



Università degli Studi di Cagliari

## **DOTTORATO DI RICERCA**

Ingegneria Industriale

Ciclo XXIV

### **TITOLO TESI**

## **Incremento dei tempi di attesa alla richiusura degli interruttori MT per il miglioramento della continuità del servizio**

Settore scientifico disciplinari di afferenza

ING-IND/33: Sistemi Elettrici per l'Energia

Presentata da:	Dott. Ing. Sergio Tedde
Coordinatore Dottorato:	Prof. Roberto Baratti
Tutor/Relatore:	Prof. Fabrizio Pilo

Esame finale anno accademico 2011 - 2012

<b>INTRODUZIONE</b>	<b>7</b>
<b>1 IL SISTEMA ELETTRICO</b>	<b>8</b>
1.1 Livelli di tensione.....	9
1.2 Componenti del Sistema Elettrico.....	10
1.3 Centrali di produzione.....	11
1.4 Sistema di trasmissione.....	14
1.5 Sistema di distribuzione.....	15
1.6 Reti di distribuzione in Media Tensione.....	15
1.7 Considerazioni generali sulle reti di distribuzione MT.....	15
1.7.1 Qualità del servizio.....	16
1.7.2 Tipi di utenza.....	16
1.8 Struttura delle reti di distribuzione MT.....	17
1.9 Stato del neutro nelle reti elettriche di distribuzione MT.....	20
1.9.1 Neutro isolato.....	21
1.9.2 Neutro compensato.....	21
1.10 Realizzazione delle reti di distribuzione MT.....	22
1.10.1 Linee aeree.....	23
1.10.2 Linee in cavo.....	25
1.11 Circuiti Equivalenti delle Linee di Distribuzione MT.....	25
1.12 Dati Tecnici dei Conduttori per Linee MT.....	27
1.13 Guasti.....	29
1.14 Transitori.....	29
1.15 Buchi di tensione.....	30
1.16 Interruzioni.....	31
1.17 Sovratensioni.....	33
1.18 Variazioni di tensione.....	35
1.19 Variazioni di frequenza.....	36
1.20 Variazioni della forma d'onda.....	37

1.21	Sovracorrenti .....	38
1.21.1	Sovraccarichi .....	38
1.21.2	Corto circuiti .....	38
1.22	Classificazione dei guasti in Media Tensione in funzione della loro durata..	40
1.22.1	Guasti autoestinguenti.....	40
1.22.2	Guasti transitori.....	41
1.22.3	Guasti semi-permanenti .....	41
1.22.4	Guasti permanenti .....	41
1.23	Sistemi di Protezione.....	42
1.24	Caratteristiche di un sistema di protezione .....	42
1.25	Classificazione dei principali tipi di relè.....	42
1.25.1	Classificazione in funzione della grandezza sensibile .....	42
1.25.2	Classificazione in base al tempo di intervento.....	43
1.25.3	Classificazione in base al tipo di intervento .....	43
1.26	Protezione delle linee di distribuzione MT .....	44
1.27	Protezione contro le sovracorrenti .....	45
1.27.1	Protezioni su reti MT esercite a neutro isolato .....	45
1.27.2	Protezioni su reti MT esercite a neutro compensato.....	47
1.27.3	Protezione su reti MT contro le sovracorrenti per i guasti polifase.....	49
1.27.4	Procedure di richiusura automatica degli interruttori MT .....	50
1.28	Protezione contro le sovratensioni .....	52
1.28.1	Spinterometri .....	52
1.28.2	Scaricatori .....	53
1.29	Power Quality.....	54
1.30	Generalità .....	55
1.31	Normativa tecnica vigente.....	56
1.31.1	Norma CEI EN 50160.....	56
1.31.2	Delibera AEEG 333-07.....	61

1.32	Apparecchi e processi sensibili .....	64
1.33	Problemi di Power Quality .....	65
1.34	Considerazioni.....	71
1.35	Arco Elettrico .....	73
1.36	Arco elettrico nelle linee MT .....	73
1.37	Equazioni dinamiche .....	74
1.38	Modello di Mayr .....	76
1.39	Modello di Cassie.....	77
1.40	Modellizzazione dell'arco elettrico.....	78
1.41	Rigidità Dielettrica dell'Isolamento.....	83
1.42	Materiali isolanti .....	83
1.42.1	Resistenza di isolamento.....	83
1.42.2	Costante dielettrica relativa .....	83
1.42.3	Angolo di perdita e fattore di perdita.....	83
1.42.4	Rigidità dielettrica.....	84
1.43	Classificazione dei materiali isolanti .....	84
1.43.1	Isolanti inorganici .....	84
1.43.2	Materiali isolanti organici.....	85
1.44	Caratterizzazione degli isolamenti e valutazione della tenuta alla scarica ....	86
1.45	Rischio di scarica .....	91
1.46	De-ionizzazione dell'arco. ....	91
1.47	Effetti della sovratemperatura dovuta all'energia d'arco sul ripristino del dielettrico.....	94
1.48	Principali fenomeni di trasmissione del calore .....	98
1.48.1	Trasmissione del calore per conduzione.....	98
1.48.2	Trasmissione del calore per convezione .....	100
1.48.3	Trasmissione del calore per irraggiamento.....	101

1.49	Descrizione del modello di variazione transitoria della temperatura durante un arco elettrico in aria libera.....	103
1.50	Descrizione del modello di variazione transitoria della temperatura durante un arco elettrico all'interno di un quadro di MT.....	109
1.51	Metodo Monte Carlo.....	114
1.52	Considerazioni generali sul metodo Monte Carlo.....	114
1.53	Applicazioni del metodo Monte Carlo.....	114
1.54	La funzione di distribuzione.....	116
1.55	La funzione di distribuzione cumulativa.....	117
1.56	Generatore di numeri casuali.....	117
1.57	Metodo diretto.....	118
1.58	Metodi misti.....	118
1.59	Stima dell'errore.....	119
1.60	Caratteristiche del metodo Monte Carlo utilizzato nelle simulazioni.....	121
1.61	Simulazioni su Rete Test.....	125
1.62	Il Software EMTP-RV.....	125
1.63	Il modello dell'arco elettrico su EMTP-RV.....	127
1.64	Esempi di simulazione.....	134
1.64.1	Guasto monofase a terra / $L = 40$ km / Neutro compensato o isolato con carico nominale o assente.....	134
1.64.2	Guasto bifase $L = 40$ km.....	140
1.65	Studi Monte Carlo.....	144
1.66	Introduzione.....	144
1.67	Descrizione del modello per l'analisi statistica Monte Carlo.....	144
1.67.1	Definizione della rete test e del tipo di guasto.....	144
1.67.2	Definizione dei parametri d'arco.....	147
1.67.3	Profilo di carico orario per giorno tipo.....	151
1.68	Procedura di simulazione Monte Carlo.....	153

1.69	Risultati delle simulazioni.....	156
1.69.1	Casi di guasto monofase .....	156
1.69.2	Casi di guasto bifase .....	158
1.70	Problematiche fra Generazione distribuita e tempi di attesa alla richiusura rapida delle protezioni su reti MT.....	160
1.71	Introduzione .....	160
1.72	Generazione Distribuita e SMART Grid.....	160
1.73	Tecnologie per la Generazione Distribuita .....	167
1.74	Stabilità dinamica della GD in presenza di un guasto.....	170
1.74.1	Generatori Sincroni.....	170
1.74.2	Generatori ad Induzione.....	171
1.74.3	Convertitori Statici.....	173
1.74.4	Sistemi multi-macchine .....	175
1.75	Effetti dell'allungamento del tempo di attesa alla richiusura con GD .....	178
1.76	Conclusioni .....	184
<b>2</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>187</b>
<b>3</b>	<b>APPENDICE</b>	<b>194</b>

## **Introduzione**

Questa tesi si prefigge lo scopo di evidenziare i benefici di sistema conseguibili mediante l'allungamento dei tempi di attesa per la richiusura rapida degli interruttori di media tensione posti in partenza alle linee di distribuzione MT presso le cabine primarie e/o lungo le linee.

Ci si attende che l'aumento di questo intervallo permetta di ridurre la probabilità di riadescamento dell'arco elettrico nel punto di guasto e quindi di incrementare il numero di guasti temporanei eliminati con successo alla prima richiusura. Il beneficio di sistema è costituito dalla riduzione delle interruzioni brevi (conseguenti alla nuova apertura dell'interruttore), che hanno un impatto importante sulla qualità del servizio percepita dal cliente e, ovviamente, sugli indicatori di qualità del servizio stabiliti dall'AEEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas). L'attività di tesi ha permesso di individuare i modelli più adatti per la simulazione dell'arco elettrico conseguente a guasti di linea e del ripristino della tenuta dell'isolamento.

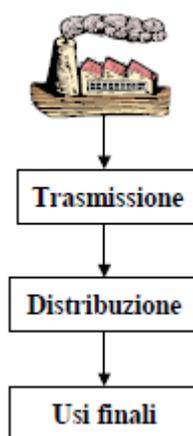
La rete di distribuzione in media tensione, il guasto, l'autoestinzione ed il ripristino dell'isolante sono stati simulati in funzione dei parametri ambientali (temperatura, pressione ecc.) ed elettrici (corrente di guasto, istante di richiusura, stato del neutro, lunghezza delle linee ecc.).

Per effettuare le simulazioni è stato impiegato il software EMTP-RV (Electro Magnetic Transient Program) che è ormai riconosciuto dalla comunità scientifica internazionale e in ambito industriale come software di riferimento per la valutazione dei transitori elettrici.

Inoltre, mediante un opportuno script realizzato in linguaggio JavaScript interno a EMTP, è stato possibile effettuare una serie di simulazioni con metodo Monte Carlo che hanno permesso di evidenziare i benefici dell'aumento del tempo di richiusura. Il risultato finale della tesi è la determinazione del tempo ottimale di richiusura per ottenere l'incremento degli indicatori di continuità del servizio.

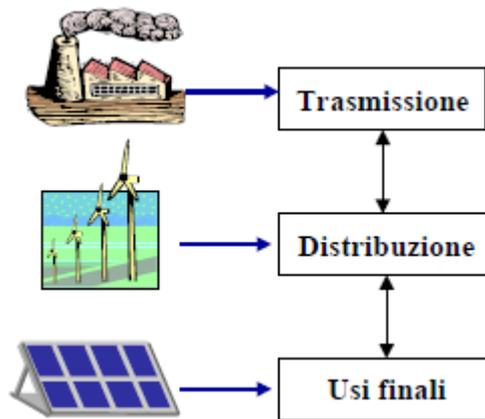
## 1 Il sistema elettrico

Il sistema elettrico attuale si è sviluppato come risultato di un continuo miglioramento tecnologico ed istituzionale protrattosi nel corso di molti anni. L'evoluzione del sistema elettrico ebbe inizio più di un secolo fa, quando Edison avviò nel 1882 il primo impianto per la produzione di energia elettrica a New York. Pochi anni dopo erano diverse le municipalità che possedevano impianti di produzione dell'energia elettrica e le infrastrutture per la sua distribuzione. La crescita dei consumi e la conseguente maggiore attenzione nei confronti dell'affidabilità del sistema ed all'economia di gestione spinsero alla realizzazione di interconnessioni fra i diversi impianti cittadini e fra città confinanti. Non appena fu possibile realizzare impianti di produzione di grande taglia, in grado di aumentare l'efficienza nell'uso del combustibile e di ridurre il costo per kW installato, risultò evidente il vantaggio dell'economia di scala e molti piccoli impianti di produzione furono sostituiti da grandi centrali. La progressiva concentrazione delle centrali nei punti economicamente più vantaggiosi ebbe come conseguenza lo sviluppo di reti di trasmissione dell'energia sempre più estese ed interconnesse per il trasferimento dell'energia elettrica a grande distanza con perdite minime. Per molti anni l'intero sistema elettrico mondiale è stato ispirato a questo modello secondo il quale l'energia elettrica è generata in grandi centrali di produzione, trasferita in prossimità dei centri di consumo mediante linee di trasmissione ad alta ed altissima tensione, ed infine distribuita ai consumatori finali mediante il sistema di distribuzione, che coinvolge porzioni della rete di alta, di media e di bassa tensione (**Figura 1.1**). Il flusso dell'energia è chiaramente unidirezionale, essendo diretto dai generatori verso i carichi, ed il sistema di distribuzione svolge un ruolo puramente passivo.



**Figura 1.1:** Produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia nei sistemi elettrici tradizionali.

Tale situazione oggi ha subito un drastico mutamento per la diffusione di impianti di generazione di taglia medio piccola connessi alla rete di distribuzione di media e bassa tensione, ovvero per quella che viene definita come Generazione Distribuita (GD). La diffusione della GD su larga scala ha modificato radicalmente la situazione illustrata in **Figura 1.1** ed il sistema elettrico ha assunto una struttura simile a quella illustrata in **Figura 1.2**, nella quale si nota la presenza di impianti di generazione a tutti i livelli di tensione e flussi di energia bidirezionali. [1]



**Figura 1.2: Rappresentazione schematica del sistema elettrico in presenza di generazione distribuita ai diversi livelli di tensione.**

## 1.1 Livelli di tensione

I vari punti del sistema elettrico sono caratterizzati da diversi livelli di tensione definiti come:

- Bassa Tensione per tensioni nominali inferiori a 1 [kV]
- Media Tensione per tensioni nominali comprese tra 1 e 35 [kV]
- Alta Tensione per tensioni nominali comprese tra 35 e 220 [kV]
- Altissima tensione per tensioni nominali superiori a 220 [kV]

I motivi che portano ad una scelta tecnicamente ed economicamente corretta dei vari livelli sono molteplici. I principali sono i seguenti:

- Isolamento delle macchine e delle apparecchiature: questo deve essere proporzionato alla tensione di esercizio. Poiché i trasformatori, che sono macchine statiche, sono più facilmente isolabili degli alternatori, si preferisce produrre a tensioni di 15÷30 kV ed elevare la tensione a valori adatti al trasporto mediante i

trasformatori. Tali valori sono in generale funzione della potenza da trasmettere e della distanza. In proposito valgono i seguenti ordini di grandezza:

**Tabella 1.1: Potenza trasportabile in funzione della lunghezza e della tensione di esercizio**

<b>P</b>	<b>[MW]</b>	<b>500</b>	<b>130</b>	<b>60</b>	<b>25</b>	<b>10</b>
<b>L</b>	<b>[km]</b>	300÷1000	100÷300	60÷130	20÷60	10÷20
<b>V</b>	<b>[kV]</b>	380	220	132	60	20

- Perdite nelle linee e nelle reti: queste aumentano all'aumentare della corrente. Dato che, a parità di potenza apparente, la corrente diminuisce all'aumentare della tensione è conveniente effettuare il trasporto, specie per potenze rilevanti, alla tensione più elevata possibile;
- Livelli di tensione delle utenze: la maggior parte delle utenze funziona a bassa tensione e pertanto occorrono i vari stadi di trasformazione della tensione, dai valori di trasporto (220 kV, 380 kV) a quelli di utilizzo (230 V, 400 V nella maggior parte dei casi);
- Sicurezza degli utenti: questa aumenta al diminuire della tensione e pertanto, per le parti di impianto a diretto contatto con le persone, è preferibile adottare bassi livelli di tensione.

## 1.2 Componenti del Sistema Elettrico

L'insieme delle macchine, apparecchiature e linee destinate alla produzione, trasformazione, trasmissione, distribuzione ed utilizzazione dell'energia elettrica costituisce il sistema elettrico in senso lato. Tuttavia il sistema complessivo è l'unione di più sottosistemi distinti fra loro in base a diversi criteri quali, per esempio, la funzione svolta o il livello di tensione nominale.

Le funzioni delle varie parti del sistema possono essere così classificate:

- **Produzione** di energia elettrica mediante centrali di vario genere, funzionanti a tensione non molto elevata, per problemi di isolamento degli alternatori.
- **Trasformazione** delle grandezze elettriche (tensione e corrente) al fine di avere in ogni punto del sistema il valore di tensione più opportuno. Tale funzione viene svolta dalle stazioni di trasformazione.

- **Trasmissione** dell'energia elettrica, ossia il trasporto di notevoli quantità di energia a grandi distanze con valori elevati di tensione, mediante linee aeree o in cavo.
- **Distribuzione** dell'energia elettrica, cioè l'ulteriore livello di trasporto dell'energia che interessa il collegamento tra le stazioni, le cabine e le utenze. Si distingue una distribuzione in media tensione (MT) ed una in bassa tensione (BT). Nelle zone ad elevata densità di utenza queste linee sono generalmente in cavo.
- **Utilizzazione** dell'energia elettrica, ossia trasformazione di tale energia in una forma adatta ad utilizzazioni civili ed industriali (illuminazione, movimentazione di organi meccanici, ecc.). Le utenze possono essere alimentate in AT, in MT e in BT a seconda della potenza richiesta. La consegna dell'energia elettrica viene effettuata in AT o MT solo per le utenze più importanti (utenze industriali). Per le utenze minori, quali officine o abitazioni (utenze domestiche), le cabine garantiscono una tensione concatenata nominale di circa 400 V oppure una tensione di fase di 230 V.

### 1.3 Centrali di produzione

Le centrali di produzione svolgono la funzione di produrre energia elettrica, che allo stato attuale è la forma di energia più facilmente trasformabile in calore, in lavoro meccanico, in energia chimica, in luce o in altre utilizzazioni richieste. Oltre a ciò, essa si distingue da altre forme di energia per la sua facilità di trasformazione, la possibilità di trasmissione a lunghe distanze, la facile divisibilità, il ridotto e controllabile impatto ambientale, l'affidabilità e la semplicità di accumulo. Pertanto, la maggior parte delle energie economicamente utilizzabili vengono trasformate in energia elettrica o immediatamente alla sorgente o dopo un trasporto nella loro forma originale, verso i centri di utilizzazione. Le centrali si classificano in base all'energia primaria utilizzata e le forme oggi economicamente utilizzabili sono:

- **Energia Idraulica:** ottenuta sfruttando l'energia potenziale gravitazionale tramite salti di grandi portate d'acqua fluente o di grosse masse d'acqua accumulate in serbatoi (o bacini) ed eccezionalmente spostamenti di grandi masse d'acqua per effetto delle maree. In tutti questi casi la conversione in energia elettrica deve avvenire nelle vicinanze delle sorgenti di energia. Nelle centrali ad acqua fluente si sfruttano grandi portate d'acqua con piccoli valori di salto geodetico. Si utilizzano particolari turbine idrauliche (Francis e Kaplan), che funzionano meglio a basse velocità. Le centrali a serbatoio utilizzano invece l'energia potenziale di masse d'acqua immagazzinata in opportuni bacini (naturali o artificiali); di solito

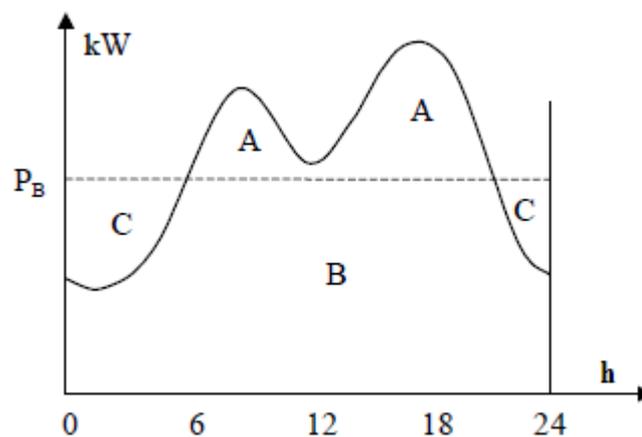
funzionano con piccole portate e con elevati salti geodetici. Di regola si utilizza come turbina idraulica una turbina Pelton, che funziona meglio ad alte velocità. La presenza del bacino consente a queste centrali di erogare energia nei periodo di tempo più opportuni. Inoltre la turbina Pelton si presta meglio di quelle termiche a rapide e continue variazioni di carico. Si noti che tutte le centrali idroelettriche, benché in parte dipendenti dagli eventi meteorologici, non danno luogo a costi per il “combustibile”. Il costo di impianto delle centrali nuove è tuttavia crescente a causa dell’esaurimento dei siti facilmente sfruttabili.

- **Energia Termica:** ottenuta attraverso la combustione di materiali fossili solidi, liquidi o gassosi (carbone, petrolio, nafta, metano, gas naturale) sia nei pressi delle sorgenti, sia vicino ai centri di utilizzazione. Eccezionalmente può essere di natura geotermica (soffioni boraciferi), nel qual caso è indispensabile la conversione presso la sorgente. Il calore sviluppato dal combustibile viene in ogni caso sfruttato mediante turbine a vapore o turbine a gas, che funzionano da motore nei riguardi degli alternatori. Le turbine termiche funzionano meglio ad alte velocità. Per la loro grande inerzia termica, occorrono alcune ore per la loro messa in marcia. A differenza delle centrali idroelettriche, le centrali termoelettriche presentano il vantaggio di un regime di produzione indipendente da fattori stagionali, adattandosi flessibilmente alle esigenze del consumo. Tuttavia, per tutte le centrali termiche, con l’eccezione di quelle geotermiche, occorre tenere conto che, oltre al costo di costruzione, vi è un costo di esercizio dovuto al consumo di combustibile. Inoltre, è bene ricordare che questo tipo di centrale è caratterizzato da un notevole impatto ambientale: all’immissione in atmosfera dei prodotti della combustione e allo smaltimento delle scorie (ceneri, bitumi, ecc.) in discarica, si aggiunge l’inquinamento termico provocato dalle acque di scarico degli scambiatori di calore.
- **Energia Eolica:** ottenuta dalla conversione dell’energia cinetica del vento in energia elettrica tramite opportuni dispositivi (pale eoliche). È utilizzata per la produzione di modeste quantità di energia elettrica in zone battute dai venti per la maggior parte dell’anno, lontano da altre centrali elettriche. Pur essendo una fonte aleatoria, rappresenta attualmente la più importante e promettente fonte alternativa a quelle convenzionali.
- **Energia Solare:** ottenuta dall’energia irraggiata dal sole verso la terra. Può essere sfruttata per mezzo della conversione fotovoltaica, che consente limitate produzioni

di energia elettrica (in corrente continua) utilizzabili in zone lontane da centri di produzione. Le centrali solari, per essere connesse alla rete elettrica, necessitano di opportuni convertitori DC/AC. Più conveniente è il suo utilizzo per il riscaldamento di acqua a bassa temperatura (circa 60°C); possibile anche il riscaldamento dell'acqua ad alta temperatura concentrando per mezzo di specchi parabolici, la luce su adeguati "bollitori". Anche in questo caso la regolarità della produzione è fortemente condizionata dalle condizioni atmosferiche e stagionali.

- **Energia delle Biomasse:** ottenibile utilizzando razionalmente materiali di rifiuto prodotti da uomini, animali e vegetali per mezzo di una combustione diretta o per combustione dei prodotti gassosi della fermentazione (principalmente metano). Viene utilizzata per produrre energia elettrica o termica.

