttori sono riportati in Figura 24 [19] per le reti AC di MT e in Figura 25 [20] per le reti DC di MT.

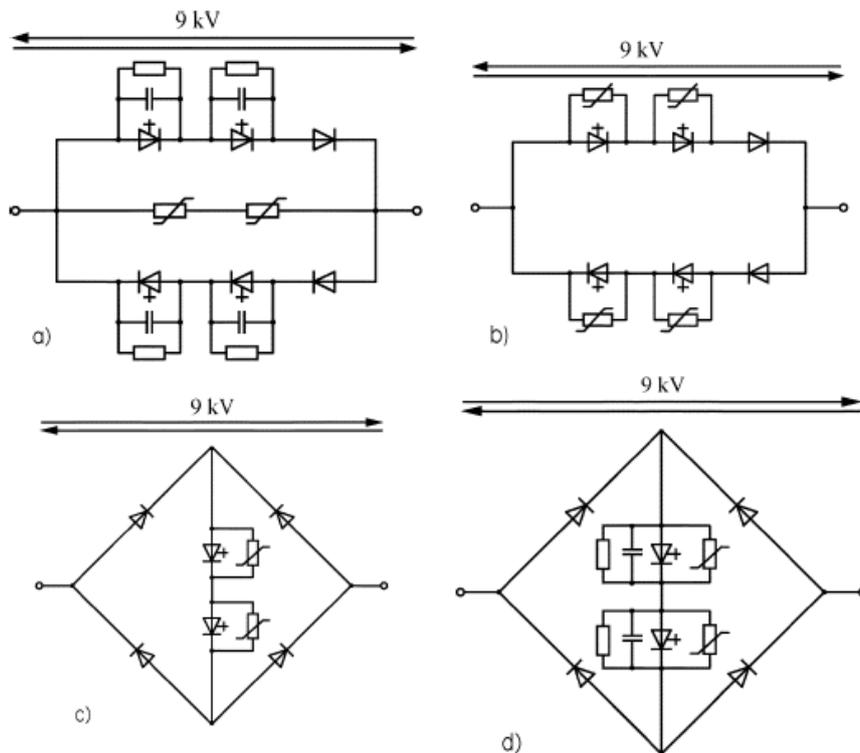


Figura 24: Interruttore allo stato solido per reti AC di media tensione [17]

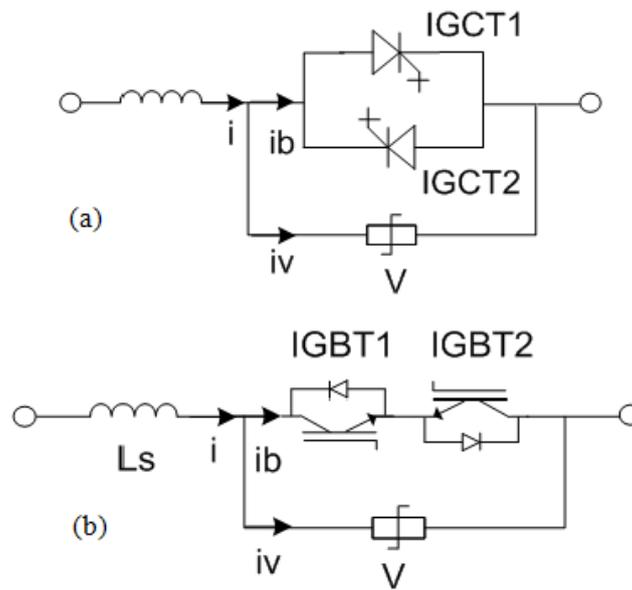


Figura 25: Interruttore allo stato solido per reti DC di media tensione [18]

In questo caso, il modello affidabilistico viene, in prima approssimazione, implementando considerando gli stress agenti sugli elementi switching e su quelli magnetici.

L'effetto degli stress termici incidenti su tale tipologia di dispositivi è stato analizzato nel paragrafo relativo ai convertitori DC/DC e DC/AC di questo rapporto tecnico.