La maggior parte delle centrali di produzione sono connesse tra loro e con il sistema di trasmissione dell'energia, cosicché l'intera rete nazionale può essere vista come un unico carico, il cui fabbisogno di energia è variabile nel tempo secondo dei diagrammi di carico giornalieri, il cui andamento tipico è mostrato in **Figura 1.3**.



**Figura 1.3: Esempio di diagramma di carico giornaliero. (A) carico di punta; (B) Carico di base; (C) eccedenze**

L'andamento del diagramma di carico varia a seconda della stagione considerata, tuttavia esso presenta sempre due massimi (punte di carico) ed un minimo notturno. Ponendo in ascisse il tempo e in ordinate la potenza richiesta, l'area del diagramma di carico rappresenta l'energia giornaliera richiesta.

Il soddisfacimento della richiesta di energia viene ottenuto attraverso una suddivisione delle centrali di produzione a seconda del tipo di servizio svolto. Alcune di queste forniscono un servizio di tipo continuativo, in modo che sia sempre disponibile una potenza base  $P_B$ , mentre altre contribuiscono al soddisfacimento dei picchi di domanda. La scelta delle centrali che devono espletare il servizio di base o quello di punta avviene in base a criteri che possono essere così sintetizzati:

- Le centrali che hanno tempi di **messa in servizio piuttosto ridotti** (centrali idroelettriche a bacino, centrali termoelettriche a gas ecc), dell'ordine dei minuti, sono adatte all'espletamento del servizio di punta, che comporta frequenti distacchi ed inserzioni dell'impianto;
- Le centrali che hanno bisogno di **tempi di avviamento molto maggiori** (centrali termoelettriche con impianto a vapore), con costanti di tempo dell'ordine delle ore (crescente con la potenza) sono idonee al servizio di base, caratterizzato da un funzionamento continuo, anche se non sempre a potenza costante. (2)

#### **1.4 Sistema di trasmissione**

Il sistema di trasmissione nazionale è costituito da un complesso di linee, lungo le quali transita l'energia elettrica dai centri di produzione a quelli di consumo, ed un insieme di stazioni necessarie per la trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad uno inferiore, nonché dai sistemi di teleconduzione e controllo.

La rete di trasmissione italiana è caratterizzata dai seguenti livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150- 132-120 kV.

- Il sistema a 380 kV, interconnesso con il sistema elettrico europeo, costituisce la principale rete di trasporto che convoglia l'energia elettrica prodotta dalla maggior parte degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di trasformazione a livelli di tensione inferiori. Il collegamento tra i sistemi di produzione e di trasmissione avviene mediante trasformatori elevatori con rapporto di trasformazione fisso.
- Il sistema a 220 kV è alimentato da una percentuale non trascurabile di centrali e assolve in parte a funzioni di distribuzione in alta tensione. Il passaggio da un livello all'altro avviene grazie all'uso di trasformatori riduttori a rapporto variabile sotto carico, capaci di garantire la regolazione della tensione (rispetto a variazioni

aventi origini diverse). Queste stazioni di trasformazione prendono il nome di “cabine primarie”.

- Il sistema a 150-132-120 kV assolve il compito di distribuzione in alta tensione, alimentando le cabine primarie AT/MT o direttamente le utenze di grande potenza.

Gli principali elementi costitutivi della rete di trasmissione sono:

- i trasformatori AAT (altissima tensione) che prelevano l’energia dalle centrali elettriche nazionali (o dai punti di confine per l’energia importata);
- le linee di AAT e di AT (alta tensione) che trasportano l’energia;
- le stazioni di trasformazione che cedono l’energia alle società di distribuzione che, a loro volta (tramite società di vendita), portano l’elettricità nelle case e nelle fabbriche.

La funzione della rete di trasmissione è quella di effettuare lo scambio di energia elettrica tra due o più “nodi” molto distanti tra loro (ordine di diverse decine o qualche centinaio di chilometri). Le linee elettriche della rete sono di tipo trifase ed il valore (efficace della concatenata) della tensione convenzionalmente utilizzata per la trasmissione è pari a 380 kV.

## **1.5 Sistema di distribuzione**

Il sistema di distribuzione è costituito dalle infrastrutture e i servizi necessari al trasporto dell’energia elettrica dalle Cabine Primarie (CP) ai carichi. Valori di tensione tipici delle reti di distribuzione sono 15 kV e 20 kV, per la media tensione in Italia (molto variabili in altri Paesi, per es. 34.5 kV, 14.4 kV, 13.2 kV ecc.) e 380 V per la BT. In relazione al tipo di linea impiegato, le reti MT possono essere realizzate con conduttori nudi su palificazioni, con cavi sotterranei e con conduttori isolati aerei. Le reti realizzate con conduttori nudi sono più economiche; quelle in cavo presentano minori pericoli e disservizi, occupano minore spazio e possono essere preferite per motivi estetici. [3]

## **1.6 Reti di distribuzione in Media Tensione**

In questo capitolo verranno trattate con particolare dettaglio le reti di distribuzione in Media Tensione data la loro importanza nello studio proposto in questa tesi.

## **1.7 Considerazioni generali sulle reti di distribuzione MT**

In generale, per quanto riguarda la distribuzione, non è possibile ricorrere ad un unico tipo di rete MT per tutti i casi che si presentano in pratica. Ciò è dovuto alle diverse esigenze e

condizioni contingenti che si presentano localmente e che ne influenzano le scelte. Inoltre, si possono incontrare spesso distribuzioni di tipo misto, come ad esempio le reti magliate che provengono dall'interconnessione di reti radiali preesistenti.

Gli obiettivi che si cerca di conseguire nella realizzazione di una rete sono:

- Qualità del servizio
- Elasticità (possibilità di ampliamento dovuta ad aumenti di carico e/o acquisizione di nuova utenza)
- Semplicità ed economicità della costruzione

### **1.7.1 Qualità del servizio**

La qualità del servizio di distribuzione è caratterizzata da due fattori:

- Qualità della tensione sotto la quale viene erogata l'energia;
- Continuità del servizio, cioè la disponibilità dell'energia nel tempo presso gli utenti.

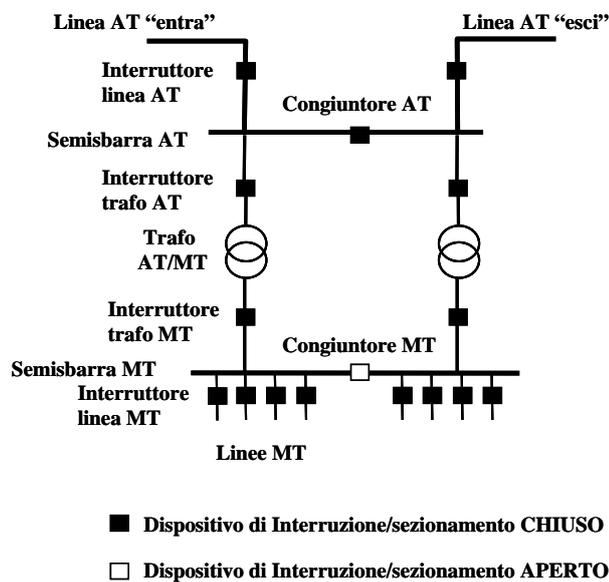
Gli elementi che definiscono la qualità del servizio sono: la costanza della frequenza, la purezza della forma d'onda (cioè la mancanza di armoniche di entità non trascurabile), l'assenza di squilibri (cioè di componenti inverso e omopolare) e come elemento più qualificante la regolarità, cioè la limitazione in banda, ristretta dello scarto fra tensione di rete e tensione nominale, con riferimento al significato economico che questo presenta per gli inconvenienti arrecati agli utenti. Anche la mancanza di continuità si traduce in un danno economico in dipendenza della frequenza e durata dei disservizi e del numero e delle caratteristiche degli utenti non alimentati.

### **1.7.2 Tipi di utenza**

Le utenze possono essere divise in tre categorie: *piccole*, *medie* e *grandi*. Alla *piccola* sono da attribuirsi le utenze di illuminazione, le artigianali, le rurali, la piccola forza motrice per potenza non eccedente i 100 kVA, dato che fino a tale valore si ritiene conveniente l'alimentazione in bassa tensione. Alla *media* appartengono le piccole e medie industrie, le forniture per i bisogni collettivi (scuole, alberghi, ospedali, centri abitati ecc.) con potenza inferiore a 5000 kVA che in genere si preferisce alimentare in media tensione. Le medie e grandi città e l'industria pesante vengono classificate nella *grande* utenza ed in genere sono servite da reti A.T. (3)

## 1.8 Struttura delle reti di distribuzione MT

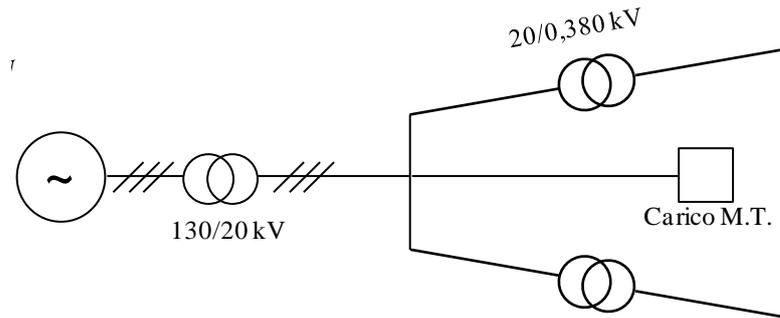
Le reti di distribuzione in media tensione sono alimentate dalle cabine di trasformazione AT/MT secondo lo schema in **Figura 1.4**. La trasformazione AT/MT avviene mediante due trasformatori per aumentare l'affidabilità complessiva. Nelle zone a elevato carico possono essere utilizzate cabine primarie con tre trasformatori. Nelle zone rurali o nelle zone di carico modesto s'impiegano cabine con un solo trasformatore, alimentate in "entra/esci" (cabina primaria ridotta) oppure in antenna (cabina primaria semplificata). I trasformatori sono collegati alla sbarra di MT, che può essere sezionata in due parti per mezzo di un congiuntore di sbarra.



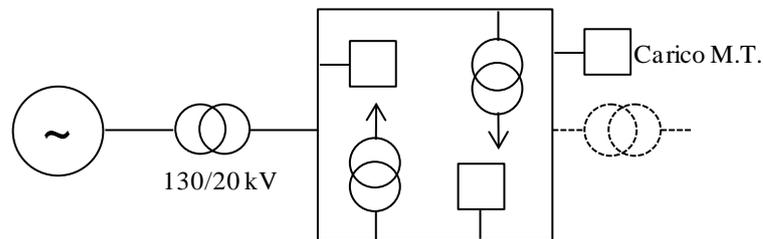
**Figura 1.4:** Schema elettrico di Cabina Primaria AT/MT collegamento entra-esce

Le due semisbarre MT sono normalmente separate, ma possono essere gestite con congiuntore chiuso in caso di guasto su uno dei trasformatori per ottenere l'alimentazione da un'unica macchina di tutte le linee in uscita, accettando un sovraccarico anche elevato, seppur per tempi brevi, della macchina che rimane in servizio.

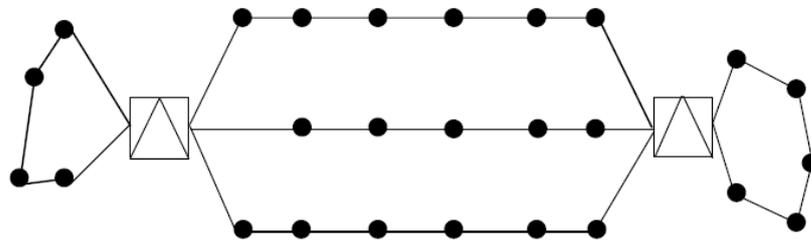
La gestione di questo tipo di reti è di tipo radiale (**Figura 1.5**), ma sono realizzate secondo schemi ad anello (**Figura 1.6**) o, più in generale, magliato (magliatura ottenuta mediante lati di contro-alimentazione aperti nel funzionamento ordinario).



**Figura 1.5: Rete radiale MT**



**Figura 1.6: Rete ad Anello MT**



**Figura 1.7: Rete Magliata**

L'accresciuta attenzione del distributore verso le interruzioni di lunga durata dovute a guasti sulla media tensione ha portato alla realizzazione di lati di contro alimentazione che permettono in molte situazioni l'alimentazione di emergenza di alcuni nodi di laterale. In ambito extraurbano le reti di distribuzione sono essenzialmente ad albero, spesso dimensionate a sezione decrescente da monte verso valle (linea telescopica) ed in generale non rialimentabili. Nella pratica però questa situazione è circoscritta solamente alle reti di MT destinate all'elettrificazione rurale mentre per le altre linee si cerca di adottare uno schema a dorsali e laterali con contro-alimentazioni sulle dorsali e sulle laterali principali. Per quanto riguarda la loro struttura topologica, in molti casi le reti di distribuzione italiane sono realizzate con strutture che già possiedono, per ragioni di affidabilità, un grado più o

meno elevato di magliatura. Escluse però brevi condizioni di funzionamento temporaneo, che si verificano in occasione di guasti o di interventi di manutenzione durante le operazioni di cambiamento dei punti di sezionamento, esse sono comunque gestite radialmente.

In modo particolare, in ambito urbano è adottato uno schema a congiungenti in cui tutti i nodi della congiungente che collega due diverse Cabine Primarie, o due sbarre distinte della stessa CP, sono posti in “entra-esce” ed in emergenza possono essere totalmente rialimentati usando una delle due sorgenti disponibili. La gestione di questo tipo di reti è comunque sempre radiale (rami di contro alimentazione aperti). Lo schema a congiungenti è nella maggior parte dei casi implementato in modo ibrido, così da avere nella congiungente solamente i nodi prioritari (nodi di dorsale) totalmente rialimentabili, mentre i nodi di secondo livello (nodi di laterale), alimentati a partire da quelli di dorsale secondo tipici schemi ad albero, non sono in generale completamente rialimentabili.

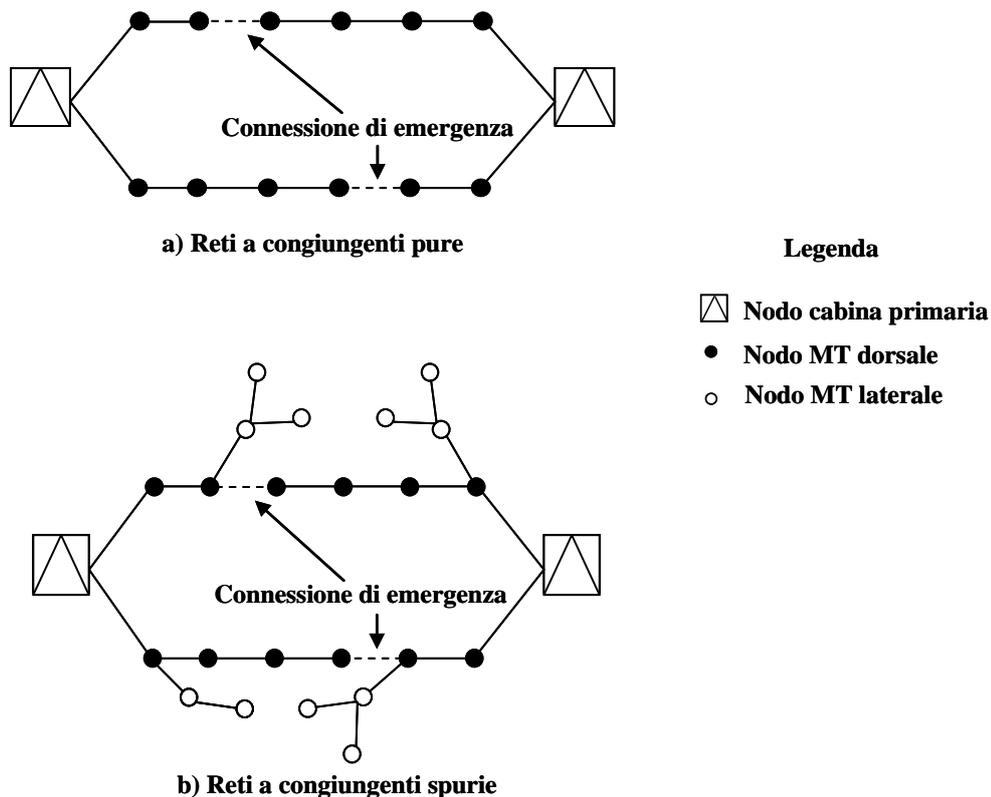


Figura 1.8: Schemi di rete a congiungenti

Le reti a congiungenti, possono essere classificate secondo le due principali tipologie:

1. le “reti a congiungenti pure” (**Figura 1.8.a**) hanno nella congiungente solamente i nodi prioritari (nodi di dorsale) totalmente rialimentabili e sono prive dei collegamenti di laterale (reti ad anello); trovano il loro impiego nelle aree urbane e nelle aree contraddistinte da una forte densità di carico;
2. le “reti a congiungenti spurie” (**Figura 1.8.b**) sono invece caratterizzate da nodi MT di dorsale (nodi prioritari della totalmente rialimentabili) collegati in entra-esca i quali possono alimentare linee secondarie che interconnettono nodi di laterale, in generale secondo uno schema di tipo radiale e non rialimentabili, mentre le dorsali sono totalmente rialimentabili da due cabine primarie distinte o dalla stessa cabina primaria; queste strutture trovano impiego in aree con bassa densità di carico (alimentazione di piccoli centri e zone urbanizzate sparsi nel territorio).

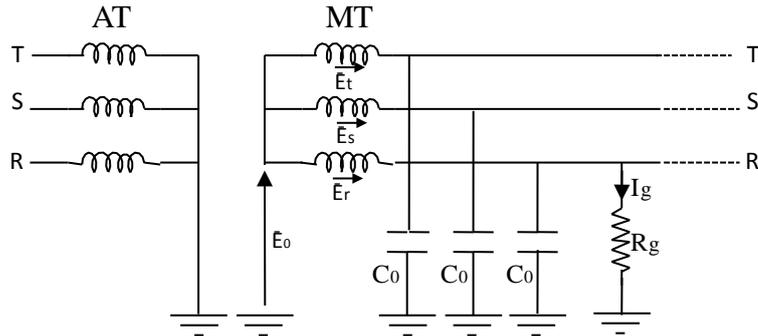
Nelle reti a congiungenti gestite radialmente è possibile spostare il sezionamento della congiungente in relazione ai carichi ed in corrispondenza dei guasti, ottenendo in questo modo un'affidabilità nella continuità del servizio migliore di quella conseguibile nelle reti radiali arborescenti [3].

## 1.9 Stato del neutro nelle reti elettriche di distribuzione MT

Nelle reti di distribuzione in MT il *neutro* rappresenta il conduttore che fa capo al centro stella del trasformatore (o trasformatori) AT/MT presente in cabina primaria (lato MT). La *terra* rappresenta un conduttore costantemente presente. I conduttori di fase del sistema trifase devono essere adeguatamente isolati rispetto ad essa. Nel normale esercizio in regime sinusoidale simmetrico, il neutro come sopra definito si trova al potenziale di terra e pertanto le correnti e le tensioni in gioco non mutano, sia il neutro isolato da terra o collegato a terra. In condizioni perturbate, durante i cortocircuiti dissimmetrici a terra, il regime delle tensioni e delle correnti a terra è invece totalmente diverso secondo lo stato del neutro. Si dice che una rete ha il *neutro direttamente a terra* quando il neutro è collegato ad un dispersore di terra di bassa resistenza tramite un conduttore di impedenza trascurabile. Quando non vi sono intenzionali collegamenti a terra del neutro, cioè i centri stella dei trasformatori sono isolati da terra, si dice che la rete ha il *neutro isolato da terra*. Oltre alle due condizioni di stato del neutro sopra definite, sono impiegate anche altre soluzioni intermedie, che consistono nel collegare il centro stella ad un dispersore di terra con l'interposizione di un'impedenza. Quest'ultima può essere una resistenza, una reattanza induttiva (bobina di Petersen), oppure il parallelo di una reattanza induttiva e di una resistenza. Si dice allora che la rete ha il *neutro compensato*. [9]

### 1.9.1 Neutro isolato

Nelle reti esercite con neutro isolato il “collegamento elettrico” con la terra è costituito soltanto dalle capacità verso terra dei componenti in tensione (prevalgono le capacità omopolari delle linee e dei cavi), e dagli eventuali apparecchi di misura e protezione collegati tra le fasi e terra (trasformatori di tensione, scaricatori di sovratensione). Questi apparecchi hanno alla tensione di esercizio impedenze elevate, molto maggiori delle impedenze trasversali capacitive delle linee (**Figura 1.9**).



**Figura 1.9: Rete MT a neutro isolato**

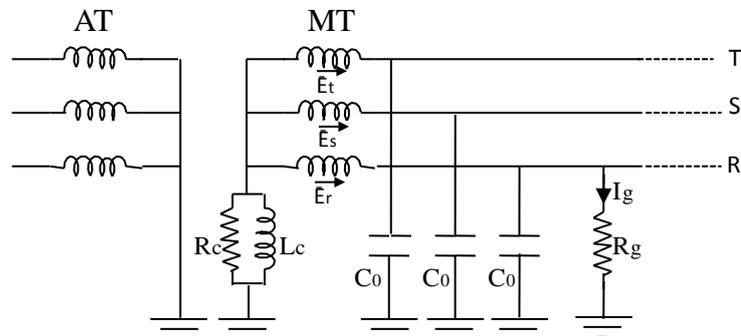
Nelle reti di limitata estensione esercite con neutro isolato la corrente di guasto monofase a terra è piccola, mentre sono elevate e difficilmente predeterminabili le sovratensioni di origine interna.

Con questo tipo di struttura, i guasti monofase a terra presentano una rilevazione abbastanza critica, in corrispondenza dei valori spesso molto modesti della corrente di guasto, e una difficile localizzazione della linea guasta in una rete estesa. L'adozione di relè varmetrici direzionali alimentati, tramite riduttori, dalla tensione omopolare del sistema e installati su ogni partenza permette di dare una soluzione quasi generale al problema. [9] [42]

### 1.9.2 Neutro compensato

Nelle reti di distribuzione in MT esercite con neutro compensato la connessione del centro stella dei trasformatori AT/MT a terra avviene tramite il parallelo di una bobina di compensazione (bobina di Petersen) e di una resistenza. L'inventore di questa soluzione fu Waldemar Petersen e la sua prima applicazione venne realizzata nel 1917 a Ludwigsburg (Germania) in una rete a 10 kV. Vi sono varie modalità di realizzare la messa a terra del neutro tramite impedenza, in funzione delle protezioni contro i guasti a terra delle linee MT e del tempo di eliminazione del guasto a terra. La tipica soluzione ENEL per il sistema di neutro a terra risonante è: Bobina Mobile e Resistori, Controllore di Bobina e Dispositivo di Monitoraggio dell'Isolamento. Ciò consente di adottare protezioni di terra

direzionali Wattmetriche, coniugando la rapidità di selezione e di eliminazione del guasto con bassi valori di correnti di guasto negli impianti di terra (**Figura 1.10**).