Considerando, quindi, quanto precedentemente esposto è possibile determinare il modello affidabilistico dell'interruttore allo stato solido pervenendo alla valutazione quantitativa del relativo tasso di guasto mediante l'Eq.61.

$$\lambda_{CB_SS} = \lambda_{0_{Sw}} \cdot \pi_{SSw} + \lambda_{0_L} \cdot \pi_{SL} + (\lambda_{0_{Sw}} + \lambda_{0_L}) \cdot (\pi_{E_CB_SS} + \pi_{Q_CB_SS}) \quad (61)$$

4 Implementazione e testing dei modelli affidabilistici in ambiente simulativo

La fase di sviluppo dei modelli di sistemi e dispositivi del sistema elettrico, presentati in precedenza, rappresenta un processo preliminare alla caratterizzazione, dal punto di vista affidabilistico, della rete di interesse o di specifiche porzioni della stessa. In particolare, i modelli presentati sono stati codificati in linguaggio Python per la successiva implementazione dei relativi file script nell'ORAtool (LA1.16). Al fine di condurre dei test preliminari dei modelli, si è proceduto, nella presente LA, a predisporre un idoneo ambiente di test. In particolare, si è costruita una interfaccia di comunicazione tra l'ambiente Python e l'ambiente di simulazione di un software per l'analisi dei sistemi di potenza. Nella fattispecie, quale software per l'analisi dei sistemi di potenza è stato prescelto il DigSILENT PowerFactory. La scelta è ricaduta su tale programma perché rappresenta uno dei due software con i quali si interfacerà l'ORAtool (Neplan e DigSILENT). Lo schema di principio dei test è di seguito riportato in Figura 26 e successivamente descritto nel prosieguo del paragrafo.

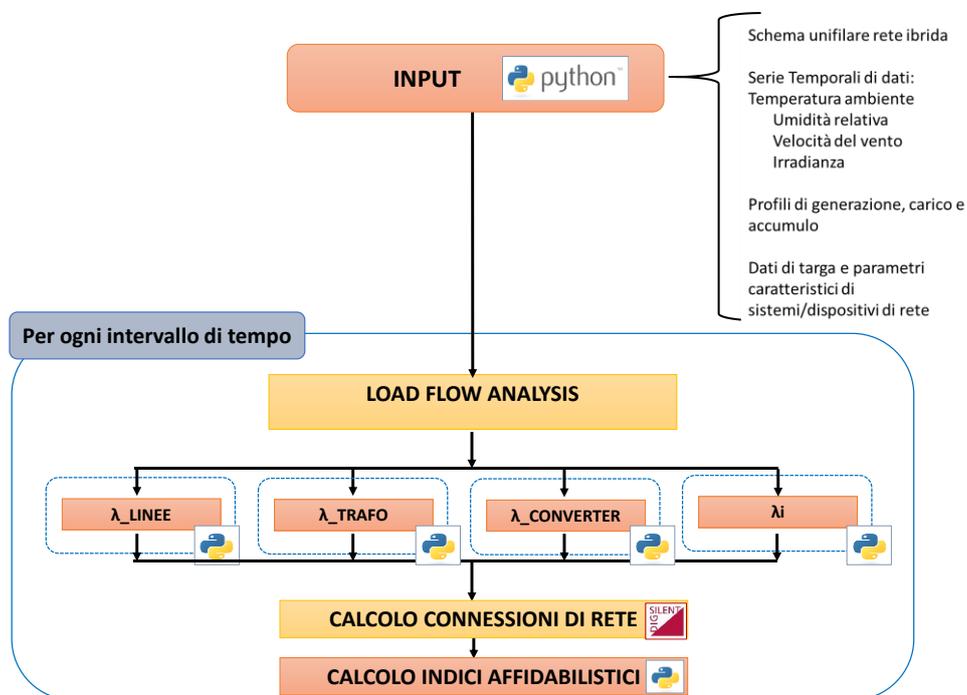


Figura 26. Rappresentazione schematica del test condotto

STEP - INPUT: lo script iniziale riceve le serie temporali contenenti i dati d'ingresso (come i profili di temperatura ambiente, umidità relativa, velocità del vento e irradianza del/i sito/i d'installazione) dei diversi sistemi e i parametri caratteristici dei componenti della rete di interesse. Vengono, inoltre, gestiti da tale file iniziale i profili di generazione, accumulo e carico dei diversi sistemi presenti nella rete.

I dati vengono elaborati da uno specifico script Python al fine di fornire i set point ai rispettivi dispositivi e sistemi presenti nel diagramma unifilare modellato nell'ambiente DigSILENT.

STEP - LOAD FLOW: a valle della fase di impostazione, per ogni intervallo temporale (time step) indicato dalle serie dei dati fornite come input, viene effettuata l'analisi di load flow della rete mediante il software DigSILENT. Tale analisi calcola i flussi di potenza che caratterizzano la rete nelle condizioni operative considerate e fornisce, per ciascun componente di rete, i risultati che saranno letti da un apposito script Python.

STEP – CALCOLO λ : per ciascuna tipologia di componente di rete, uno specifico script calcola i relativi tassi di guasto.

STEP – CALCOLO CONNESSIONI: uno script Python acquisisce dal DigSILENT informazioni in merito alle connessioni tra i componenti della rete e calcola il Reliability Block Diagram di ciascun carico della rete.

STEP – CALCOLO INDICI AFFIDABILISTICI: uno script Python calcola l’affidabilità della fornitura elettrica per ognuno dei carichi considerando tutti i possibili flussi di alimentazione, dei sistemi e componenti coinvolti ed i relativi tassi di guasto. Lo script, inoltre, valuta gli indici affidabilistici della rete (es. SAIDI, SAIFI, etc.).

Lo pseudocodice dei modelli implementati per il calcolo dei λ è di seguito riportato per ciascun componente a partire dalle linee elettriche, per le quali il codice mostra la procedura adottata in ambiente simulativo per la relativa caratterizzazione di affidabilità di ciascuna linea aerea (Figura 27).

```

FOR (per ogni linea) {
    acquisisce da Script Iniziale:
    serie temporali di dati
    U, A, m, cp, Kisc, Karmc, Kisz, Karmz,  $\alpha_{linea}$ ,  $\beta_{linea}$ 

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla tipologia, lunghezza,
    resistenza e induttanza della linea elettrica

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    informazioni relative alla tipologia di
    connessione con gli altri sistemi di rete

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla modalità operativa, ai flussi di
    potenza, alle correnti Ic e Iz, alle perdite della
    linea elettrica

    FOR (per ogni dato della serie temporale di Ta) {

        calcola la sovratemperatura a regime  $\Delta\theta_{ss}$ 
        calcola la costante termica T
        calcola  $\Delta\theta_j$ ,  $\Delta\theta_c$ ,  $\Delta\theta_f$ 
        calcola Top
    }
    calcola Tmax
    calcola  $\pi_{si_l}$ ,  $\pi_{se_l}$ ,  $\pi_{E_l}$ ,  $\pi_{Q_l}$ 
    calcola  $\lambda_{w_l}$ 
}
RESTITUISCE  $\lambda_{l\_aerea}$ 

```

Figura 27. Pseudo-codice dello script per il calcolo di λ_{l_aerea}

A valle del calcolo per le linee elettriche, il modello procede con la valutazione del tasso di guasto dei trasformatori e dei convertitori di interfaccia di tipo DC/DC e DC/AC. Lo pseudocodice degli script per questi sistemi viene riportato rispettivamente in Figura 28 e in Figura 29.

```

FOR (per ogni trasformatore) {
    acquisisce da Script Iniziale:
    serie temporali di dati
    dati di targa del trasformatore,  $\alpha_{avv}$ ,  $\beta_{avv}$ ,  $\alpha_{nucleo}$ ,
     $\beta_{nucleo}$ ,  $\alpha_{raffr}$ ,  $\beta_{raffr}$ 

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla tipologia di trasformatore,
    parametri relativi agli avvolgimenti, al nucleo e al
    sistema di raffreddamento

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    informazioni relative alla tipologia di
    connessione con gli altri sistemi di rete

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla modalità operativa, ai flussi di
    potenza, alle correnti, alle perdite del
    trasformatore

    FOR (per ogni dato della serie temporale di  $T_a$ ) {

        calcola  $T_{op}$ 
    }
    calcola  $T_{max}$ 
    calcola  $\pi_{si\_avv}$ ,  $\pi_{se\_avv}$ ,  $\pi_{S\_nucleo}$ ,  $\pi_{S\_olio}$ ,  $\pi_{E\_tr}$ ,  $\pi_{Q\_t}$ 
    calcola  $\lambda_{w\_avv}$ ,  $\lambda_{w\_nucleo}$ ,  $\lambda_{w\_raffr}$ 

}
RESTITUISCE  $\lambda_{TRASF}$ 