**Figura 1.10: Rete MT a neutro compensato**

Dopo la regolazione imposta dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas a partire dal 2000 relativa alla durata cumulata delle interruzioni lunghe per i clienti BT, ENEL decise di adottare la messa a terra del neutro tramite bobine di Petersen in maniera generalizzata. L'ultima versione del piano prevede l'installazione di bobine su tutte le sbarre MT di CP esercite a 9 kV, 10 kV, 15 kV e 20 kV. [41]

Il neutro connesso a terra tramite impedenza permette di conseguire i seguenti benefici:

- aumentare la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase evitando l'apertura dell'interruttore di linea;
- inibire il riadescamento dei guasti e quindi ridurre le interruzioni lunghe;
- ridurre il numero, l'ampiezza, la durata delle sovratensioni sostenute;
- ridurre i rischi dell'arco intermittente;
- limitare la corrente di guasto monofase a terra facilitando la realizzazione degli impianti di terra delle cabine MT/BT;
- Incrementare la sensibilità per i guasti a terra ad alta resistenza

### **1.10 Realizzazione delle reti di distribuzione MT**

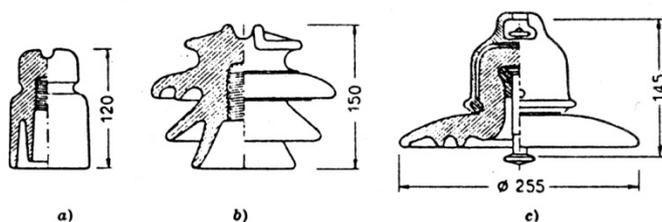
Le reti MT possono essere realizzate con conduttori nudi su palificazioni o con cavi sotterranei; le reti realizzate con conduttori nudi sono più economiche; mentre quelle realizzate in cavo, a fronte del maggior costo, presentano minori disservizi ed occupano uno spazio minore.

### 1.10.1 Linee aeree

Le linee con conduttori nudi sono impiegate per la distribuzione aerea dell'energia elettrica tipicamente nelle zone rurali o a bassa densità di carico.

Esse sono costituite principalmente dai seguenti elementi fondamentali:

1. I conduttori di potenza, che servono per il trasferimento dell'energia e che sono tesi nell'aria. Si usano normalmente fili e corde di rame e, soprattutto per AT, corde bimetalliche alluminio-acciaio. Queste ultime sono composte da un'anima in corda di acciaio, avente essenzialmente funzione di resistenza meccanica, e da un mantello esterno costituito da uno o più strati di alluminio avvolti a spirale. Rispetto alle prime, a parità di conducibilità elettrica, hanno un più elevato carico di rottura (1,7 volte maggiore), un minor peso per km (70% minore), ed un maggior diametro esterno (1,4 volte maggiore). L'impiego di alluminio richiede particolari precauzioni nella posa e nell'esecuzione dei giunti.
2. Gli isolatori, che sostengono meccanicamente e isolano verso il sostegno i conduttori di potenza. Quelli adottati per le linee aeree vengono costruiti in porcellana o in vetro e possono essere rigidi oppure a catena.



**Figura 1.11: Isolatori per linee aeree: a) Isolatore per bassa tensione b) Isolatore per 15 kV c) Elemento di isolatore a catena**

3. I sostegni, che svolgono una funzione di sostegno degli isolatori e dei conduttori di potenza. Quelli adottati normalmente in Italia sono in traliccio d'acciaio o in cemento armato; nelle nazioni ricche di legname a fusto alto e diritto si usano anche sostegni di legno.

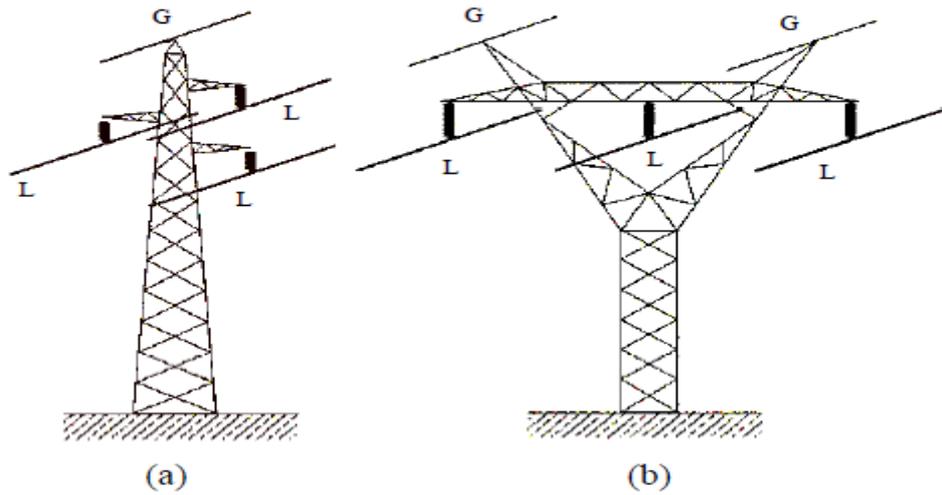


Figura 1.12: Sostegni a traliccio per linee MT (a) e linee AT (b)

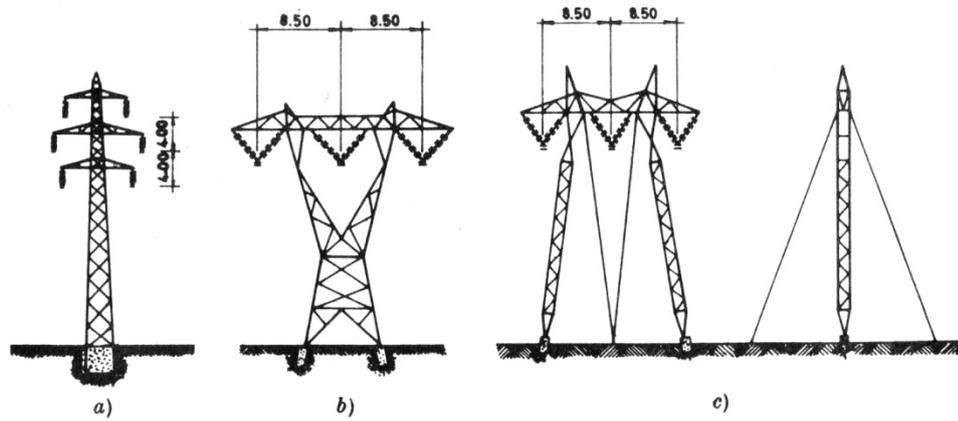


Figura 1.13: a) Palo a traliccio per linea 130 kV a due terne; b) Palo a traliccio ad Y per linea a 380 kV; c) Sostegno strallato per linea a 380 kV

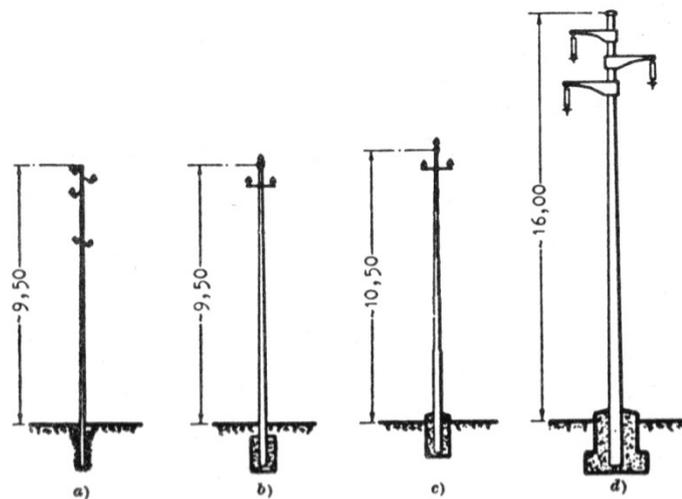


Figura 1.14: Sostegni a stelo: a) Palo in legno per linea a 15 kV; b) Palo in cemento armato centrifugato per linea a 15 kV; c) Palo in acciaio tubolare per linea a 15 kV; d) Palo in cemento armato centrifugato per linea a 60 kV

### **1.10.2 Linee in cavo**

Le linee in cavo sono impiegate in media tensione nei centri urbani per la distribuzione sotterranea dell'energia elettrica. Esse sono costituite dai cavi e dagli accessori di raccordo che permettono di collegare il cavo a una linea aerea o a un sistema di sbarre (accessori di estremità) o due tratti di cavo tra di loro (giunzioni). Il cavo, a sua volta è costituito da tre elementi fondamentali:

1. uno o più conduttori, che servono per il trasferimento dell'energia;
2. un isolante solido, che garantisce l'isolamento;
3. una guaina di protezione.

Inoltre, in alcuni casi, è possibile avere un'armatura di protezione meccanica e opportuni schermi costituiti da materiale semiconduttore o metallico, necessari a livellare le irregolarità superficiali dei conduttori (evitando, così, amplificazioni localizzate del campo elettrico) o a uniformare le linee del campo elettrico all'interno del materiale isolante.

### **1.11 Circuiti Equivalenti delle Linee di Distribuzione MT**

Dal punto di vista teorico, ciascun conduttore di una linea è caratterizzabile attraverso quattro parametri elettrici (resistenza, induttanza, capacità e conduttanza) detti anche costanti primarie o parametri di servizio; tali parametri, opportunamente calcolati e combinati tra loro, entrano a far parte di tutti i circuiti equivalenti che possono essere impiegati per rappresentare una linea nelle varie condizioni di funzionamento in cui essa si può trovare.

Nelle ipotesi di linee trasposte o di conduttori disposti in modo simmetrico (ai vertici di un triangolo equilatero) il sistema trifase di distribuzione MT può essere rappresentato mediante un semplice circuito monofase (a  $\Gamma$  o  $\pi$ ). I parametri del circuito equivalente – induttanza, capacità, resistenza e conduttanza di servizio – permettono di considerare con un modello monofase gli effetti indotti su una fase del sistema dalla circolazione di corrente nelle altre due fasi (ad es. l'induzione nella generica fase  $a$  è studiata mediante l'autoinduttanza di servizio che tiene implicitamente conto dei mutui accoppiamenti). Questa rappresentazione monofase costituisce un modello corretto del sistema trifase solamente se la terna delle correnti è pura (somma nulla) ed il sistema gode di simmetria geometrica. La prima condizione è automaticamente verificata nei sistemi a tre fili, ovvero è sempre verificata nel sistema italiano in assenza di guasti.

I valori dei parametri di servizio delle linee aeree presentano valori differenti rispetto alle linee in cavo, poiché nei cavi è necessario tener conto che:

- le interdistanze tra i conduttori sono molto piccole;
- le distanze tra i conduttori ed il terreno sono molto piccole;
- l'isolante impiegato è diverso dall'aria ed ha, quindi, una costante dielettrica ben maggiore di quella dell'aria stessa e può essere sede di perdite dielettriche di entità comparabile alle perdite per effetto Joule;
- vi sono correnti parassite nelle guaine o armature metalliche;
- le correnti omopolari si possono richiudere anche nelle guaine e nelle armature metalliche, oltre che attraverso il terreno.

Si richiama brevemente nel seguito il significato dei diversi parametri elettrici  $r$ ,  $l$ ,  $g$ ,  $c$ .

La resistenza di servizio  $r$  tiene conto delle perdite per effetto Joule dovute al passaggio di corrente nel conduttore. In particolare, i materiali utilizzati per la realizzazione dei conduttori di una linea elettrica, generalmente rame o alluminio, sono caratterizzati da una propria resistività, il cui valore dipende dal tipo di materiale ed aumenta all'aumentare della temperatura.

Inoltre nelle linee in cavo è necessario considerare un incremento della resistenza per il maggior peso dell'effetto pelle (skin effect) e per l'incidenza delle dissipazioni di potenza attiva causate dalle correnti parassite nelle guaine e negli schermi metallici.

La resistenza di servizio è definita solitamente con riferimento a un km di linea e si esprime pertanto in  $\Omega/\text{km}$ .

L'induttanza di servizio  $g$  tiene conto dei flussi magnetici che si concatenano tra i conduttori della linea elettrica. Come noto dall'Elettrotecnica, infatti, la corrente alternata sinusoidale che percorre ciascun conduttore di una linea elettrica dà luogo a un flusso magnetico che induce forze elettromotrici (f.e.m.) nel conduttore stesso e nei conduttori vicini; tali f.e.m. si oppongono alla causa che le ha generate ed equivalgono, pertanto, a cadute di tensione lungo i conduttori stessi. Attribuendo all'unità di lunghezza dei conduttori opportuni coefficienti di auto e mutua induzione è possibile tener conto di questi fenomeni. In particolare, si introduce un coefficiente fittizio di autoinduzione (coefficiente di autoinduzione apparente o induttanza apparente) che sostituisce, in termini di effetti causati sui conduttori, i coefficienti di auto e mutua induzione. Con l'introduzione di tale parametro è possibile disaccoppiare i vari conduttori che costituiscono una linea elettrica

cosicché il comportamento di ciascuno di essi dipende dalla sola corrente che lo percorre e non dalle correnti che interessano gli altri conduttori.

Perché i conduttori di una linea elettrica si trovano ad un certo potenziale rispetto al terreno e tra essi, e sono immersi in un isolante che è l'aria (conduttori nudi) o altro dielettrico (cavi elettrici), esistono accoppiamenti capacitivi tra tutte le coppie di conduttori presenti e tra ciascun conduttore e il terreno. Questi accoppiamenti capacitivi possono essere messi in conto introducendo opportune capacità tra le coppie di conduttori e tra ciascun conduttore ed il terreno.

Solitamente è spesso conveniente attribuire a ciascun conduttore un unico condensatore, la cui capacità  $c$ , detta capacità apparente, porti in conto contemporaneamente gli accoppiamenti capacitivi tra il conduttore in esame e gli altri conduttori e tra esso e il terreno in modo da disaccoppiare i vari conduttori che costituiscono la linea elettrica cosicché il comportamento di ciascuno di essi dipende dal solo potenziale a cui si trova e non da quello degli altri conduttori.

La conduttanza di servizio tiene conto dei fenomeni dissipativi che si hanno negli isolatori e nell'aria che circonda i conduttori stessi; il fenomeno che regola questo secondo tipo di dissipazione viene denominato effetto corona. Nel caso di linee in cavo le perdite di potenza attiva legate alla tensione di esercizio sono completamente diverse da quelle viste per le linee con conduttori nudi; nel caso in esame, infatti, si riscontrano conduzioni attraverso l'isolante e perdite dielettriche nell'isolante.

### **1.12 Dati Tecnici dei Conduttori per Linee MT**

I dati di riferimento per conduttori utilizzati normalmente per le linee di MT sono stati ricavati considerando per le linee aeree conduttori nudi, unificati Enel di uso prevalente, del tipo a corda realizzati in alluminio-acciaio oppure rame, secondo le sezioni normalizzate in **Tabella 1.2**.

Il valore della portata al limite termico è riferito ad una temperatura di esercizio di 110 °C .

**Tabella 1.2: Caratteristiche elettriche dei conduttori nudi**

Conduttori nudi					
Materiale	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Portata (A)	Resistenza a 20 ° C (Ω/km)	Reattanza (Ω/km)	Capacità (μF/km)
Alluminio-Acciaio	150	350	0,23	0,34	0,01
Rame	70	280	0,27	0,40	0,01
Rame	35	190	0,52	0,43	0,01
Rame	16	105	1,11	0,42	0,08

Per quanto riguarda i cavi utilizzati per le linee elettriche MT essi sono principalmente del tipo:

- cavi di tipo tripolare ad elica con conduttori in alluminio, aventi isolamento estruso (HEPR o XLPE), con schermo in rame avvolto a nastro sulle singole fasi, impiegati per linee interrate;
- cavi aerei di tipo tripolare ad elica avvolti su fune portante in acciaio di sezione 50 mm<sup>2</sup> e conduttori in alluminio, impiegati in linee aeree.

I dati tecnici di riferimento sono riportati nella **Tabella 1.3**.

**Tabella 1.3: Caratteristiche elettriche dei cavi unificati Enel di uso prevalente**

Cavi per linee MT						
Tipo Posa	Materiale	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Portata (A)	Resistenza a 20 ° C (Ω/km)	Reattanza (Ω/km)	Capacità (μF/km)
Interrato	Alluminio	185	360	0,164	0,115	0,47
Interrato entro tubo	Alluminio	185	324	0,164	0,115	0,47
Aereo	Alluminio	150	340	0,206	0,118	0,42
Aereo	Alluminio	95	255	0,320	0,126	0,35

I valori riportati in tabella 2.1 e 2.2 sono stati impiegati nel presente studio per simulare i vari tratti di rete test in MT.

### 1.13 Guasti

I vari tipi di guasto riportati nel seguito di questo capitolo rappresentano diverse condizioni anormali di funzionamento del sistema elettrico. Quelle che normalmente vengono prese in considerazione sono legate a scostamenti significativi dei valori della frequenza, delle correnti (sovracorrenti) o delle tensioni (sovratensioni), rispetto ai valori che garantiscono il buon funzionamento del sistema.

### 1.14 Transitori

Il termine *transitorio* ha avuto un lungo impiego nell'analisi delle variazioni nei sistemi di potenza per definire un *evento indesiderabile*, momentaneo e di breve durata. L'oscillazione smorzata dovuta ad un circuito RLC è probabilmente il primo esempio che viene in mente quando si pensa ad un transitorio. Un'altra definizione comunemente usata è: “*quella parte del cambiamento di una variabile che avviene durante la transizione da una condizione di funzionamento ad un'altra*”. Quest'ultima definizione può essere usata per la descrizione di qualcosa d'insolito che avviene in un sistema di potenza. I transitori si dividono in due categorie: *transitori impulsivi* e *oscillatori*, in base alla forma d'onda di tensione o corrente che determinano. [1]

I *transitori impulsivi* sono caratterizzati da improvvisi cambiamenti unidirezionali di tensione e/o corrente. Il loro andamento è normalmente caratterizzato da un tempo di salita molto breve, in cui la grandezza elettrica (tensione o corrente) raggiunge il valore di picco, e da un tempo di decadimento più lungo in cui il valore della grandezza arriva ad essere nullo. La causa più comune di questo fenomeno è la scarica diretta o indiretta del fulmine: il raggiungimento del valore massimo (negativo) di corrente avviene in un tempo molto inferiore rispetto all'annullarsi dell'evento. Un fenomeno di questo genere, solitamente non si propaga fino a punti molto distanti dal luogo di caduta del fulmine, tuttavia può alterare la normale frequenza del sistema di distribuzione, dando talvolta origine a transitori di tipo oscillatorio. I transitori impulsivi generati da scariche atmosferiche, provocano danni a tutti gli utenti che utilizzano apparecchiature elettroniche ad elevata sensibilità.

Il *transitorio oscillatorio* è definito come un improvviso, non frequente cambiamento di tensione e/o di corrente, che comprende valori di polarità negative e positive delle grandezze su cui agisce. Quest'evento consiste in un rapido cambiamento di polarità del valore istantaneo della tensione o della corrente, che oscilla attorno al proprio valore nominale. Il transitorio d'oscillazione è caratterizzato dal contenuto spettrale, dalla durata e

dall'ampiezza. In base al livello di frequenza che caratterizza l'oscillazione, si definiscono transitori ad alta, a media e a bassa frequenza. [46]

I transitori oscillatori con frequenza primaria maggiore di 500 kHz ed una durata tipica di qualche millisecondo sono considerati ad alta frequenza e sono spesso l'effetto di una reazione locale del sistema ad un transitorio impulsivo.

I transitori oscillatori con componente primaria di frequenza compresa tra 5 e 500 kHz con durata di qualche decimo di secondo sono definiti transitori in media frequenza. La causa principale può essere l'inserzione di un banco di condensatori che, immettendo in rete energia, crea oscillazioni di corrente con frequenza di qualche decina di kHz. Anche la richiusura di una linea a seguito dell'intervento di dispositivi di protezione può produrre oscillazioni della stessa frequenza. Le oscillazioni di media frequenza, come quelle ad alta frequenza, possono essere originate da transitori impulsivi.

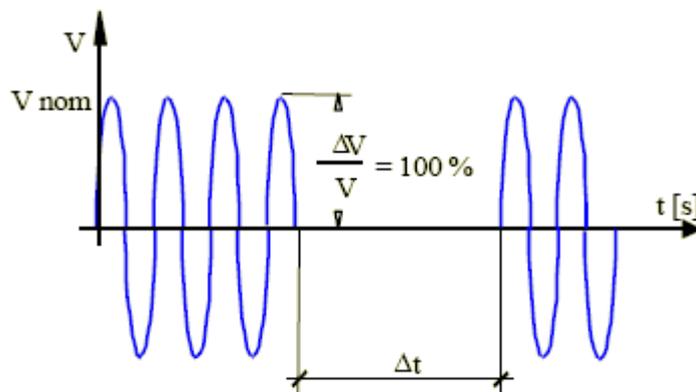
Un transitorio con componente primaria di frequenza inferiore ai 5 kHz e durata dai 0.3 ai 50 millisecondi è considerato un transitorio a bassa frequenza.

### **1.15 Buchi di tensione**

Un *abbassamento o buco di tensione* è una diminuzione tra 0.1 e 0.9 p.u. del valore efficace della tensione nominale, alla frequenza industriale di 50 Hz e per una durata che va dai 10 ms (0.5 cicli) ad un massimo di 1 minuto. Il buco di tensione è pertanto un disturbo “*bidimensionale*”, definito sia dalla sua durata, sia dalla sua profondità definita come differenza tra la tensione minima durante il buco e la tensione nominale o dichiarata. Esso viene classificato come un evento, indipendentemente dalla sua forma e dal numero di fasi coinvolte e questo perché gran parte delle utenze industriali e commerciali ricevono un'alimentazione trifase ma anche installazioni monofase possono includere apparecchiature sensibili al detto fenomeno. Per molti anni, la comunità scientifica che si è occupata di PQ ha definito con il termine “*sag*” una diminuzione della tensione di breve durata; nonostante l'uso di questo nome non fosse stato ben ufficializzato, nel tempo è diventato di uso comune anche tra gli enti distributori, i produttori e l'utenza. Il nome usato dalla IEC per definire questo evento è “*dip*”, ma i due nomi, ormai, hanno lo stesso significato. I buchi di tensione sono originati da guasti del sistema, ma possono essere causati da accensione di pesanti carichi o avviamento di grossi motori.

## 1.16 Interruzioni

Quando il valore della tensione applicata sul carico diminuiscono fino a raggiungere un valore inferiore al 1% del loro valore nominale si è in presenza di un'interruzione (**Figura 1.15**). Le interruzioni possono essere causate da guasti del sistema elettrico, da guasti di apparecchiature o anche dal mal funzionamento dei sistemi di controllo; possono essere casuali, se intervengono in un istante qualsiasi, o previste se sono dovute ad operazioni di manutenzione programmate. Questi eventi vengono definiti in base alla durata misurata dall'istante in cui l'ampiezza della grandezza elettrica diviene inferiore al 1% di quella nominale. La durata dipende dal tempo di ripristino dell'alimentazione, che a sua volta dipende dal tipo di dispositivo di protezione usato.



**Figura 1.15: Interruzione di tensione**

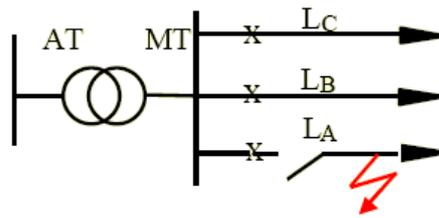
Questo tipo di fenomeni verranno trattati in modo più ampio nel seguito, ma come prima definizione possiamo suddividere le interruzioni in:

- *lunghe*: indicano un particolare fenomeno del sistema elettrico, spesso legato all'uso del termine "outage" o fuori servizio. L'assenza dell'alimentazione, per una durata superiore ai 3 minuti, è dovuta solitamente a guasti permanenti, che rendono necessario l'intervento di operai specializzati per ripristinare il corretto esercizio del sistema. Il termine outage, come definito nello Standard IEEE 1008, non è riferito ad un fenomeno preciso, ma piuttosto è legato allo stato di un componente del sistema che non funziona come dovrebbe. Un fuori servizio allora potrebbe essere rappresentato come un'interruzione dell'alimentazione causata da un guasto o dal fuori servizio di un componente primario della rete, come un trasformatore o una stazione di generazione. Le cause principali che determinano le lunghe interruzioni sono da attribuire a tre fenomeni in particolare:

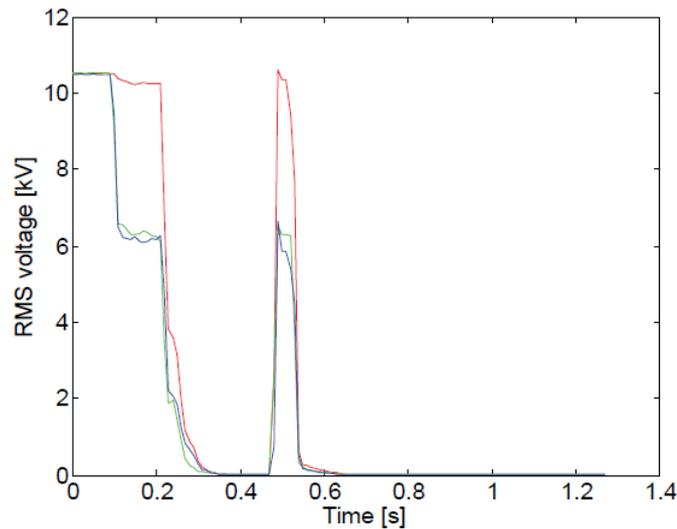
- *guasti che si verificano nel sistema di potenza*: tipicamente corto circuiti e sovraccarichi, che fanno intervenire le protezioni causando l'interruzione dell'alimentazione per gli utenti;
- *errati interventi di relè di protezione*;
- *operazioni di manutenzione*.

Le conseguenze che si manifestano a seguito di una lunga interruzione, dipendono dal modo in cui è esercita la rete. Una configurazione magliata presenta un certo grado di ridondanza, al contrario una configurazione radiale ne è totalmente priva. La durata delle interruzioni dovute a guasti in un sistema magliato, dipende dalla velocità dei sistemi di controllo e di protezione nell'individuare il guasto e commutare l'alimentazione verso un percorso alternativo. In un sistema elettrico privo di ridondanza, le interruzioni dovute all'intervento delle protezioni producono danni per i numerosi utenti ad esso connessi, che rimangono isolati e privi di alimentazione.

- *brevi*: causate da guasti presenti nel sistema di potenza, per esempio transitori di corto circuito generati da fulminazioni, da difetti di isolamento dovuti a depositi d'impurità o di salsedine sulle catene di isolatori o comunque, da tutti quei fenomeni che producono correnti di guasto elevate che riducono rapidamente il valore della tensione, richiedendo l'intervento delle protezioni. Si tratta, in genere, di guasti autoestinguenti o di transitori di corto circuito. Per spiegare il fenomeno delle interruzioni brevi si consideri la **Figura 1.16**, in cui sono rappresentati tre feeder LA, LB e LC collegati ad una sbarra in MT: un corto circuito nella dorsale LA, causa l'intervento dell'interruttore di protezione a monte del punto di guasto. Il tempo di intervento della protezione è molto breve, e la sua richiusura avviene entro qualche secondo. Se il guasto sulla linea persiste, l'interruttore si riapre nuovamente, richiudendosi dopo un tempo maggiore rispetto al tempo della prima richiusura. Se il guasto, al terzo intervento, non si fosse ancora estinto, l'intervento dell'interruttore sarebbe permanente, causando un'interruzione lunga ai carichi alimentati dalla linea, in caso contrario il sistema riprenderebbe il normale esercizio (**Figura 1.17**).



**Figura 1.16: Schema di rete di distribuzione**



**Figura 1.17: Interruzioni brevi multiple causate da un guasto e successive richiuse senza successo**

Gli interventi ripetuti dell'interruttore provocano, sulle utenze della linea interessata dal guasto brevi interruzioni dell'alimentazione, ma anche le utenze alimentate dalle altre due linee risentono del guasto e degli interventi ripetuti delle protezioni. Durante il guasto vengono prodotte delle correnti elevate, che determinano notevoli cadute di tensione anche sulle linee  $L_B$  e  $L_C$  e, di conseguenza, sulle sbarre in cui si attestano i carichi alimentati.

### **1.17 Sovratensioni**

Una *sovratensione* è l'aumento del valore efficace della tensione AC oltre il 110% del valore nominale, alla frequenza industriale, per una durata maggiore di 1 minuto. E' un evento causato solitamente dal distacco di carichi o dall'inserzione di banchi di condensatori.

I valori delle tensioni nei punti di un sistema elettrico sono compresi, in condizioni di funzionamento normale, e cioè in assenza di perturbazioni significative, entro un intervallo abbastanza ristretto ( $\pm 5\% \div \pm 10\%$ ) attorno alla tensione nominale. Per contro, in condizioni di funzionamento anormali, sia in regime permanente sia in transitorio, il valore della tensione tra due fasi o tra una fase e la terra può superare, in certi punti del sistema e

per tempi più o meno lunghi, i valori di tensione previsti nel funzionamento normale; in tal caso si hanno, nei punti in questione, le sovratensioni.

In base alla loro origine le sovratensioni si suddividono in due categorie:

- sovratensioni di origine interna, che derivano da cause connesse con l'esercizio del sistema;
- sovratensioni di origine esterna, che sono essenzialmente dovute a fenomeni atmosferici.

Le sovratensioni di origine interna hanno una ampiezza che dipende dalla tensione nominale dell'impianto in cui si manifestano; quelle di origine esterna sono caratterizzate, invece, da ampiezze indipendenti dalla tensione nominale del sistema.

Una ulteriore classificazione delle sovratensioni, spesso impiegata, le suddivide in:

- sovratensioni atmosferiche;
- di manovra;
- sostenute.

Le sovratensioni atmosferiche sono dovute a fenomeni di induzione o a fulminazione diretta e sono caratterizzate da onde impulsive unidirezionali di breve durata. Tra le cause precedentemente evidenziate assume una importanza fondamentale la fulminazione delle linee aeree con conduttori nudi, per le sollecitazioni particolarmente intense che ad essa si accompagnano. A seguito di tale evento si generano nella linea colpita delle onde migranti che si propagano lungo la stessa quasi con la velocità della luce, secondo leggi di propagazione che possono essere ricavate dallo studio dei circuiti elettrici equivalenti delle linee. L'ampiezza iniziale di tali onde dipende naturalmente dalla quantità di carica che il fulmine scarica sulla linea, e, quindi, dalla durata e dall'intensità del fulmine stesso. Questo tipo di sovratensione può raggiungere valori elevatissimi e costituisce un grave pericolo per gli impianti; in particolare per le linee aeree si possono raggiungere tensioni di picco dell'ordine di 1000 kV con correnti, durante le scariche, che possono toccare i 200 kA, mentre la durata del fenomeno è al più di qualche centinaio di  $\mu$ s. Le sovratensioni di manovra sono, in genere, dovute all'apertura o alla chiusura degli interruttori. Rientrano in tale categoria le sovratensioni dovute all'interruzione di correnti induttive, sia di elevato che di limitato valore, all'interruzione di correnti capacitive (apertura di impianti di rifasamento o di una linea a vuoto), e quelle dovute alla chiusura degli interruttori per la messa in tensione delle linee. A volte si distinguono in normali ed anormali, a seconda che il loro valore di picco sia non superiore o superiore del doppio del valore di riferimento della tensione di fase in funzionamento normale; il valore di riferimento per la tensione di

fase, se  $U_x$  è la tensione concatenata, si assume pari a  $v_{pr} = \frac{\sqrt{2}U_x}{\sqrt{3}}$ . Tali sovratensioni sono caratterizzate da onde oscillanti fortemente smorzate e possono essere considerate come impulsi unidirezionali di lunga durata.

Le sovratensioni sostenute sono, in genere, originate da eliminazione di guasti, da ferrorisonanza, da risonanza su armoniche e sono caratterizzate da onde oscillanti poco smorzate a frequenza industriale od armonica. La loro pericolosità è dovuta soprattutto all'alto contenuto energetico che le caratterizza. Le sovratensioni causano sollecitazioni anormali sugli isolamenti dei diversi componenti del sistema e possono provocare, come effetto secondario, corto circuiti. Esse, pertanto, comportano numerosi problemi quali, ad esempio, quello della scelta dei sistemi di protezione e del dimensionamento dell'isolamento dei vari componenti del sistema. [44]

### 1.18 Variazioni di tensione

Le variazioni di tensione si dividono in tre tipi: *variazioni di ampiezza*, *squilibri di tensione* e *fluttuazioni di tensione*. Essendo delle variazioni a regime sono sempre presenti, ma la loro gravità spesso è minore rispetto alla presenza di un particolare evento di quelli appena visti.

Le *variazioni dell'ampiezza di tensione* sono aumenti o riduzioni dell'ampiezza di tensione (**Figura 1.18**), causati dalla variazione del carico presente nel sistema di distribuzione, o da azioni dei trasformatori e commutazioni dei banchi di condensatori che possono seguire a variazioni del carico.

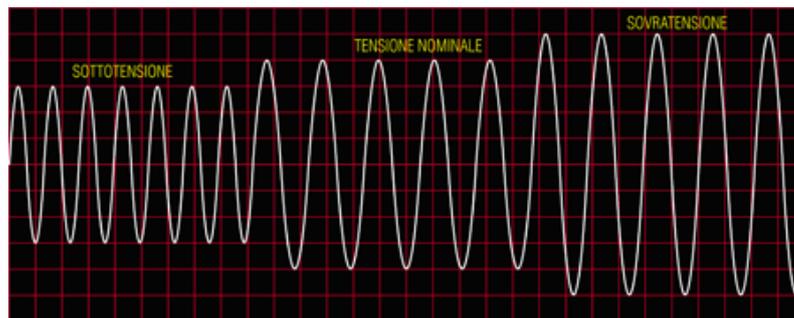


Figura 1.18: Variazioni di tensione

Lo *squilibrio di tensione* viene molto spesso definito come la massima deviazione dal valore medio delle tensioni trifase o delle correnti diviso il loro valore medio, espresso in percento. E' un fenomeno che si verifica nei sistemi trifase e può essere definito attraverso le componenti simmetriche [49]. Gli squilibri di tensione sono dovuti alla presenza dei

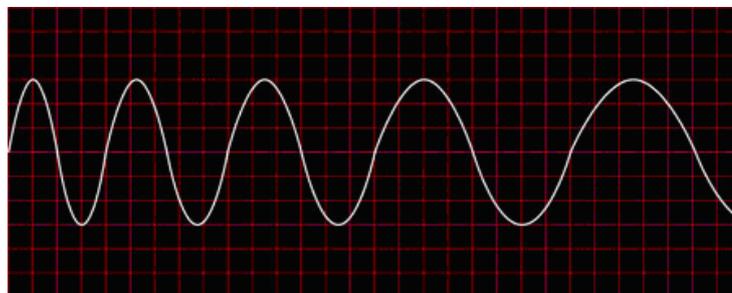
carichi monofase in circuiti trifase, ma anche all'intervento di un fusibile su un banco di condensatori. Un effetto che si manifesta sui carichi dei sistemi trifase, come ad esempio sui motori ad induzione, è l'eccessivo sviluppo di calore negli avvolgimenti che riduce l'efficienza e la richiesta di potenza.

Le *fluttuazioni di tensione*, o *flickers*, possono essere delle variazioni ripetitive e sistematiche della tensione, o una serie di variazioni casuali di tensione la cui intensità normalmente supera il limite specificato dagli standard ANSI C 84.1. Se le variazioni divengono rilevanti o raggiungono una frequenza critica, possono influenzare le prestazioni di un dispositivo. Le fluttuazioni sono causate da carichi che producono continui e rapidi cambiamenti della corrente. Il termine flicker ha avuto origine dall'effetto che le fluttuazioni di tensione producono sulle lampade, ossia la manifestazione di un flusso luminoso discontinuo ed incostante in grado di creare fastidio all'occhio umano. La principale causa di tali variazioni è il funzionamento intermittente di carichi come forni ad arco, grossi gruppi di compressori o radio trasmettitori.

La fluttuazione di tensione si esprime come percentuale del valore efficace di tensione rispetto alla componente fondamentale; il flicker si misura in funzione della sensibilità dell'occhio umano, che percepisce variazioni d'intensità luminosa tra 1 e 10 Hz.

### **1.19 Variazioni di frequenza**

Le variazioni di frequenza (**Figura 1.19**) si riferiscono alle variazioni della frequenza fondamentale del sistema dal suo valore nominale. Si manifestano come incrementi e decrementi di frequenza che rendono il suo valore incostante; spesso sono classificati come variazioni di tensione anche i transitori di frequenza di breve durata, che compaiono a seguito di corto circuiti.



**Figura 1.19: Variazioni di frequenza**

La frequenza del sistema elettrico è legata alla velocità di rotazione degli alternatori del sistema, nelle condizioni di equilibrio tra la potenza elettrica generata e la potenza elettrica richiesta dai carichi più le perdite. Se il bilancio tra le potenze viene modificato, magari

attraverso una brusca variazione del carico, i generatori varieranno la propria velocità di rotazione, e di conseguenza anche la frequenza, per ripristinare l'equilibrio nel sistema. L'entità della variazione e la sua durata dipendono dalle caratteristiche del carico e del controllo dei generatori alle variazioni dal carico. Nei sistemi interconnessi, le variazioni di frequenza sono poco significative, mentre invece sono rilevanti per i carichi alimentati da un sistema isolato o dalla generazione distribuita.

## **1.20 Variazioni della forma d'onda**

La variazione della forma d'onda è definita come una variazione a regime della forma d'onda di tensione o corrente dall'onda sinusoidale ideale alla frequenza industriale. I principali tipi di variazioni della forma d'onda sono: le *armoniche*, le *interarmoniche*, il *notching* e il *rumore*.

Le *armoniche* sono onde di tensioni o corrente sinusoidali, di frequenza pari ad un multiplo intero della frequenza fondamentale, dove per frequenza fondamentale si intende quella definita per il normale esercizio del sistema (50 Hz in Europa). Poiché l'onda di tensione o corrente non è mai perfettamente sinusoidale, l'onda distorta può essere scomposta nella componente fondamentale più le sue armoniche.

Le cause principali dell'emissione di armoniche sono le caratteristiche non lineari dei dispositivi e dei carichi presenti nel sistema elettrico. Lo spettro armonico di ogni singola componente fornisce il livello di distorsione armonica, che viene espresso in base all'indice di distorsione armonica totale THD (Total Harmonic Distorsion).

A differenza delle armoniche, le *componenti interarmoniche* sono onde di tensione o corrente che presentano componenti in frequenza non multiple intere della frequenza fondamentale del sistema. La loro immissione in rete è causata da dispositivi elettronici, come convertitori statici di frequenza, cicloconvertitori, ma anche da motori a induzione, forni ad arco, e variano col carico.

Il *notching* è un disturbo periodico della tensione causato dal normale funzionamento di dispositivi elettronici in rete, quando la corrente è commutata da una fase ad un'altra. Le componenti di frequenza associate al notching non possono essere facilmente rilevate attraverso i normali strumenti per l'analisi armonica.

Il rumore è definito come un segnale elettrico non voluto con un contenuto spettrale a banda larga inferiore ai 200 kHz, che si sovrappone alla tensione o alla corrente dei conduttori di fase o di neutro dei sistemi di potenza o nelle linee di segnale. Queste variazioni sono causate da dispositivi elettronici di potenza, dai circuiti di controllo, dagli

apparecchi ad arco, o dai carichi con convertitori, causando disturbi sulle apparecchiature elettroniche a microprocessore o programmabili. Una soluzione può essere il disaccoppiamento dalla rete di questi apparecchi attraverso filtri o trasformatori di isolamento.

## **1.21 Sovracorrenti**

Per sovracorrenti si intendono quelle correnti di esercizio anormali che possono verificarsi sia in circuiti sani (sovraccarichi) che in circuiti guasti (corto circuiti).

### **1.21.1 Sovraccarichi**

Per sovraccarico si intende la condizione di funzionamento anormale provocata dal superamento dei valori di corrente per i quali una linea o una apparecchiatura sono dimensionate. Ne sono esempi tipici l'avviamento di un motore asincrono, il funzionamento di un cavo ad un regime termico maggiore di quello previsto dal suo isolamento o l'impiego in regime continuativo di un dispositivo progettato per un svolgere un servizio di durata limitata. Generalmente hanno un effetto prevalentemente termico e, se sono di durata limitata e poco frequenti, sono privi di conseguenze pericolose. In caso contrario, possono causare la degenerazione dell'isolante, degenerare in cortocircuiti o causare un incendio. [43] [18]

### **1.21.2 Corto circuiti**

Si chiama cortocircuito il contatto accidentale, diretto o mediato da un impedenza di basso valore, tra i conduttori di fase di una rete elettrica oppure tra i conduttori di fase e la terra. Sovente all'origine vi è un cedimento dell'isolamento in un punto, causato dalla riduzione della tensione di tenuta (in seguito all'avvicinamento dei conduttori, al deterioramento degli isolanti o all'interposizione di animali o organi estranei), oppure dal verificarsi di una sovratensione o dalla concomitanza di entrambe le cause. L'immediata conseguenza dei cortocircuiti è la drastica riduzione dell'impedenza del circuito e quindi la circolazione di correnti di intensità elevatissima. I componenti di impianto sono di regola dimensionati per sopportare in permanenza soltanto le normali correnti di carico e pertanto risulterebbero danneggiati, spesso irreparabilmente, se la corrente di corto circuito non venisse interrotta in un tempo molto breve.

Le principali conseguenze dei cortocircuiti sono le seguenti:

- Rapida sopraelevazione di temperatura dei conduttori per effetto Joule proporzionale al quadrato dell'intensità di corrente ed alla durata del cortocircuito, e viene esaltata dall'aumento della resistenza ohmica al crescere della temperatura stessa. Se non viene contenuta entro i limiti di tollerabilità può causare il danneggiamento degli isolanti solidi e liquidi nei componenti, la deformazione e la ricottura dei conduttori con degrado delle caratteristiche meccaniche, l'aumento delle frecce nei conduttori delle linee aeree oltre i limiti compatibili con le distanze di sicurezza verso il terreno e le opere sottostanti e l'incollamento dei contatti dei sezionatori
- Ingenti forze elettromeccaniche, attrattive o repulsive, proporzionali al quadrato della corrente di picco massima raggiunta che possono causare la deformazione dei conduttori, lo schiacciamento e la deformazione degli isolanti nelle macchine da cui possono seguire cortocircuiti in altri punti e la rottura di isolatori e strutture di supporto
- Danni nel punto di guasto per effetto dell'arco elettrico che molto spesso si manifesta nel punto dove ha ceduto l'isolamento che possono causare la fusione o l'erosione dei componenti
- Forte riduzione della tensione in una parte della rete e conseguente disturbo a molti utenti dipendente dalla durata del cortocircuito.
- Possibile perdita della stabilità di trasmissione
- Comparsa di tensioni di passo e di contatto in prossimità dei dispersori di terra delle stazioni, proporzionali alle correnti disperse nel terreno in concomitanza con i cortocircuiti a terra.
- Introduzione di forze elettromotrici nei circuiti di telecomunicazione situati parallelamente alle linee di energia ed a piccola distanza, durante i cortocircuiti che causano la circolazione di componenti omopolari
- Qualora la corrente omopolare possa richiudersi attraverso guaine metalliche protettive dei cavi o attraverso tubazioni o altre strutture metalliche sotterranee vi è il rischio che, in punti di elevata resistenza ohmica, possa verificarsi, per effetto del riscaldamento o dell'arco elettrico, la fusione del metallo, la perforazione delle tubazioni o l'incendio.

L'esperienza di esercizio insegna che il fenomeno del cortocircuito si manifesta abbastanza frequentemente, nonostante gli impianti vengano progettati secondo le migliori regole di ingegneria. È pertanto necessario installare dispositivi capaci di interrompere lo

stato di cortocircuito in un tempo molto breve; inoltre si devono dimensionare i componenti degli impianti in modo che le inevitabili sollecitazioni termiche ed elettrodinamiche siano sopportate senza danno per la durata e l'intensità massime dei cortocircuiti previste.

Va notato che la situazione più critica non è sempre quella di massime correnti. Per la verifica dei relè di protezione è spesso più critica la situazione di più basse correnti di cortocircuito, corrispondenti al funzionamento della rete a minimo carico con molti gruppi di generatori fuori servizio. [19]

Se i conduttori si trovano in contatto diretto, in modo che l'impedenza di guasto si possa ritenere nulla, il cortocircuito si definisce "franco" altrimenti è definito "con impedenza di guasto". Possono avere carattere simmetrico (guasto trifase) o asimmetrico (guasto monofase a terra, guasto bifase, guasto bifase a terra). Per quel che riguarda le linee di distribuzione in MT i casi più gravosi sono quello di cortocircuito trifase, che si verifica raramente, ed il caso di guasto bifase che genera correnti inferiori. Per quanto concerne il caso di guasto monofase a terra, l'entità della corrente di guasto è dipendente dallo stato del neutro della rete. Questo fatto influenza in particolar modo la scelta dei dispositivi di protezione.

## **1.22 Classificazione dei guasti in Media Tensione in funzione della loro durata**

I guasti in Media Tensione si possono classificare in funzione della loro durata: autoestinguenti, transitori, semi-permanenti e permanenti. Questa distinzione è legata alla pratica di gestione delle protezioni.