```

Figura 28. Pseudo-codice dello script per il calcolo di λ_{TRASF}

```

FOR (DC/DC o DC/AC) {
    acquisisce da Script Iniziale:
    serie temporali di dati
    dati relativi alla tipologia delle grandezze IN/OUT
    del convertitore
     $\lambda_{0\_sw}$   $\lambda_{0\_L}$   $\lambda_{0\_C}$ 

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla topologia di convertitore

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    informazioni relative alla tipologia di
    connessione con gli altri sistemi di rete

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla modalità operativa, ai flussi di
    potenza, alle correnti, alle perdite del convertitore

    FOR (per ogni dato della serie temporale di  $T_a$ ) {

        calcola stress di dispositivi switching
        calcola stress di dispositivi magnetici
        calcola stress di dispositivi di filtro
    }
    calcola  $\pi_{E\_conv}$   $\pi_{Q\_conv}$ 
}
RESTITUISCE  $\lambda_{conv}$ 

```

Figura 29. Pseudo-codice dello script per il calcolo di λ_{conv}

Se nella rete di interesse sono presenti, inoltre, impianti a fonti rinnovabili quali quelli fotovoltaici (o aerogeneratori di tipo on-shore e off-shore), si prosegue con il calcolo del tasso di guasto di ciascun impianto secondo quanto schematicamente riportato nello pseudo-codice in Figura 30.

```

FOR (per ogni FV+DMPPT) {
    acquisisce da Script Iniziale:
    dati relativi alla tipologia di generatori fotovoltaici,
    posizione e orientamento

    acquisisce da Script Iniziale:
     $G_0, b, T_1, T_2$ 

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla topologia di convertitore DMPPT

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    informazioni relative alla tipologia di
    connessione con gli altri sistemi di rete

    acquisisce da DigSILENT Powerfactory:
    dati relativi alla modalità operativa, ai flussi di
    potenza, alle correnti, alle perdite del convertitore

    FOR (per ogni dato della serie temporale di  $T_a$ ) {

        calcola stress di dispositivi switching
        calcola stress di dispositivi magnetici
        calcola stress di dispositivi di filtro
    }
    calcola  $\pi_{E\_conv}, \pi_{Q\_conv}$ 
}
RESTITUISCE  $\lambda_{FV}$ 

```

Figura 30. Pseudo-codice dello script per il calcolo di λ_{FV}

Occorre, poi, procedere con il calcolo dell'affidabilità anche di tutti gli interruttori presenti nella rete in accordo a quanto riportato nello pseudo-codice di Figura 31.

FOR (per ogni CB) {

acquisisce da Script Iniziale:

serie temporali di dati

α_{cond} , β_{cond} , α_{is} , β_{is} , α_{raffr} , β_{raffr} , α_{cont} , β_{cont}

acquisisce da DigSILENT Powerfactory:

dati relativi alla tipologia interruttore,
parametri relativi agli isolatorii, ai conduttori, al
sistema di raffreddamento e al contatto mobile

acquisisce da DigSILENT Powerfactory:

informazioni relative alla tipologia di
connessione con gli altri sistemi di rete

acquisisce da DigSILENT Powerfactory:

dati relativi alla modalità operativa, ai flussi di
potenza, alle correnti

FOR (per ogni dato della serie temporale di T_a) {

calcola T_{op}

}

calcola T_{max}

calcola stress termici intrinseci ed estrinseci

calcola λ_{w_cond} , λ_{w_is} , λ_{w_raffr} , λ_{w_cont}

}

RESTITUISCE λ_{CB}

Figura 31. Pseudo-codice dello script per il calcolo di λ_{CB}

I risultati ottenuti sono forniti dall'ambiente di test in modalità tabellare grafica (stampa a video) e in formato pdf.

5 Conclusioni

Nel presente documento vengono sintetizzati i principali risultati delle attività svolte durante il SAL 2020 dell'Accordo di Programma MITE-ENEA nell'ambito della LA1.10.

Lo studio condotto ha definito, in prima istanza, una metodologia per lo sviluppo dei modelli affidabilistici dei componenti e sistemi di reti elettriche di tipo ibrido AC/DC e, successivamente, è proseguito con l'implementazione dei modelli stessi per i trasformatori, le linee elettriche, i sistemi di generazione basati su fonti rinnovabili e le interfacce di conversione di tipo DC/DC e DC/AC. I modelli sviluppati dal punto di vista matematico sono, quindi, stati implementati in un ambiente simulativo. Gli algoritmi programmati mandano in esecuzione le analisi di Load Flow delle reti di interesse, acquisiscono i dati, le serie di dati e i risultati delle analisi e li elaborano, in accordo ai modelli proposti, calcolando il tasso di guasto dei singoli componenti/sistemi di rete e della rete nella sua interezza.