### **1.22.1 Guasti autoestinguenti**

I guasti autoestinguenti scompaiono solitamente prima dell'intervento delle protezioni di linea. Questa peculiarità è legata all'intensità della corrente di guasto e, soprattutto nel caso di guasti monofase a terra essa, è legata allo stato del neutro con cui sono esercite le reti MT. Reti a neutro compensato e reti a neutro isolato, con modeste estensioni di linee in cavo, presentano un elevato numero di guasti autoestinguenti. Al contrario, reti con neutro a terra direttamente o tramite resistenza hanno un numero di guasti autoestinguenti più ridotto.

### **1.22.2 Guasti transitori**

I guasti transitori sono quelli che richiedono l'intervento della protezione per essere eliminati e non si ripresentano alla successiva richiusura rapida dell'interruttore. Il fulmine è la principale causa di guasti transitori (e autoestinguenti), dovuti alla scarica sugli isolatori per l'elevata sovratensione indotta sulle linee dal fulmine. Altre possibili cause sono l'oscillazione dei conduttori e il contatto temporaneo di oggetti esterni. Per questo motivo i guasti transitori possono essere eliminati attraverso una momentanea apertura della linea seguita da una richiusura rapida automatica.

### **1.22.3 Guasti semi-permanenti**

Un ramo che cade sulla linea può causare un guasto semi-permanente. In questo caso, un'immediata apertura della linea e successiva richiusura rapida non consente di eliminare il guasto. Invece, ritardare opportunamente la successiva richiusura dell'interruttore (richiusura lenta dopo 30s) permette al ramo di bruciarsi completamente senza danneggiare il sistema.

### **1.22.4 Guasti permanenti**

I guasti permanenti sono quelli che non vengono eliminati mediante aperture e successive richiusure rapide o lente degli interruttori. Un esempio di guasto permanente su una linea aerea è la rottura del conduttore oppure della catena di isolatori sul palo/traliccio della linea. I guasti su cavi interrati sono quasi sempre permanenti. Eccezioni a questa pratica possono essere previste se la linea protetta è caratterizzata dalla presenza contemporanea di tratti di linea aerea e di cavo interrato.

## 1.23 Sistemi di Protezione

### 1.24 Caratteristiche di un sistema di protezione

Un sistema di protezione a relè comprende, oltre ai relè stessi, i trasformatori di misura, i canali di trasmissione, la cavetteria e i circuiti di sgancio necessari per realizzare la protezione di un determinato impianto. Il relè costituisce l'elemento sensibile che avverte il verificarsi del guasto; il sistema di protezione agisce sull'apparecchio di manovra, che generalmente è un interruttore, per escludere il circuito ove si è verificato il guasto. I requisiti di una protezione efficiente sono:

- *sensibilità*: è l'attitudine un relè a rilevare variazioni anche relativamente piccole nelle condizioni di funzionamento di un sistema; ed è tanto maggiore quanto minore è il livello minimo delle condizioni anormali che il relè è in grado di rilevare. Il grado di sensibilità richiesto dipende dall'uso a cui la protezione è destinata;
- *sicurezza di funzionamento*: il relè deve intervenire proprio in quei momenti in cui il servizio funziona in modo irregolare, per questo vengono alimentati da una fonte indipendente dalla rete in modo da poter intervenire anche in condizioni di assenza di tensione di rete;
- *tempestività di intervento*: è la capacità della protezione di intervenire sempre e solo al momento opportuno. Questo è dovuto al fatto che in alcuni casi la protezione deve intervenire con grande rapidità, ed altri in cui è preferibile che l'intervento avvenga con un certo ritardo;
- *selettività*: indica la capacità del sistema di protezione di escludere dal servizio solo la parte guasta della rete. In mancanza di ciò potrebbero rimanere fuori servizio anche parti non guaste dell'impianto protetto, e rendere più difficile l'individuazione del guasto stesso.

## 1.25 Classificazione dei principali tipi di relè

### 1.25.1 Classificazione in funzione della grandezza sensibile

Una prima classificazione dei relè si può effettuare considerando la grandezza elettrica, definita come grandezza elettrica il cui passaggio attraverso uno specificato valore ne determina il funzionamento, a cui il relè è sensibile. In base a tale criterio si possono distinguere:

- *Relè di tensione, corrente, frequenza*: sono sensibili alla grandezza elettrica indicata dal loro nome e sono dotati di un solo circuito di alimentazione.
- *Relè di potenza*: sono sensibili alla grandezza caratteristica data dal prodotto fra i moduli della tensione e della corrente di alimentazione per il fattore  $\cos(\varphi-\theta)$  dove  $\varphi$  è lo sfasamento tra i vettori tensione e corrente, mentre  $\theta$  è l'angolo caratteristico del relè. È dotato di due circuiti di alimentazione.
- *Relè direzionale*: è dotato di circuiti di alimentazione di entrata (tensione e corrente) ed è sensibile al cambiamento di segno della componente della corrente rispetto ad un valore di riferimento, che viene stabilito specificando l'angolo di sfasamento con la corrente
- *Relè a impedenza*: ha due circuiti di alimentazione di entrata (tensione e corrente), ed è sensibile alla variazione di impedenza o di ammettenza di un certo tratto della rete.
- *Relè differenziale*: ha due o più circuiti di entrata, è destinato ad intervenire in base alla differenza scalare o vettoriale (a secondo del tipo di relè differenziale) delle grandezze d'entrata che sono omogenee fra loro.

### 1.25.2 Classificazione in base al tempo di intervento

In base al tempo di intervento si possono distinguere relè a tempo indipendente, e relè a tempo dipendente.

- I relè a tempo indipendente sono dispositivi nei quali il tempo di intervento possono essere considerati indipendenti dai valori assunti dalla grandezza caratteristica. Possono inoltre essere a intervento rapido o ad intervento ritardato, in quest'ultimo caso il tempo di intervento del relè viene differito tramite l'impiego di dispositivi di temporizzazione.
- I relè a tempo dipendente possono essere a tempo diretto o a tempo inverso; per i primi il tempo di intervento aumenta all'aumentare della grandezza caratteristica, mentre per i secondi il tempo è tanto più piccolo quanto maggiore è la grandezza caratteristica.

### 1.25.3 Classificazione in base al tipo di intervento

In base al tipo di intervento operato, i relè possono essere ad azionamento diretto o indiretto. I primi vanno ad agire direttamente (meccanicamente) azionando il dispositivo di apertura dell'apparecchio di manovra; nei secondi, invece, l'azionamento avviene tramite un circuito ausiliario. Quest'ultimo caso è il più frequente. [45]

## 1.26 Protezione delle linee di distribuzione MT

La rete di distribuzione MT è stata storicamente esercita a neutro isolato, con un unico organo di manovra automatico (interruttore) installato ad inizio della linea di media tensione (MT) in cabina primaria (CP).

Ad inizio 2000 è iniziata la messa a terra del neutro MT tramite l'installazione di bobine di Petersen, mentre, ad inizio 2004, è iniziata su vasta scala l'implementazione dell'automazione di rete MT. Il primo intervento riduce il numero di interruzioni che interessano le linee MT afferenti la medesima sbarra MT di CP con le percentuali indicate nella **Tabella 1.4**. I risultati indicati in Tabella sono risultati "netti", imputabili, cioè, al solo effetto della messa a terra del neutro MT tramite bobine di Petersen. Le interruzioni di tipo monofase sono conseguenti a guasti fase-terra, mentre quelle totali sono conseguenti a guasti fase terra, doppio monofase (due fasi contemporaneamente a terra) e polifase (sovraccarichi e cortocircuiti bifasi e/o trifasi). Il secondo intervento di cui sopra, invece, trasforma le linee MT, in quanto, lungo le linee stesse, nelle cabine secondarie di trasformazione MT/BT (CS) si trovano organi di manovra in grado di operare autonomamente (IMS motorizzati), comandati da rilevatori di guasto (RGDAT) e da RTU (UP). In caso di guasto sulla linea di tipo permanente, tali organi si aprono in relazione al ciclo di richiusura automatica dell'interruttore in CP (a seconda del tipo di automazione di rete programmato), selezionando il tronco di linea sede del guasto e consentendo la rialimentazione automatica dei tronchi sani a monte del guasto. Qualora gli interruttori di linea siano di tipo adatto, con una opportuna programmazione del dispositivo di richiusura automatica, è possibile avere la rialimentazione dei tronchi sani a monte entro 3 minuti, senza dare luogo ad alcuna interruzione lunga per le utenze allacciate a tali tronchi di linea.

**Tabella 1.4: riduzione del numero di interruzioni per della messa in servizio della bobina di Petersen**

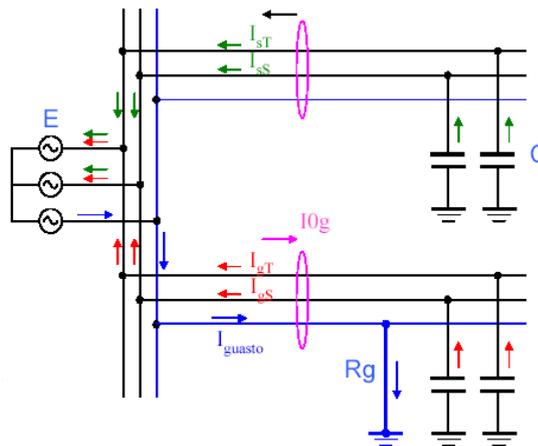
VARIAZIONE PERCENTUALE DEL NUMERO DI INTERRUZIONI A SEGUITO DELLA MESSA IN SERVIZIO DELLA BOBINA DI PETERSEN				
	INTERRUZIONI TRANSITORIE MONOFASI (1)	INTERRUZIONI TRANSITORIE TOTALI (1)	INTERRUZIONI BREVI TOTALI (2)	INTERRUZIONI LUNGHE TOTALI (3)
2003, 128 bobine per 24 mesi ciascuna (3010 mesi*bobina totali)	- 63%	- 51%	- 38%	- 26%
2004, 92 bobine per 22 mesi ciascuna (2022 mesi*bobina totali). Monitoraggio relativo a Lazio, Abruzzo Molise	- 81%	- 65%	- 40%	- 24%
(1) Interruzioni di durata minore di 1s	(2) Interruzioni di durata maggiore o uguale a 1s e minore di 3'	(3) Interruzioni di durata maggiore o uguale a 3'		

## 1.27 Protezione contro le sovracorrenti

I sistemi di rivelazione dei guasti differiscono in base allo stato del neutro della rete che sono chiamati a proteggere e devono essere studiati separatamente. È però bene notare che tale differenza riguarda soltanto il guasto monofase a terra.

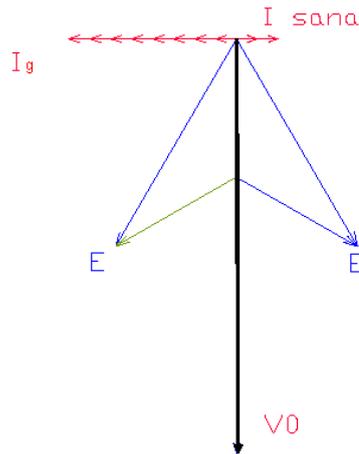
### 1.27.1 Protezioni su reti MT esercite a neutro isolato

La protezione contro i guasti monofasi a terra delle linee MT è assicurata da relè direzionali di terra ubicati ciascuno in un pannello di protezione linea MT. Infatti, in una rete MT a neutro isolato la corrente di cortocircuito monofase a terra (“corrente di guasto  $I_g$ ”), calcolabile attraverso le reti di sequenza, dipende fundamentalmente dalla capacità verso terra di ciascun conduttore della rete  $C_0$  (quindi dall’estensione della rete stessa) e dalla resistenza di guasto  $R_g$  (quindi dal tipo di guasto). Di conseguenza, la corrente e la tensione omopolari che caratterizzano la rete a seguito di un guasto a terra (e che in condizioni ordinari risultano pressoché nulle), dipendono anch’esse dai suddetti parametri ( $C_0$  e  $R_g$ ). Se la rete è composta da  $n$  linee di cui l’ennesima affetta da guasto a terra (linea  $n$ ) e le altre sane (linee  $p$ ,  $p=1..n-1$ ), la corrente omopolare della generica linea  $p$  sana  $I_0(p)$  è contribuita dalle sole capacità omopolari della linea mentre la corrente omopolare che fluisce nella linea affetta da guasto  $I_0(n)$  è contribuita dalla somma delle correnti omopolari di tutte le altre  $n-1$  linee sane (**Figura 1.20**).



**Figura 1.20: Esempio di guasto in rete con neutro isolato**

Mentre la corrente omopolare nelle linee sane è in quadratura anticipo rispetto alla tensione omopolare (con riferimento al senso antiorario) la corrente omopolare nella linea guasta è in quadratura ritardo; le due correnti sono pertanto in opposizione di fase (**Figura 1.21**).



**Figura 1.21: diagramma vettoriale delle grandezze elettriche per guasto monofase a terra con neutro isolato**

Considerando le grandezze da cui dipendono le correnti omopolari in caso di guasto monofase a terra, si può comprendere come la funzione di protezione di una rete MT a neutro isolato non può essere svolta semplicemente da relè amperometrici alimentati dalle correnti omopolari. Ciò in quanto ciascun relè, per evitare di comandare l'apertura del proprio interruttore per guasto su un'altra linea della rete, dovrebbe essere tarato per una corrente superiore alla componente omopolare sulla linea  $I_o(p)$  per guasto a terra con resistenza nulla ( $R_g=0$  in quanto c'è una dipendenza inversa tra il valore di corrente omopolare e la resistenza di guasto) in un punto qualsiasi della rete. Così facendo verrebbe meno la sicurezza di intervento per guasti di alta resistenza, potendo questi dar luogo a correnti omopolari sulla linea affetta da guasto di intensità inferiore alla corrente di taratura del proprio relè amperometrico. Viceversa tarando i relè per valori inferiori si perderebbe la selettività di intervento.

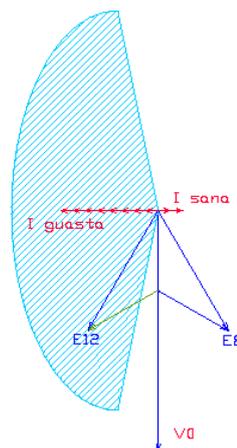
La soluzione è quella di far uso, su ogni linea, di un relè a sensibilità varmetrica direzionale, potendo discriminare la linea guasta da quelle sane attraverso il segno delle corrispondenti correnti omopolari che attraversano le linee in presenza di guasto e, quindi, anche attraverso il segno delle corrispondenti potenze reattive che assumono segni opposti.

Premesso ciò, al relè varmetrico, alimentato attraverso riduttori di tensione e riduttori toroidali di corrente, perviene un segnale proporzionale alla tensione omopolare del sistema ed uno proporzionale alla somma delle correnti nelle tre fasi della linea, cioè pari al triplo della corrente omopolare. Nella linea affetta da guasto, tale corrente è data dalla corrente di guasto meno il contributo al guasto dovuto dalle capacità omopolari della stessa linea guasta.

Sulla base quindi dell'estensione di rete ( $C_0$ ) e delle possibili resistenze che caratterizzano i guasti (la maggior parte dei guasti, che sono dovuti a danni nei cavi o loro accessori oppure a contatti di parti di linee con vegetazione, sono caratterizzati da  $R_g$  variabile tra 0 e 5 k $\Omega$ ) si determinano i valori di corrente e tensione omopolari con cui tarare la protezione. Alla definizione di tali valori però concorrono le tensioni e correnti omopolari presenti anche in condizioni ordinarie, a causa della disuguaglianza delle capacità parziali verso terra dovuta a dissimmetrie di rete e a causa soprattutto degli errori dei TA e TV. Per questo motivo si pone un limite inferiore per le soglie di taratura dei relè varmetrici, onde impedire scatti intempestivi.

Per quanto riguarda il ritardo intenzionale sul tempo di intervento della protezione, viene stabilito al fine di permettere ai guasti potenzialmente autoestinguenti di eliminarsi spontaneamente, senza causare l'apertura dell'interruttore ma, contestualmente, al fine di evitare che guasti monofase degenerino in polifase.

Infine, considerate le caratteristiche di sfasamento tra la corrente di guasto e la tensione omopolare viste dalla protezione, viene impostato sulla stessa, la taratura del settore angolare di intervento (**Figura 1.22**), la cui ampiezza consente di definire la selettività dell'intervento (al variare infatti della  $R_g$  e delle caratteristiche della rete, si avrà la corrente di guasto più o meno in ritardo rispetto alla tensione omopolare).

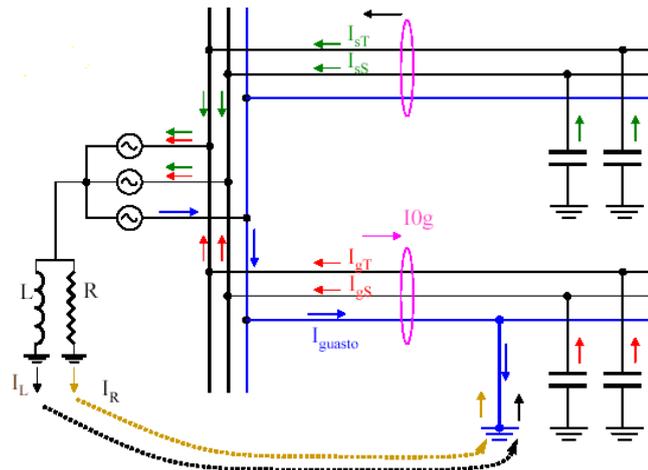


**Figura 1.22: settore angolare che individua i possibili sfasamenti tra corrente di guasto e tensione omopolare**

### 1.27.2 Protezioni su reti MT esercite a neutro compensato

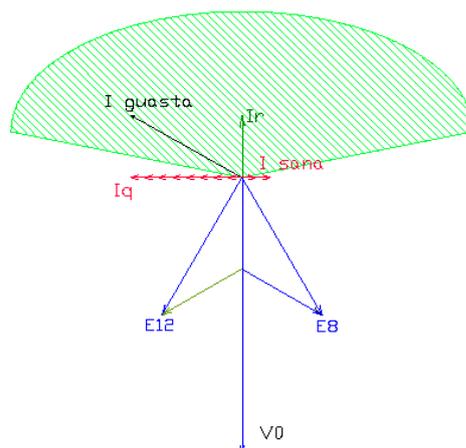
L'esercizio di una rete con neutro compensato viene ottenuto, solitamente, mediante induttore con in parallelo una resistenza (Bobina di Petersen) con cui viene posto a terra il centro stella dei trasformatori AT/MT. In questi casi, la corrente di guasto che si origina

sulla fase interessata dal guasto verso terra, la cui natura sarebbe di carattere capacitivo, viene annullata, o comunque fortemente limitata, dalla componente induttiva dovuta alla Bobina. Questo determina che la corrente di guasto assume un valore dipendente quasi esclusivamente dal valore della resistenza della Bobina di Petersen (noto) e non da parametri legati all'estensione della rete (**Figura 1.23**).



**Figura 1.23:** esempio di guasto a terra in reti esercite a neutro compensato

Lo sfasamento tra corrente di guasto e tensione omopolare risulta quindi determinato dalla componente ohmica della corrente, fortemente influenzato però dal livello di compensazione tra componente capacitiva della rete e componente induttiva della Bobina al momento del guasto (**Figura 1.24**).

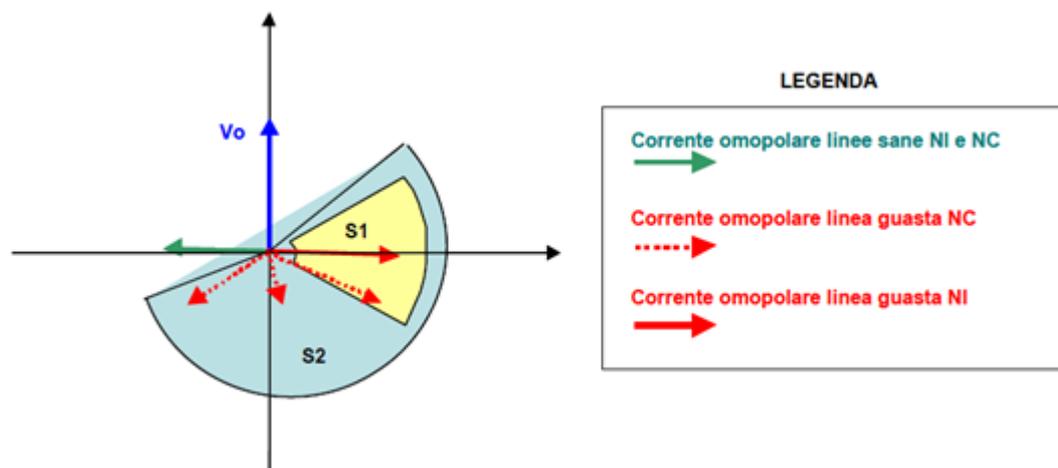


**Figura 1.24:** schema vettoriale delle grandezze elettriche nel caso di guasto a terra con neutro compensato

Premesso ciò, le logiche con cui sono tarate le protezioni sono comunque quelle di definire, sulla base dei suddetti fenomeni, valori di corrente omopolare e tensione

omopolare tali da poter discriminare i guasti monofase a terra (considerando anche in questo caso la necessità di selezionare tali guasti per resistenze di guasto non nulle). Per quanto riguarda la taratura del settore angolare, questo viene impostato per tenere in considerazione i possibili sfasamenti tra corrente di guasto e tensione omopolare (**Figura 1.24**).

Va sottolineato che le porzioni di rete esercite a neutro compensato prevedono comunque la possibilità di funzionamento per brevi periodi a neutro isolato (es. per la manutenzione delle bobine); per questo i sistemi di protezione contro i guasti a terra sono strutturati con una doppia soglia di intervento: la prima impostata per intervenire in caso di guasto in funzionamento con neutro compensato, la seconda per interventi in condizioni di neutro isolato.



**Figura 1.25: doppia soglia contemporaneamente attiva delle protezioni direzionali di terra**

### 1.27.3 Protezione su reti MT contro le sovracorrenti per i guasti polifase

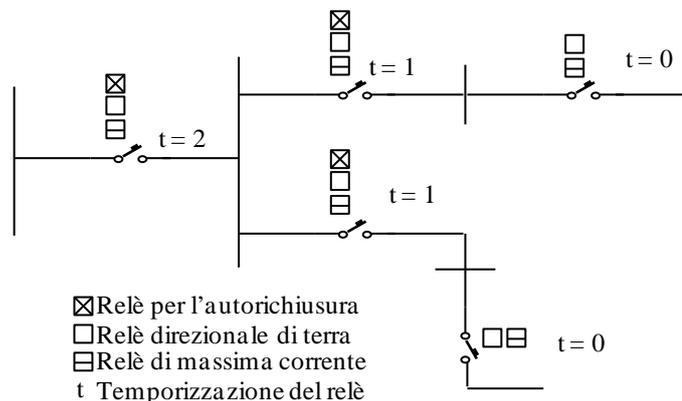
La filosofia di protezione della rete MT contro i cortocircuiti è fondamentalmente dettata dalla struttura della rete stessa che, in condizioni di normale esercizio, è radiale e pressoché di tipo passivo. In questo senso, in relazione alla protezione contro le sovracorrenti (sovraccarichi e/o eventi di guasto polifase), è sufficiente implementare un insieme di protezioni a massima corrente di tipo non direzionale, coordinate tra loro (a partire dalle sbarre AT fino all'uscita delle cabine secondarie, con le linee BT, compresi gli utenti MT) tramite opportuni ritardi temporali e opportuni livelli di soglia.