I risultati ottenuti dalla LA1.10 forniscono modelli, dati e metodologie utili alla conduzione delle attività di ricerca relative alle successive LA di progetto. Essi saranno, in dettaglio, integrati nell'Optimization and Reliability Assessment Tool che rappresenta uno degli output di progetto. Una guida "passo-passo" della procedura da seguire per l'utilizzo dei modelli forniti ai fini della valutazione quantitativa dell'affidabilità della fornitura elettrica sarà riportata nel Rapporto Tecnico RdS/PTR(2021)/065 e nel manuale del software RdS/PTR(2021)/068.

6 Riferimenti bibliografici

1. Reliability Methodology for Electronic Systems FIDES 2009
2. Adinolfi, G.; Ciavarella, R.; Graditi G. et alii Planning Tool for Reliability Assessment of Overhead Distribution Lines in Hybrid AC/DC Grids. *Sustainability* **2021**, *13*, Issue 11, 1-16.
3. Enescu, D.; Colella, P.; Russo, A. Thermal Assessment of Power Cables and Impacts on Cable Current Rating: An Overview. *Energies* **2020**, *13*, 5319. <https://doi.org/10.3390/en13205319>
4. Lauria, D.; Pagano, M.; Petrarca, C. Transient Thermal Modelling of HV XLPE Power Cables: Matrix approach and experimental validation. In Proceedings of the IEEE Power & Energy Society General Meeting.
5. Reliability Prediction Model Military Handbook 217 F
6. Reliability Prediction Model RIAC 217 Plus
7. Purushothaman, S.; de León, F.; Terracciano, M. Calculation of cable thermal rating considering non-isothermal earth surface. *IET Gener. Transmiss. Distrib.* **2014**, *8*, 1354–1361.
8. Kennelly, A.E. Current Carrying Capacity of Electric Cables, Submerged, Buried or Suspended in the Air. *Electr. World* 1893, *22*, 183–201.
9. Petrarca, C. Il trasformatore, Appunti del corso di Elettrotecnica, Università “Federico II” Napoli.
10. Sefidgaran, M.; Mirzaie, M.; Ebrahimzadeh, A. Reliability Model of Power Transformer with ONAN Cooling. *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering* 2010, *6*, 103-109.
11. Chafai, M.; Refoufi, L.; Bentarzi. H. Large power transformer reliability modelling. *International Journal of System Assurance Engineering and Management* 2016, *7*, 9-17.
12. Wang, M.; Wang, A.J.; Vandfermaar, K.D. Et alii. Review of condition assessment of power transformer in service”, *IEEE Electr Insulation Mag*, *18*, pp. 12-18.
13. Erickson, E.R.; Maksimovic. D. *Fundamentals of Power Electronics*. Springer 2001, *1*, 1-883.
14. Wang, Y.; Shi. L.; Huang, J. et alii. Generalized averaging modeling and control strategy for three-phase dual-active-bridge DC-DC converters with three control variables. *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition* 2017, *1*, 1078-1084.
15. Graditi, G.; Adinolfi. G. Temperature influence on Photovoltaic Power Optimizer Components Reliability. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, June 2012, *1*, 1113-1118.
16. Sayed A.; El-Shimy M.; El-Metwally M. et alii. Reliability, Availability and Maintainability Analysis for Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems. *Energies*, 2019, *12*, 1213.
17. Graditi, G.; Adinolfi, G.; Tina, G.M. Photovoltaic optimizer boost converters: Temperature influence and electro-thermal design. *Applied Energy* 2014, *115*, 40-50.
18. Tina G.M., Abate R. Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules. *IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, 2008, *1*, 579-584.
19. Meyer, C.; Schröder, S.; De Doncker, R.W., Solid-State Circuit Breakers and Current Limiters for Medium-Voltage Systems Having Distributed Power Systems. *IEEE Transactions On Power Electronics*, 2014, *19*, 1333-1340.
20. Pei, X.; Cwikowski, O.; Vilchis-Rodrigue, D. S. A review of technologies for MVDC circuit breakers. *Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2016, *1*, 3799-3805.