Le sovracorrenti per guasto polifase (a terra e/o isolato) dipendono infatti (oltre che dalla resistenza di guasto) dal valore della potenza di corto circuito alle sbarre di riferimento (AT o MT) e dai valori di impedenza (alla sequenza diretta e inversa) dei componenti

compresi tra le suddette sbarre e il punto di guasto (trasformatori e linee), secondo formule tipiche legate al tipo di guasto.

È importante sottolineare che questa modalità di protezione risulta indipendente dall'esercizio dello stato del neutro, che influenza essenzialmente il comportamento del sistema solo a fronte di guasti a terra di tipo monofase.

Le protezioni a massima corrente adottate sulla rete di distribuzione sono tipicamente di tipo adirezionale, a tempo indipendente (per garantire tempi di eliminazione il più possibile indipendenti dal punto di guasto e dall'impedenza del guasto stesso) con più soglie di intervento: in linea di massima si adottano una soglia contro i sovraccarichi più lenta ed una soglia i corti circuiti, più veloce. Sulle protezioni di linea MT è presente anche una terza soglia al fine di migliorare la selettività del sistema di protezione e/o per rendere insensibile il sistema stesso da fenomeni transitori non di guasto. Un esempio di possibile protezione di una rete MT radiale è riportato in **Figura 1.26**.



**Figura 1.26: Schema di protezione di una rete radiale**

#### 1.27.4 Procedure di richiusura automatica degli interruttori MT

Nelle reti di MT al verificarsi di un guasto su una linea afferente ad una sbarra MT di cabina, il sistema di protezione attiva specifiche sequenze di apertura/richiusura aventi lo scopo di sezionare/escludere il tronco di linea affetto da guasto (guasto permanente), o a favorire la sua estinzione (guasto transitorio o autoestinguente). Nel secondo caso, l'eliminazione del guasto avviene per due possibili ragioni:

- eliminazione spontanea per estinzione naturale dell'arco;
- annullamento della tensione per un breve periodo di tempo.

A questo scopo, il sistema di protezione è provvisto, oltre che dai dispositivi visti in precedenza, anche di un'apparecchiatura avente lo scopo di eseguire opportune sequenze automatiche di manovra/richiusura dell'interruttore della linea, comunemente definito Dispositivo di Richiusura Automatica (DRA).

Tale dispositivo, a seguito dell'intervento di una delle protezioni di linea (massima corrente o direzionale di terra), inizia una sequenza automatica di aperture/richiusure dell'interruttore in partenza alla linea MT in funzione del perdurare o meno dell'evento negativo. Questa procedura (in caso di linee aeree e/o miste), avviene con le seguenti modalità:

1. dopo la prima apertura della protezione di linea a seguito della rilevazione di un guasto, il DRA attende alcune centinaia di millisecondi ( $400\div 500\text{ms}$ ) prima di effettuare la prima richiusura, denominata "*rapida*";
2. se alla richiusura il guasto è ancora presente, viene effettuata una seconda apertura e successiva richiusura, definita "*lenta*", avente un tempo di attesa più lungo a pari a qualche decina di secondo (tipicamente 30s);
3. se dopo questa seconda azione l'evento critico non è stato ancora scongiurato, il dispositivo attiva una terza apertura e successiva richiusura, definita ancora "*lenta*", di durata analoga alla precedente.

Se, in conseguenza di questa terza azione, il guasto si manifesta ancora nella linea, le protezioni rimangono nella posizione di "*aperto*" con segnalazione al posto di comando della condizione di blocco dell'interruttore e conseguente intervento del personale preposto per individuare la causa del guasto permanente. Ovviamente se, dopo ognuno dei cicli descritti, al momento della richiusura le protezioni non rilevano più la presenza del guasto, queste rimangono nella posizione di "*chiuso*", determinando così la ripresa del normale esercizio della porzione di rete di distribuzione [60].

Concentrando l'attenzione sulla richiusura di tipo "*rapido*", il tempo di attesa implementato nel DRA tende a raggiungere i seguenti fini:

- permettere l'autoestinzione, con l'eliminazione naturale dell'arco elettrico grazie alla mancanza della fonte di energia (deionizzazione naturale dell'arco elettrico);
- ripristinare nel minor tempo possibile l'esercizio della rete e quindi il servizio reso all'utenza. Infatti, verifiche sperimentali hanno messo in luce che una microinterruzione della fornitura di energia, non arreca danni alla maggior parte dei

carichi cosiddetti non “critici”, che possono ritornare automaticamente in servizio senza interventi manuali di un operatore di impianto. Inoltre, dal punto di vista del Distributore, questo permette di evitare un’interruzione breve, e quindi di non peggiorare gli indici di qualità del servizio e conseguenti maggiori oneri a carico dello stesso.

## 1.28 Protezione contro le sovratensioni

I sistemi di potenza risultano soggetti ad anormali sopraelevazioni di tensione che possono risultare particolarmente gravose per gli impianti. Per quanto riguarda un’importante categoria di queste sovratensioni, ovvero le sovratensioni di carattere impulsivo, viene comunemente impiegato un sistema di protezione molto efficace costituito da opportuni dispositivi connessi ad un conduttore di fase ed alla terra; in modo che, superata una certa soglia tensione che causa l’adescamento, permette di scaricare parzialmente a terra le cariche elettriche che hanno originato la sovratensione. Ciò può avvenire direttamente oppure attraverso una resistenza idonea. Le due apparecchiature che svolgono questa funzione sono gli spinterometri e gli scaricatori.

### 1.28.1 Spinterometri

Gli spinterometri (**Figura 1.27**) sono costituiti generalmente da due elettrodi metallici collegati uno francamente a terra e l’altro con l’elemento da proteggere. La distanza tra essi (distanza spinterometrica) è tale che per la tensione di esercizio ammessa per l’impianto non si possa adescare la scarica. Fissate alle estremità sono presenti delle aste o delle corna disposte in modo che l’arco, tendendo ad andare verso l’alto, si allunghi in modo da raffreddarsi ed estinguersi più rapidamente.

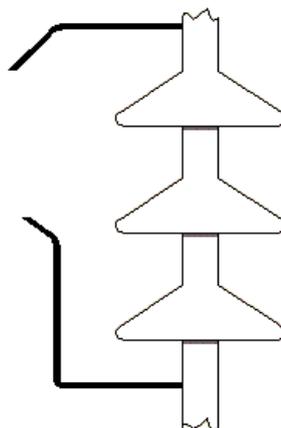


Figura 1.27: Spinterometro

### **1.28.2 Scaricatori**

Gli scaricatori sono dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni impulsive e di manovra. Rispetto agli spinterometri sono più affidabili e assicurano livelli di protezione maggiori, ma il loro costo è più elevato. Sono generalmente costituiti da:

- un involucro di porcellana dotato di due morsetti da collegare uno all'elemento da proteggere e l'altro a terra;
- un dispositivo di adescamento (spinterometro) che mantiene aperto il circuito in condizioni di tensione normale e lo chiude tramite un arco quando la tensione la tensione raggiunge un valore prestabilito.
- un dispositivo di interruzione che riapre il circuito di terra non appena la tensione scende ad un valore prestabilito
- un dispositivo che controlla la tensione ai morsetti dell'apparecchio durante la scarica.

## 1.29 Power Quality

Negli ultimi decenni il problema della qualità dell'alimentazione elettrica ha assunto una notevole rilevanza in virtù della crescente diffusione di apparati elettronici e di dispositivi per il controllo dei processi energetici e produttivi. Infatti, questi presentano una notevole sensibilità ai disturbi, oltre ad essere essi stessi causa di questi ultimi, che ne compromettono il normale esercizio in modo temporaneo o permanente. Nel settore industriale e del terziario avanzato, per esempio, tali disturbi conducono a non tollerabili disservizi dell'attività produttiva che rendono necessario il ricorso da parte dell'utente, ad accorgimenti per ridurre o compensare tali disturbi (UPS, generatori ausiliari, filtri, scaricatori, ecc.). Quindi, lo sviluppo dell'elettronica di potenza e dei sistemi di controllo ha portato ad una crescita sia del numero dei carichi disturbanti che di quelli sensibili non solo alle interruzioni, ma anche ai disturbi della tensione in termini di forma d'onda. Più in generale, questa serie di fenomeni vengono racchiusi all'interno della cosiddetta Power Quality, cioè qualità dell'energia, intesa come:

1. **continuità della fornitura**, legata all'adeguatezza del sistema elettrico ad alimentare il carico in qualunque momento, anche a fronte di guasti permanenti;
2. **qualità della tensione**, correlata a guasti temporanei in rete e/o alla presenza di carichi disturbanti.

Le cause che condizionano la qualità dell'energia elettrica possono essere di varia natura ed in particolare dipendere:

1. Dal distributore (gestione ed esercizio della rete, manutenzione,..);
2. Dal cliente (guasti presso impianti del cliente, disturbi emessi sulla rete,..);
3. Indipendenti (fattori ambientali, eventi atmosferici, danni prodotti da terzi,..). [49]

Tutto ciò ha condotto l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (A.E.E.G.), in accordo con vari organismi tecnici competenti in campo nazionale ed internazionale, all'emanazione di norme utili non solo alla definizione del problema, ma anche al suo monitoraggio per poter meglio comprendere e quindi intervenire per una sua mitigazione e futura risoluzione.

Nel seguito verranno esposti i principali riferimenti normativi su questo tema per tracciare un quadro degli indirizzi e norme tecniche in vigore in campo europeo ed italiano, con

attenzione particolare al problema delle interruzioni della tensione intese come mancanza della fornitura di energia elettrica per periodi di tempo più o meno brevi.

### 1.30 Generalità

La Power Quality è intrinsecamente legata all'interazione tra il sistema elettrico ed i carichi; essa porta in conto sia la qualità della tensione che la qualità della corrente. Per quanto riguarda la prima si studiano i fenomeni legati allo scostamento della tensione dalla forma d'onda ideale.

Per tensione ideale, in un sistema in corrente alternata, si intende una forma d'onda composta da un'unica componente sinusoidale di ampiezza, fase e frequenza costanti con quest'ultima uguale alla frequenza fondamentale di esercizio del sistema.

Per quanto riguarda la seconda, si analizzano i fenomeni legati allo scostamento della corrente rispetto alla forma d'onda ideale. Vale per la forma d'onda ideale di corrente quanto detto per la tensione

I disturbi di *Power Quality* possono essere distinti in due tipologie in relazione all'entità dello scostamento della forma d'onda non ideale rispetto a quella ideale. In particolare, una deviazione di piccola entità è indicata con il termine di *variazione*, mentre uno scostamento elevato assume il nome di *evento*.

E' difficile classificare esattamente un fenomeno di PQ, poiché, spesso, le sue caratteristiche dipendono dall'effetto che lo ha generato e quindi anche la sua natura di evento o variazione a regime. A livello normativo, però, è molto importante la distinzione tra un evento ed una variazione a regime. La definizione data dalla ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) per le variazioni a regime della tensione è la seguente: *“sono la fisiologia della rete che funziona, poiché è impossibile che le grandezze caratteristiche della tensione (ampiezza e angolo di fase) mantengano sempre il valore nominale esatto”*; per gli eventi di tensione si esprime così: *“sono la patologia della rete che funziona e sono di grande pericolo per gli apparecchi di uso finale. Gli eventi di tensione possono condurre all'interruzione del processo produttivo finale che richiede energia elettrica, anche se non avviene l'interruzione dell'alimentazione.”* Questa distinzione mostra come le due manifestazioni debbano essere trattate con approcci e metodi di risoluzione diversi, in considerazione anche della loro frequenza nei sistemi elettrici.

## **1.31 Normativa tecnica vigente**

### **1.31.1 Norma CEI EN 50160**

Nell'ambito della normativa relativa alla qualità del servizio, un posto particolare merita la norma "CEI EN 50160: *“Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica”*". Tale norma infatti, nata e sviluppata a livello europeo, prende in considerazione il tema della qualità dell'alimentazione elettrica per fornire condizioni di alimentazione soddisfacenti al funzionamento delle apparecchiature dell'utente e, allo stesso tempo, di evitare aumenti di costo non necessari nella fornitura di energia elettrica.

La norma limita il suo campo alla sola “fornitura” di energia elettrica, escludendo la definizione di livelli di compatibilità, di emissione, o di immunità, per le apparecchiature ma, considerando l'energia elettrica come un “prodotto” con particolare natura, definisce e descrive i limiti e i valori massimi attesi entro cui gli utenti possono aspettarsi che rimangano contenute le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione a Media e Bassa Tensione.

Occorre, comunque, notare che le caratteristiche della tensione all'interno dell'impianto dell'utente possono essere diverse da quelle ai terminali di fornitura per fattori dipendenti dalle modalità realizzative degli impianti utente stessi. È responsabilità dell'utente valutare opportunamente, sulla base di criteri di convenienza tecnico economica, le azioni da mettere in atto per desensibilizzare il proprio processo produttivo da disturbi dell'alimentazione elettrica normalmente presenti sulle reti di distribuzione.

La norma è applicabile solo in condizioni di esercizio normali (un sistema elettrico è in esercizio normale quando è in grado di soddisfare l'alimentazione del carico, eliminare i guasti e riprendere il servizio con mezzi e procedimenti ordinari, in assenza di condizioni eccezionali dovute ad influenze esterne o a situazioni critiche rilevanti) escludendo ogni condizione al di fuori del controllo del fornitore, quali:

- condizioni climatiche eccezionali ed altri disastri naturali;
- interferenze da parte di terzi;
- azioni industriali (soggette a obblighi legali);
- forza maggiore;

- deficit di potenza dovuti ad eventi esterni;
- atti delle autorità pubbliche.

Esempio di temporanea sospensione dell'applicabilità della norma è quello relativo al caso di indisponibilità all'utenza di parte del sistema di alimentazione a seguito di guasti o per la necessità di eseguire lavori di manutenzione o costruzione (casi in cui è preferibile alimentare il maggior numero possibile di utenti, a costo di un peggioramento delle caratteristiche della tensione, piuttosto che avere una completa interruzione dell'alimentazione).

Vanno esclusi infine quei casi in cui le apparecchiature o gli impianti degli utenti non siano conformi alle norme ed alle regolamentazioni. I termini definiti nella norma possono essere però superati in tutto o in parte da regole contrattuali stabilite tra fornitore e Cliente (ad esempio i *Contratti di Qualità*).

In generale la norma contempla le caratteristiche della tensione di alimentazione riguardanti:

- *frequenza*;
- *ampiezza*;
- *forma d'onda*;
- *simmetria delle tensioni trifase*,

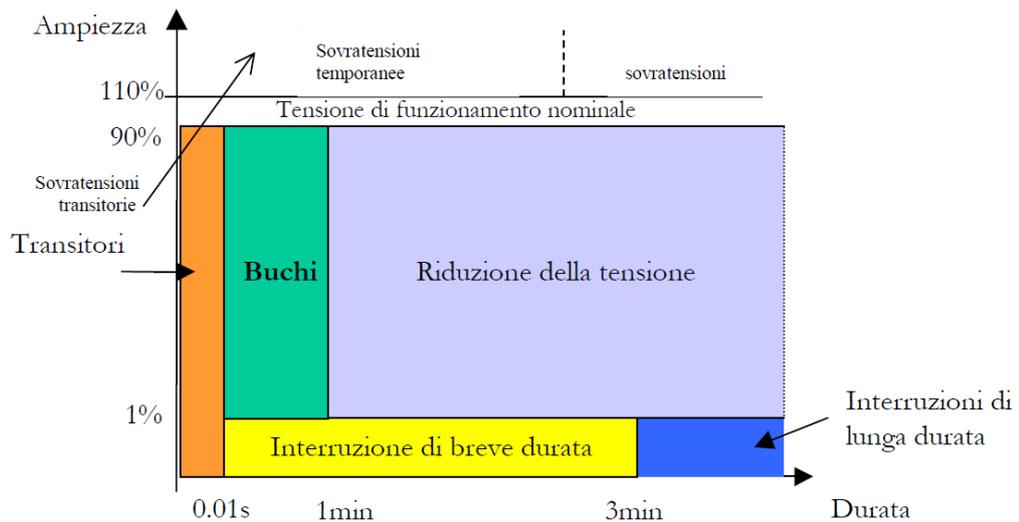
caratteristiche soggette a variazioni durante il normale esercizio di un sistema elettrico a seguito di variazioni del carico, disturbi generati da particolari apparecchiature e dal verificarsi di guasti. Le caratteristiche variano in modo aleatorio sia nel tempo, con riferimento ad uno specifico terminale di consegna, sia nella posizione, con riferimento ad un qualunque istante assegnato.

A causa di queste variazioni ci si può aspettare il superamento dei livelli delle caratteristiche in un ridotto numero di casi.

In **Tabella 1.5** e **Figura 1.28** sono riportate le principali variazioni della tensione secondo le definizioni riportate nella norma evidenziando i fenomeni che possono influenzarle, mentre in **Tabella 1.6** vengono riassunte le caratteristiche per cui sono dati dei limiti definiti, limiti indicati con una percentuale del tempo di osservazione.

**Tabella 1.5: Principali variazioni della tensione secondo la Norma CEI EN 50160 e possibili cause**

Caratteristica	Fenomeno	
	Tipo	Descrizione
Frequenza	Variazione	Scostamento dal valore nominale
Ampiezza	Variazione della tensione	Aumento o diminuzione della tensione
	Variazione rapida della tensione	Variazione rapida singola del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi mantenuti per durate definite ma non specificate
	Fluttuazione	Serie di variazioni di tensione o variazione ciclica dell'involuppo di una tensione
	Sovratensioni	Innalzamenti della tensione misurati in valore assoluto istantaneo o in p.u. del valore nominale. Possono essere temporanee (di durata relativamente lunga) o transitorie (con durata di pochi millisecondi o inferiore)
	Buchi	Abbassamenti parziali compresi tra il 90% e l'1% della tensione dichiarata seguiti da un ripristino dopo un breve periodo di tempo. Durata convenzionale compresa tra 10ms e 60s
	Interruzioni brevi	Abbassamenti della tensione al di sotto dell'1% della tensione dichiarata per una durata fino a 180ms
	Interruzioni lunghe	Abbassamenti della tensione al di sotto dell'1% della tensione dichiarata per una durata maggiore di 180ms
Forma d'onda	Armoniche ed Interarmoniche	Deformazione della forma sinusoidale per effetto di componenti di tensione a frequenza multipla intera (armoniche) della fondamentale o di componenti a frequenza non multipla intera (interarmoniche) della fondamentale della tensione di alimentazione
Simmetria del sistema trifase	Squilibrio di tensione	Disuniformità dei valori efficaci della tensione di fase e/o degli angoli di fase tra fasi consecutive



**Figura 1.28: Classificazione delle riduzioni del valore efficace della tensione secondo la norma europea EN 50160**

**Tabella 1.6: Caratteristiche della tensione con valori definiti**

Caratteristiche della tensione	Conformità ai limiti previsti	Periodo di osservazione
Frequenza	100% 95%	Una settimana
Variazioni lente della tensione	95%	Una settimana
Variazioni rapide della tensione	Sono ammesse alcune eccezioni al giorno	Un giorno
Fluttuazioni della tensione (Flicker)	95%	Una settimana
Dissimmetria della tensione trifase	95%	Una settimana
Distorsione armonica della tensione	95%	Una settimana
Interarmoniche di tensione	Da definire	Da definire
Livelli dei segnali iniettati sulle linee elettriche	99%	Un giorno

La Norma, oltre alle caratteristiche per le quali è possibile specificare dei valori limite definiti, ne fornisce altre di cui è possibile dare solo dei valori indicativi. Questo è il caso in cui i fenomeni che incidono su tali caratteristiche prevedono un'estrema imprevedibilità e variabilità, rispetto al luogo ed al tempo, da non permettere altro che stabilire solo dei valori indicativi, per le caratteristiche corrispondenti, con lo scopo di fornire informazioni sull'ordine di grandezza che ci si può attendere.

Le caratteristiche della tensione per le quali sono forniti solo valori indicativi, risultano essere:

- *buchi di tensione*: da qualche decina "fino ad un migliaio";
- *interruzioni brevi*: da qualche decina a parecchie centinaia (la durata di circa il 70% delle interruzioni brevi può essere inferiore a 1 s);
- *interruzioni lunghe*: da meno di 10 o fino a 50, a seconda della zona.

Soffermando l'attenzione sulle interruzioni, la suddivisione riportata in **Tabella 1.5** è riferita alle cosiddette *interruzioni accidentali*, dovute a guasti transitori o permanenti legati ad eventi esterni, guasti di apparecchiature o interferenze di terzi, diverse dalle *interruzioni programmate* dovute a lavori programmati nella rete di distribuzione e di cui i clienti sono avvisati. La suddivisione rispetto alla variabile temporale viene utilizzata per tener conto delle caratteristiche di protezione e dei sistemi di richiusura automatica utilizzati nelle reti di distribuzione. Normalmente, infatti, sulle linee in Media Tensione sono previsti cicli di richiusura rapida (con ritardi alla richiusura che possono variare tra 300 e 500 ms e, in gran parte, inferiori al secondo) e, nel caso questa fallisse con guasto che si ripresenta alla richiusura dell'interruttore di linea, di richiusura lenta (con ritardo che comunemente varia tra i 30s ed i 3 minuti). Qualora a valle della richiusura dell'interruttore il guasto non venisse eliminato (guasto permanente) si verificherebbe l'apertura definitiva dell'interruttore. In alcuni casi sono previste anche sequenze automatiche dei tronchi di linea affetti a guasto, effettuando una serie di manovre in linea per isolare, il più rapidamente possibile, il tronco di linea guasto e rialimentare i tronchi sani.

Occorre evidenziare che queste tecniche, benché possano tradursi in interruzioni brevi per i clienti alimentati dalla linea affetta da guasti ed in buchi di tensione "aggiuntivi" per quelli alimentati dalle linee sane alimentate dalla stessa sbarra della linea guasta, sono adottate al fine di migliorare il più possibile la continuità dell'alimentazione e di ridurre il numero di clienti sottoposti ad un'interruzione dovuta ad un guasto permanente (interruzione lunga).

Poiché la norma CEI EN 50160 considera la protezione e le procedure di ripristino dell'alimentazione una caratteristica intrinseca dell'esercizio normale del sistema elettrico, la durata delle interruzioni brevi è stata posta uguale a 3 minuti. D'altra parte, dal punto di vista del Cliente, l'apertura di un interruttore seguita da un ciclo di richiusura automatica, rapida e lenta, è praticamente equivalente ad un'interruzione continua, rendendo più

significativo il considerare la sequenza dei singoli eventi di "apertura e richiusura" come un unico evento equivalente caratterizzato da una durata pari al tempo intercorso tra l'apertura iniziale dell'interruttore e l'operazione di richiusura finale. [2]

### **1.31.2 Delibera AEEG 333-07**

In ambito nazionale, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), ha emanato nel Dicembre del 2007 il "*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*". Tale delibera definisce l'interruzione come: "*la condizione nella quale la tensione sul punto di consegna dell'energia elettrica per un cliente finale è inferiore all'1% della tensione dichiarata*". Per quanto riguarda invece la distinzione in funzione del tempo fra le stesse, si ha (art. 4, Titolo 2):

- *interruzione lunga*: è l'interruzione di durata superiore a 3 minuti;
- *interruzione breve*: è l'interruzione di durata superiore a un secondo e non superiore a 3 minuti, eventualmente identificata in base all'intervento di dispositivi automatici;
- *interruzione transitoria*: è l'interruzione di durata non superiore a un secondo, identificata in base all'intervento di dispositivi automatici.

Ai fini della loro classificazione, l'impresa distributrice adotta i seguenti criteri (art. 4.7):

- a) *criterio di accorpamento con la durata netta*: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra entro 60 minuti, vengono accorpate in un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l'una e l'altra;
- b) *criterio di utenza*: qualora per una stessa interruzione, secondo i criteri di accorpamento di cui alla precedente lettera a), alcuni clienti siano disalimentati per meno di 3 minuti e altri per più di 3 minuti, l'impresa distributrice considera una interruzione breve per il primo gruppo di clienti e una interruzione lunga per il secondo;

- c) *criterio di unicità della causa e dell'origine*: l'impresa distributrice identifica ogni interruzione con una causa e origine; qualora durante l'interruzione venga a mutare la causa, l'origine o entrambe, è necessario registrare una interruzione separata, se questa ha durata superiore a 5 minuti a decorrere dall'istante di modifica della causa o dell'origine; fino a tale soglia si considera un'unica interruzione avente la causa e l'origine iniziale.

I criteri di accorpamento di cui al precedente articolo 4, comma 4.7, lettera a), non devono essere utilizzati per il susseguirsi di sole interruzioni transitorie (art. 4.8).

Per quanto attiene all'origine delle interruzioni, l'impresa distributrice deve classificare queste ultime in base alla sezione di rete in cui ha origine l'interruzione, secondo la seguente articolazione:

- a) *interruzioni con origine "sistema elettrico"*, intese come le interruzioni:
- conseguenti agli ordini impartiti da Terna di procedere alla disalimentazione di clienti per motivi di sicurezza del sistema elettrico, anche se tecnicamente effettuati tramite interventi e manovre sulle reti di distribuzione in attuazione del piano di distacco programmato o applicato in tempo reale, o conseguenti all'intervento di dispositivi automatici di alleggerimento del carico;
  - conseguenti ad incidenti rilevanti o, solo nelle reti di distribuzione di piccole isole non interconnesse al sistema elettrico, dovute all'intervento delle protezioni degli impianti di generazione;
- b) *interruzioni originate sulla rete di trasmissione nazionale*, intese come le interruzioni originate sulle linee e negli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;
- c) *interruzioni originate sulle reti di altre imprese distributrici interconnesse*;
- d) *interruzioni originate sulla rete AT dell'impresa distributrice*, intese come le interruzioni originate sulle linee AT o negli impianti di trasformazione AT/AT e AT/MT (solo sul lato AT) o negli impianti di smistamento AT, escluse le linee e gli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;
- e) *interruzioni originate sulla rete MT dell'impresa distributrice*, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione AAT/MT (escluso il lato

AAT), negli impianti di trasformazione AT/MT (escluso il lato AT), negli impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT, sulle linee MT inclusi i gruppi di misura dei clienti MT e negli impianti di trasformazione MT/BT (solo sul lato MT);

- f) *interruzioni originate sulla rete BT dell'impresa distributrice*, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (escluso il lato MT) o sulle linee BT incluse le prese, le colonne montanti e, qualora l'interruzione coinvolga più di un cliente BT, sui gruppi di misura centralizzati.

Considerando ora le cause che generano le interruzioni, l'impresa distributrice deve registrare la causa di ogni interruzione secondo la seguente suddivisione (art.7.1):

- 1) *cause di forza maggiore*, intese come: interruzioni eccezionali, dovute a eventi eccezionali, a furti, atti di autorità pubblica quali ad esempio ordini di apertura delle linee per spegnimento di incendi o per motivi di sicurezza impartiti da Terna o da altri esercenti interconnessi, o scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge; sono inoltre attribuite a cause di forza maggiore le quote di durata di interruzione dovute a casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
- 2) *cause esterne*, intese come: guasti provocati da clienti, contatti fortuiti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi, guasti provocati su impianti di produzione;
- 3) *altre cause*, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate, anche con riferimento alle interruzioni non localizzate.

Per quanto riguarda invece il modo di documentare l'inizio delle interruzioni brevi e transitorie vengono fornite le seguenti disposizioni (art. 8.2 e 8.4):

*“L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso originate sulla rete AT e sulla rete MT ad eccezione delle interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante registrazione della prima apertura degli interruttori, rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio”.*

“L’impresa distributrice documenta l’inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie originate sulla rete di trasmissione nazionale o su altre reti di distribuzione interconnesse, mediante registrazione della mancanza di tensione rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio ovvero mediante annotazione su apposita modulistica”.

La fine delle stesse è regolata invece dagli articoli 9 , 10, 11 per clienti in AT, MT o BT rispettivamente, e corrisponde alla rialimentazione definitiva anche questa verificata mediante registrazione del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio.

Nella delibera è previsto anche un indicatore per monitorare il numero di interruzioni senza preavviso brevi e transitorie per cliente, ed anche dei livelli obiettivo per tale indicatore.

$$NUMERO\ DI\ INTERRUZIONI\ BREVI\ PER\ CLIENTE = \sum_{i=1}^n U_i/U_{tot} \quad (1)$$

Dove con:

- $U_i$  è il numero di clienti coinvolti nella  $i$ -esima interruzione considerata;
- $U_{tot}$  è il numero totale di clienti serviti dall’impresa distributrice alla fine dell’anno solare.

I livelli obiettivo previsti per il periodo di regolazione 2008-2011 per l’indicatore  $N_i$  sono riportati di seguito, dove con alta, media e bassa concentrazione si intende indicare la popolazione più o meno alta presente in una determinata porzione di territorio:

- 1) per gli ambiti territoriali ad alta concentrazione: 1,0 interruzione/cliente;
- 2) per gli ambiti territoriali a media concentrazione: 2,0 interruzioni/cliente;
- 3) per gli ambiti territoriali a bassa concentrazione: 4,0 interruzioni/cliente.

Si deve far notare che non sono previsti indennizzi automatici a favore dei clienti o penalità per l’impresa distributrice per il verificarsi di questo tipo di interruzioni, ma solo per quelle lunghe con e senza preavviso. [53]

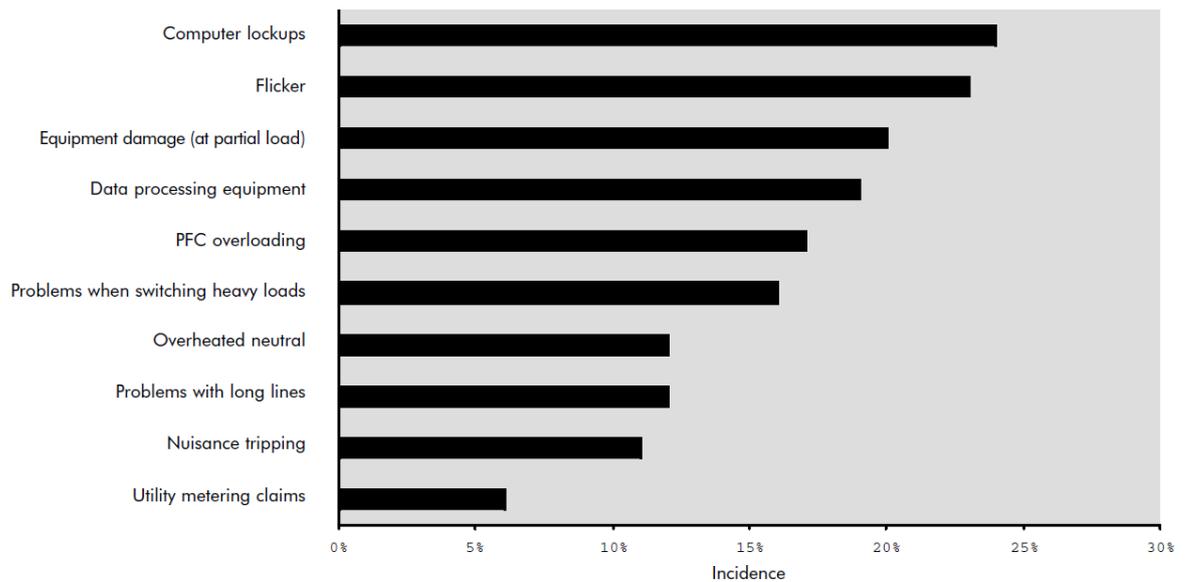
### **1.32 Apparecchi e processi sensibili**

Negli ultimi anni la crescente diffusione di apparecchiature elettroniche basate su controlli a microprocessore, o la diffusione di strumenti di elettronica di potenza, utilizzati per la

gestione ed il controllo dei processi energetici e produttivi presenti nei diversi settori elettrici, hanno contribuito notevolmente ad incrementare il livello delle deviazioni subito dalle grandezze elettriche, nonostante questi stessi apparecchi rappresentino una parte dell'utenza sensibile alle deviazioni dei parametri dell'alimentazione elettrica dagli standard ideali. I fenomeni di PQ interessano la maggior parte dei soggetti del mercato elettrico come gli enti fornitori di energia, i costruttori di apparecchiature e l'utenza. La cattiva qualità della fornitura elettrica influenza pesantemente l'attività di ognuno dei soggetti che partecipano al mercato, per cui diventa importante riuscire a migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio. Gli enti fornitori, in risposta alla liberalizzazione del mercato dell'energia, devono essere in grado di distribuire un buon prodotto a prezzi competitivi; i produttori di apparecchiature hanno il duplice interesse di rendere le proprie apparecchiature meno sensibili ai disturbi e nello stesso tempo proteggerle dagli stessi; gli utenti, infine, desiderano poter svolgere con continuità le proprie attività produttive senza che i loro impianti e il loro lavoro siano compromessi da disturbi sull'alimentazione. Ed è proprio sotto quest'ultimo punto di vista che nel seguito di questo capitolo vengono evidenziati i problemi dovuti ad una scarsa qualità dell'alimentazione, concentrando l'attenzione su quali di questi si evidenziano a seguito di una mancanza improvvisa dell'alimentazione cioè, come precedentemente definito, come conseguenza di interruzioni brevi e/o transitorie.

### **1.33 Problemi di Power Quality**

La figura sottostante (**Figura 1.29**) fornisce una breve panoramica dei problemi più frequenti di PQ secondo uno studio condotto dall'European Copper Institute nel 2001 su 1.400 siti in 8 paesi. Da questo si è constatato che qualsiasi sito analizzato ha dal 5 al 20 % di possibilità di soffrire di uno o più dei problemi riportati. In generale, la metà dei siti industriali ad alta intensità energetica analizzati, nonché nel terziario avanzato, sono interessati da due o più di questi problemi.



**Figura 1.29: Problemi rilevanti di PQ, misurati in 1400 siti di 8 paesi europei**

Naturalmente una bassa qualità della tensione non è l'unica causa dei problemi elencati in **Figura 1.29**. Ad esempio il blocco dei computer (computer lockups) potrebbe essere provocato da un problema del software. Inoltre, l'attribuzione dell'origine del problema a cause sia prima del punto di consegna (lato fornitore) che dopo (lato cliente) sono spesso difficili da valutare senza delle misure e analisi dettagliate.

In generale si può affermare comunque che tutti gli apparecchi utilizzatori, in misura differente, risultano sensibili ai disturbi dell'alimentazione. Ed anche i processi industriali, vista l'integrazione più o meno spinta di componenti sensibili, risultano essere fortemente dipendenti dalle irregolarità dell'alimentazione.

In **Tabella 1.7** sono riportati gli apparecchi più sensibili ai vari tipi di disturbo precedentemente elencati. Con riferimento alle interruzioni brevi, queste provocano delle conseguenze sulle apparecchiature che possono essere assimilate a quelle prodotte dai buchi di tensione. Infatti, la riduzione della tensione al di sotto dell'1% porta esclusivamente ad un aumento della severità del disturbo.

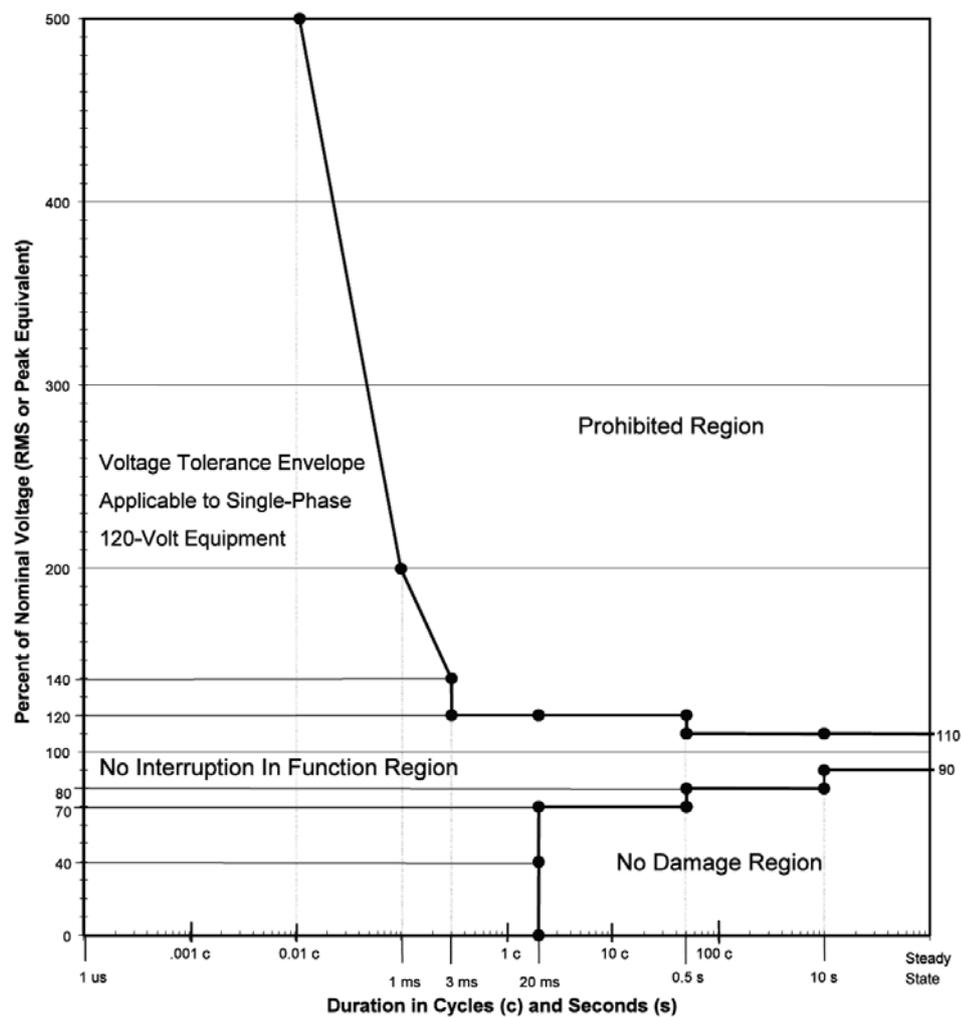
**Tabella 1.7: Apparecchi sensibili**

Apparecchio sensibile	Fenomeno considerato	Conseguenze
Apparecchi elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere. Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	(a1) Buchi di tensione: • $\Delta V \geq 30\%$ ; • $\Delta t \leq 60 \text{ } 100\text{ms}$	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari. Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
In aggiunta a quanto sopra, caduta dei dispositivi elettromeccanici (relè ausiliari, teleruttori, etc)	(a2) Buchi di tensione: • $\Delta V \geq 30\%$ ; • $\Delta t > 60 \text{ } 100\text{ms}$	Arresto quasi globale di tutte le utenze
Motori e macchine elettriche. Bobine di contattori. Lampade ad incandescenza	(b) Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Riduzione di vita degli isolamenti
Impianti di illuminazione. Gli stessi apparecchi di (a1) e (b)	Variazioni lente di tensione: $\Delta V = 10\% V_n$	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici. Le stesse conseguenze di (a1) e (b)
Componenti elettronici sia di controllo che di potenza. Motori cavi e macchinario elettronico in genere.	Sovratensioni impulsive	Perforazione isolamenti. Danneggiamenti ai circuiti elettronici
Linee di trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
Condensatori Relè di protezione Collegamenti a basso livello di potenza Motorie macchine rotanti Trasformatori Cavi elettrici	Armoniche	Sovrarisaldamento e danneggiamento condensatori. Interventi intempestivi relè di protezione. Malfunzionamento sistemi di controllo e di trasmissione dati. Incremento delle perdite di motori, trasformatori, cavi e conseguente sovrarisaldamento.
Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Dissimmetrie e squilibri	Sovrarisaldamento

Per una valutazione più precisa delle conseguenze che un'interruzione breve (o buco di tensione) può provocare su vari componenti occorre riferirsi alle loro curve sperimentali di sensibilità, altrimenti definite curve di suscettibilità ai disturbi. In **Figura 1.30** è riportata la curva standard (120/240 Volt, 60 Hz) assunta come riferimento per carichi che possono essere considerati fra i più critici in termini di sensibilità ai disturbi, definita dall'ITIS (Information Technology Industry Council), revisione della curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacture Association). Inoltre, attraverso lo Standard IEEE 1346: "Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment", è possibile dedurre le curve di tolleranza al buco o interruzione di tensione per apparecchiature quali personal computers (PC), apparecchiature di controllo (quali i controllori a logica programmabile, PLC, i controllori di processo e tutta l'elettronica con microprocessori

dedicata alla gestione di fasi lavorative nell'ambito di processi industriali, **Figura 1.31**, **Figura 1.32**, **Figura 1.33**) azionamenti a velocità variabile (dispositivi basati sull'elettronica di potenza per la regolazione della velocità sia di motori in corrente continua che in alternata, ASD) e sensori di misura e processo (tra cui possono essere considerati i relé, i teleruttori ed in generale i trasduttori).

Tali curve individuano, nel piano definito dal valore percentuale della tensione residua di alimentazione  $V\%$  (o dell'ampiezza percentuale  $\Delta V\%$  del buco di tensione) e dalla durata  $\Delta t$  dell'abbassamento di tensione, coppie di valori  $V\%$  ( $\Delta V\%$ ) e  $\Delta t$  per le quali è garantito o meno il funzionamento dell'apparecchiatura.



**Figura 1.30: Curva ITI (CBEMA)**

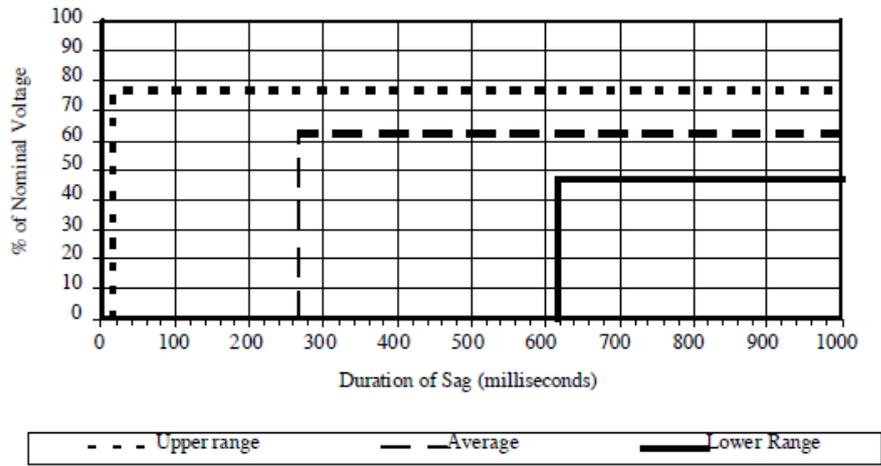


Figura 1.31: Range di tolleranza al buco e/o interruzione di tensione per PLC

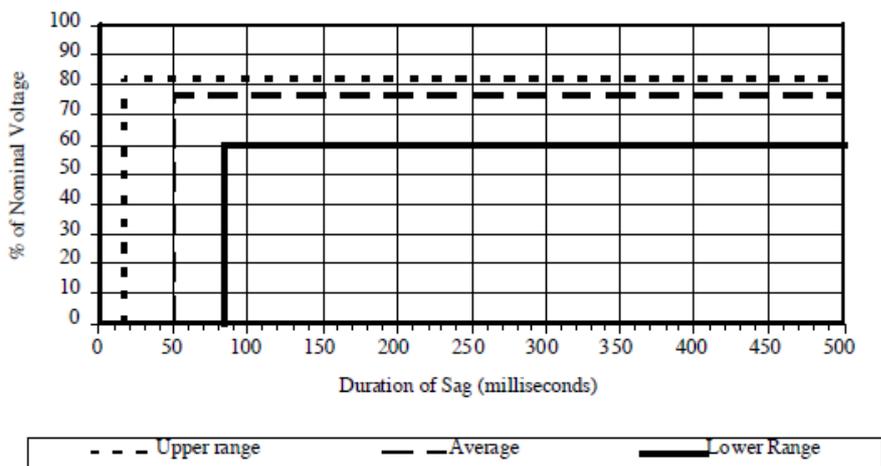


Figura 1.32: Range di tolleranza al buco e/o interruzione di tensione per ASD (Adjustable speed drive)

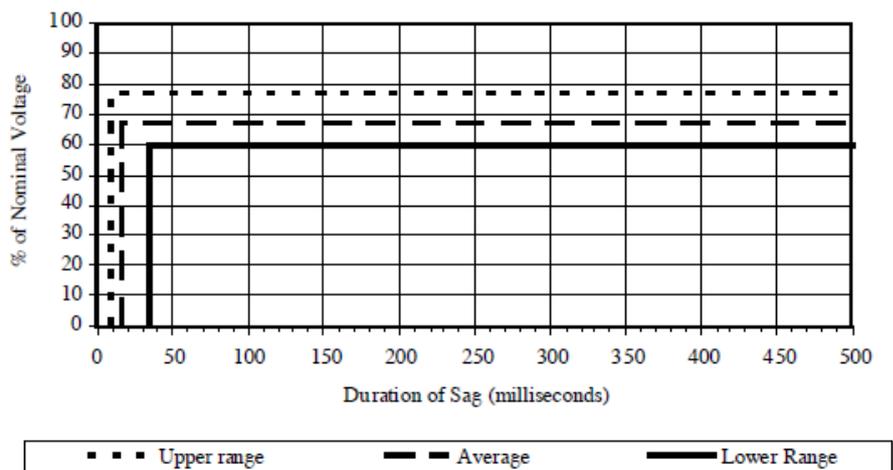


Figura 1.33: Range di tolleranza al buco e/o interruzione di tensione per relè di controllo

Dall'analisi delle figure si evidenzia come le apparecchiature non abbiano, in generale, un comportamento uniforme a fronte dei disturbi. Tali diversità dipendono da vari fattori legati ai componenti che costituiscono l'apparecchiatura stessa e, per quanto riguarda le apparecchiature di controllo ed i PC, principalmente all'alimentatore su cui si ha l'impatto delle perturbazioni. Nel caso degli azionamenti, il disturbo influenza sia la parte di controllo sia quella di potenza, che però sono caratterizzate da livelli di suscettibilità nettamente diversi, con una minore sensibilità, in generale, dell'apparecchiatura di potenza. [49], [49], [55].

Alla luce di quanto appena esposto e con riferimento al caso di guasto su reti MT e BT e conseguente ciclo di richiusura automatica di tipo rapido dell'interruttore di protezione, l'innalzamento del tempo di prima apertura non produce un incremento degli effetti negativi sui componenti, in quanto questi risultano essere già sensibili e, in alcuni casi, fortemente a rischio di danneggiamento irreversibile per tempi dell'ordine di qualche decina di millisecondi.

Per avere un'idea ancora più chiara degli effetti che un'interruzione della tensione produce su carichi domestici e del terziario avanzato, si riportano come esempio la **Tabella 1.8** e **Tabella 1.9** tratte da uno studio condotto dalla *Leonardo Energy* nel Settembre 2009 dal titolo *"Effects Voltage Sag on Single-Phase Domestic and Office Loads"*. In questo vengono analizzate e confrontate le conseguenze di buchi o interruzioni di tensione su vari modelli di PC, stampanti o altri dispositivi monofase presenti normalmente in case e uffici. [51]

**Tabella 1.8: Effetto di un buco di tensione su una stampante**

Sag Depth (%)	Sag Duration (in cycles)					
	5	10	20	30	40	60
30	N	N	N	N	N	N
20	N	N	N	N	N	N
10	N	N	N	N	N	N
0	N	Y	Y	Y	Y	Y

N: Printer doesn't switch off due to sag

Y: Printer switches off due to sag

**Tabella 1.9: Effetto di un buco di tensione su una televisione**

Sag Depth (%)	Sag Duration (in cycles)					
	5	10	20	30	40	60
40	N	N	N	N	N	N
30	N	N	N	N	N	N
20	N	N	N	N	N	N
10	N	N	Y	Y	Y	Y

N: No effect on television due to sag      Y: Television switches off due to sag

La durata delle interruzioni è definita in cicli, quindi per ottenere la durata in secondi e avere un confronto più immediato con i valori precedentemente evidenziati occorre applicare le formule di seguito riportate.

$$T = 1 / f \text{ [Hz]}$$

Assumendo una frequenza di 50 Hz si ha:

$$T = 1 / 50 = 0.02 \text{ [s]} = 20 \text{ [ms]}.$$

Quest'ultimo valore rappresenta la durata in millisecondi di un ciclo. Perciò, considerando per esempio la **Tabella 1.8**, l'effetto negativo su una stampante si manifesta per interruzioni di durata intorno ai 200 millisecondi, così come per scanner o monitor LCD. Questo a riprova di quanto detto precedentemente sul tempo di prima apertura degli interruttori in caso di guasto su linee MT e BT. Infatti, essendo questo tempo maggiore (300 ms) rispetto a quello appena evidenziato, il componente sensibile risulterà esposto a possibili danneggiamenti più o meno gravi. Quindi un aumento del tempo di prima apertura dei dispositivi automatici di protezione non accresce la possibilità di danni ai componenti, in quanto questi risultano essere già possibili ed evidenti per tempi inferiori.

### 1.34 Considerazioni

Il cospicuo impiego di dispositivi elettronici che introducono elevati disturbi di tensione e corrente nel sistema di distribuzione, l'utilizzo di dispositivi notevolmente sensibili alle variazioni delle forme d'onda sia in ambito industriale, sia in ambito civile (es. personal computer e controlli delle apparecchiature domestiche), e la liberalizzazione del mercato elettrico hanno comportato un mutamento nell'atteggiamento degli enti produttori di

energia nei riguardi degli utenti, che ora sono considerati *clienti*. La liberalizzazione del mercato elettrico ha creato un aumento degli enti produttori che possono vendere il proprio prodotto, quindi il cliente può acquistare l'energia elettrica ovunque, pagando l'ente locale solo per l'effettiva connessione al sistema elettrico. E' perciò interesse dei produttori, cercare di prevalere sul mercato e battere la concorrenza migliorando il proprio prodotto attraverso una fornitura d'energia d'alta qualità a prezzi competitivi. In questo scenario non è più chiaro, però, a chi competa la responsabilità dell'affidabilità e della qualità dell'alimentazione. Se il contratto di fornitura è stipulato direttamente tra il cliente e il produttore, dovrebbe teoricamente essere quest'ultimo il garante della qualità dell'alimentazione; ma, a sua volta, il gestore del sistema elettrico potrebbe essere responsabile nei confronti dell'ente produttore. A fronte di questi problemi l'AEEG, prendendo le mosse da varie norme esistenti in campo nazionale ed internazionale, ha definito dei parametri in grado di determinare quali caratteristiche debba avere l'alimentazione fornita all'utenza finale, in condizioni di normale continuità del servizio, per rientrare nei parametri di qualità. Questa però prende in considerazione non solo il funzionamento in condizioni di normalità del sistema (simmetria ed equilibrio, frequenza e ampiezza costanti), ma anche il caso di mal funzionamento, come ad esempio i casi di guasto o di interruzione della fornitura, definendo i vari casi critici ed eventuali indennizzi automatici da corrispondere ai clienti finali per la mancanza del servizio (solo per interruzioni lunghe cioè superiori ai 3 minuti).

In questo scenario sono stati analizzati i disturbi della tensione di alimentazione che possono in tutto o in parte compromettere il corretto funzionamento dei dispositivi sensibili ed in particolare se le procedure utilizzate nelle reti di distribuzione MT e BT per l'eliminazione di un guasto, attraverso i cicli di richiusura rapida delle protezioni, possano causare un decadimento delle qualità della fornitura e pregiudicare in modo parziale o irreversibile il funzionamento degli apparati connessi alla rete di alimentazione. In particolare sono state considerate le Interruzioni transitorie (durata inferiore ad un secondo), provocate dalla prima apertura dei dispositivi di protezione delle linee, osservando che un aumento del tempo di apertura non produce un incremento degli effetti negativi, in quanto questi risultano essere già evidenti per tempi più brevi.

### **1.35 Arco Elettrico**

I gas, sottoposti ad un campo elettrico sufficientemente elevato, consentono il passaggio di corrente fino ai valori più elevati, tipici della scarica d'arco. Sebbene questa sia stata oggetto di numerose ricerche, non si è raggiunta ancora la certezza sull'esatta interpretazione di tutti i fenomeni. L'arco, negli apparecchi di manovra e protezione, nasce alla separazione dei contatti. La formazione è provocata dal riscaldamento del materiale nel punto di distacco, mentre il successivo sviluppo dipende dai parametri del circuito, dall'ambiente circostante e dai contatti. Questi modificano il fenomeno in relazione ai seguenti elementi: materiale, velocità di apertura e di chiusura, formazione di pellicole, resistenza di contatto, riscaldamento, erosione, trasferimento di materiale.

L'arco produce una notevole quantità di energia, che può aumentare col suo allungamento, contemporaneamente all'aumento della resistenza e della caduta di tensione, mentre diminuisce la corrente. Durante l'estinzione, il gas ionizzato, fortemente conduttore, viene trasformato in un tempo relativamente breve in un mezzo isolante. L'estinzione dell'arco è facilitata dal movimento del fluido raffreddante e dall'arco stesso, provocato da moti turbolenti o da forze elettrodinamiche e gasdinamiche.

Nel caso di corrente alternata, l'interruzione è agevolata dal naturale passaggio per lo zero. L'arco svolge una funzione utile, prolungando la continuità del circuito fino a quando si presentano le condizioni più appropriate per l'estinzione. L'arco provoca con la resistenza e con la conseguente caduta di tensione delle modifiche al circuito ed in particolare nel valore e nell'andamento della corrente. La sua influenza è simile a quella di un reostato la cui resistenza varia rapidamente ed irregolarmente da zero all'infinito (interruzione). La caduta di tensione dell'arco dipende dai fenomeni di ionizzazione e ricombinazione, connessi a loro volta all'azione di raffreddamento.

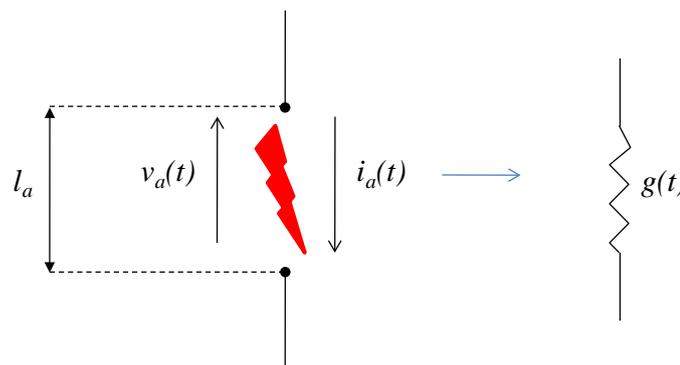
La relazione tra tensione d'arco e corrente si può studiare in regime statico e dinamico, cioè in stato di equilibrio tra calore prodotto e dissipato dall'arco, oppure in condizioni di rapide variazioni, tipiche della fase di estinzione.

### **1.36 Arco elettrico nelle linee MT**

L'arco elettrico che si forma a seguito di un guasto in una linea di distribuzione a MT ha delle caratteristiche tali per cui la sua modellizzazione è piuttosto complessa. Alcune di queste caratteristiche hanno origine casuale e difficilmente prevedibile, e la loro rappresentazione richiede un approccio di tipo stocastico.

Tra gli aspetti che possono influenzare le caratteristiche dell'arco elettrico, oltre alle forze elettrodinamiche in gioco, vi sono soprattutto le condizioni esterne intorno al canale d'arco. La presenza di aria ionizzata, il vento (che modifica la lunghezza dell'arco), la pressione atmosferica e/o la salinità sono tutti fattori che modificano la capacità di recupero termico e di ripristino del dielettrico e quindi la possibilità di auto estinzione dell'arco elettrico. Nonostante ciò, è comunque possibile sviluppare modelli numerici in grado di considerare i fattori più importanti e rappresentare le interazioni tra l'arco elettrico e i circuiti della rete di distribuzione, al fine di individuare le situazioni d'interesse del presente studio.

I modelli termici sono i più antichi modelli dinamici dell'arco; sono in uso sin da quando Cassie nel 1939 e Mayr nel 1943 introdussero la prima descrizione di conduttività dell'arco sotto forma di equazione differenziale di primo grado. Tali equazioni considerano l'arco elettrico come un bipolo resistivo tempo dipendente (**Figura 1.34**) [61] [62].



**Figura 1.34: Arco elettrico e sua rappresentazione mediante bipolo resistivo tempo dipendente**

### 1.37 Equazioni dinamiche

I fenomeni che caratterizzano, in regime transitorio, la rapida variazione della conduttività dell'arco possono essere espressi da equazioni differenziali, che rappresentano modelli matematici approssimati dell'arco. Queste equazioni, impostate per la prima volta da Mayr e da Cassie, sono il fondamento della teoria dinamica dell'arco.

La conduttività dell'arco dipende dal bilancio d'energia, cioè dalla relazione esistente tra la potenza fornita e quella dissipata nell'ambiente circostante. La temperatura, e di conseguenza la conduttività, possono mantenere il loro valore solo se la perdita di calore è compensata dalla fornitura di altrettanta energia elettrica; per questo motivo durante l'interruzione si ha un forte aumento del gradiente della tensione d'arco.

Le variazioni di conduttività sono contenute entro valori finiti (normalmente bassi rispetto all'impedenza del circuito) ad eccezione dell'intorno dello zero di corrente, in cui la resistenza può arrivare a valori così elevati da causare l'interruzione.

La conduttanza di un'unità di lunghezza della colonna d'arco  $G$  è funzione della quantità  $Q$  di calore ivi accumulata, la quale a sua volta varia in funzione della differenza tra la potenza assorbita dall'arco  $P_a$  e quella dissipata  $P_d$  per conduzione, convezione, irraggiamento e turbolenza.

In regime stazionario la potenza assorbita  $P_a = e \cdot i$  (dove  $e$  ed  $i$  sono rispettivamente i valori istantanei di tensione e di corrente dell'arco) è uguale a quella dissipata  $P_d$ , che può essere pertanto ricavata dalla caratteristica statica. La quantità di calore  $Q$ , in un tratto unitario dell'arco, è quindi espressa da:

$$Q = \int (P_a - P_d) dt \quad (1)$$

L'equazione più generale corrisponde al modello dinamico dell'arco è la (2):

$$g = f(Q) = f\left(\int (P_a - P_d) dt\right) \quad (2)$$

Derivando quest'ultima equazione si ottiene la (3):

$$\frac{dg}{dt} = \frac{\partial f(Q)}{\partial Q} \frac{dQ}{dt} = \frac{\partial f(Q)}{\partial Q} (P_a - P_d) = \frac{\partial f(Q)}{\partial Q} (e \cdot i - P_d) \quad (3)$$

L'eq. (3) dipende dalle espressioni scelte per  $f(Q)$  e  $P_d$ , cioè dalle assunzioni sulla natura fisica dell'arco. L'esito del bilancio tra  $P_a$  e  $P_d$  dipende dai due parametri caratteristici:

- la *potenza di estinzione*, cioè l'energia specifica che l'arco è in grado di dissipare sull'unità di tempo;
- la *costante di tempo*  $\tau$ , cioè la costante di tempo della curva secondo la quale aumenta le resistenza dell'arco.

Purtroppo non è facile determinare queste grandezze, ma la loro conoscenza è di grande importanza per il progettista, essendo strettamente connessa col processo di interruzione [7].

Di seguito vengono riportati i due modelli matematici dell'arco dai quali è stato derivato il modello utilizzato in questa tesi. Questi sono ottenuti dall'eq. (3), con alcune ipotesi sulla natura dell'arco.

### 1.38 Modello di Mayr

Il modello matematico dell'arco espresso con l'equazione di Mayr si basa sulle seguenti assunzioni:

- corrente di valore limitato o di valore più elevato prese in un intorno del passaggio per lo zero;
- sezione della colonna d'arco costante;
- potenza dissipata dall'arco costante ed equivalente a quella dissipata in condizioni statiche  $P_{d0}$ ;
- plasma in equilibrio termico;
- calore dissipato solo per conduzione termica.

Sotto queste ipotesi Mayr è arrivato ad esprimere la conduttività elettrica per unità di volume con la formula [61] [62]:

$$\sigma = ke \left( \frac{q}{q_0} \right) \quad (4)$$

Con:

$k$  costante sperimentale;

$q = \delta c_p (T - T_1)$  contenuto specifico di energia del gas, cioè quantità di energia accumulata nell'unità di volume (comprese le energie di dissociazione, di eccitazione e di ionizzazione del gas)

$\delta$  densità del gas

$\sigma$  conduttanza dell'arco

$c_p$  calore specifico a pressione costante del gas

$q_0$  quantità di calore necessaria per aumentare la conduttanza di 1/e

T temperatura nella zona d'arco funzione della distanza radiale dall'asse dell'arco e del tempo t

T<sub>1</sub> temperatura ambiente

Per i gas monoatomici  $q_0$  vale  $4,33 \cdot 10^{-5} \text{ pT}_1/\text{eV}_i$ ; mentre per i gas biatomici vale  $6,05 \cdot 10^{-5} \text{ pT}_1/\text{eV}_i$

Passando dalle grandezze per unità di volume alle grandezze per unità di lunghezza d'arco si ottiene:

$$g = 2\pi \int_0^{r_1} \sigma \cdot r \cdot dr = k \cdot e^{\left(\frac{Q}{Q_0}\right)} \quad (5)$$

$$Q = 2\pi \int_0^{r_1} q \cdot r \cdot dr \quad (6)$$

$$Q_0 = 2\pi \int_0^{r_1} q_0 \cdot r \cdot dr \quad (7)$$

Dove  $r_1$  è il raggio massimo in cui sussiste la conducibilità elettrica dell'arco.

Derivando la conduttanza  $g$  dalla (5) rispetto al tempo, si ottiene:

$$\frac{dg}{dt} = k \cdot e^{\left(\frac{Q}{Q_0}\right)} \cdot \frac{dQ}{dt} \cdot \frac{1}{Q_0} = g \cdot \frac{dQ}{dt} \cdot \frac{1}{Q_0} \quad (8)$$

Ricordando che  $\frac{dQ}{dt} = (e \cdot i - P_{d0})$  e portando la conduttanza al primo membro la (8) diventa:

$$\frac{1}{g} \cdot \frac{dg}{dt} = \frac{e \cdot i - P_{d0}}{Q_0} \quad (9)$$

Indicando con  $\tau = \frac{Q_0}{P_{d0}}$  la costante di tempo dell'arco, si ottiene l'equazione dell'arco di Mayr nella forma:

$$\frac{1}{g} \cdot \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \frac{e \cdot i}{P_{d0}} - 1 \right) \quad (10)$$

### 1.39 Modello di Cassie

Il modello di Cassie è basato sulle seguenti assunzioni:

- calore dissipato solo per convezione

- temperatura costante nei vari punti della colonna d'arco
- corrente di valore elevato ( maggiore di 100 A)
- resistività  $\rho$  costante
- potenza  $p_d$  dissipata per unità di volume costante
- calore specifico  $c$  costante
- sezione d'arco variabile in funzione della corrente e del tempo.

Sotto queste assunzioni, si ha che il diametro della colonna d'arco diminuisce; la conduttanza dipende linearmente da  $Q$ , ed in condizioni statiche la densità ed il gradiente di tensione sono costanti. Da ciò si ricava:

$$e_0 = \sqrt{\rho \cdot p_d} \quad (11)$$

che è valida nel campo delle correnti elevate. Le condizioni che ne derivano sono:

$$g = \frac{i}{e} = \frac{Q}{\rho c} \quad (12)$$

$$P_d = p_d \frac{Q}{c} \quad (13)$$

Dove  $e$  è il valore istantaneo del gradiente della tensione d'arco.

L'equazione differenziale che si ricava è la seguente:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{e^2}{\rho c} - \frac{P_d}{c} \quad (14)$$

Definendo  $\tau = \frac{c}{P_d}$  la costante di tempo e ricordando la (11), si ottiene:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \frac{e^2}{e_0^2} - 1 \right) \quad (15)$$

#### 1.40 Modellizzazione dell'arco elettrico

La teoria sulla rappresentazione dell'arco elettrico in aria ha avuto ulteriori affinamenti nel corso degli anni, ma in genere il comportamento dinamico è sempre rappresentato dalla seguente equazione differenziale:

$$\frac{dg(t)}{dt} = \frac{1}{\tau} [G - g(t)] \quad (16)$$

dove:

- $g(t)$ : conduttanza dell'arco elettrico in aria;
- $G$ : conduttanza stazionaria dell'arco;
- $\tau$ : costante di tempo dell'arco;

I modelli di arco elettrico reperibili in Letteratura possono essere classificati in due categorie: la prima categoria è basata sul ripristino del dielettrico proposto da Johns [4] [23], mentre la seconda, modello di Kizilcay, è incentrata sulle caratteristiche termiche dell'arco [5] [6]. Per la maggior parte delle applicazioni sono stati largamente impiegati i modelli termici perché forniscono una migliore interpretazione del comportamento dell'arco rispetto ai modelli della prima categoria.

Nel modello di Johns, la conduttanza stazionaria è rappresentata dalla (17).

$$G = \frac{|i_a|}{u_0 \cdot l_a} \quad (17)$$

La costante di tempo dell'arco è ricavata empiricamente dalla corrente d'arco mediante la relazione (18):

$$\tau = \frac{\alpha \cdot I}{l_a} \quad (18)$$

dove  $I$  è il valore di picco della corrente di guasto e il coefficiente  $\alpha$  vale circa  $2.85 \cdot 10^{-5}$ . Questa espressione è stata ottenuta empiricamente adattando la risposta temporale dell'equazione dinamica dell'arco elettrico per uguagliare le misure sperimentali sulle correnti d'arco comprese nel campo 1.4 – 24 kA.

Nel modello di Kizilcay invece la conduttanza stazionaria  $G$  è espressa mediante la relazione (19):

$$G = \frac{|i_a|}{(u_0 + r_0 |i_a|) \cdot l_a} \quad (19)$$

dove:

- $i_a$  : corrente d'arco istantanea;
- $u_{st}$  : tensione d'arco stazionaria;

- $u_0$  : tensione d'arco caratteristica per unità di lunghezza;
- $r_0$  : resistenza d'arco caratteristica per unità di lunghezza;
- $l_a$  : lunghezza d'arco istantanea;

Riguardo la costante di tempo  $\tau$ , è stata anch'essa modificata secondo la relazione:

$$\tau = \tau_0 \cdot \left(\frac{l_a}{l_{a0}}\right)^\alpha \quad (20)$$

dove  $\tau_0$  è la costante di tempo iniziale dell'arco,  $l_{a0}$  è lunghezza d'arco iniziale,  $\alpha$  è un coefficiente con valore negativo (determinabile per via sperimentale). La lunghezza dell'arco è fortemente influenzata da fattori esterni, come il vento, la pressione atmosferica e le condizioni dell'aria circostante al guasto.

Il modello di Kizilcay è sufficientemente affidabile perché la sua validità e applicabilità alle reti di media tensione è stata verificata sperimentalmente in (20). Nel caso di archi elettrici su linee MT si è trovato sperimentalmente in (20) che si può considerare  $\tau_0$  pari a 0.25 s mentre  $\alpha$  vale -0,4.

Per determinare la caratteristica di variazione della lunghezza dell'arco elettrico al variare del tempo negli istanti successivi alla formazione dell'arco, sono reperibili in letteratura pochissime misure e/o dati sperimentali, e quasi sempre le informazioni sono relative ai sistemi elettrici di trasmissione. Un esempio è quello dato dalle equazioni seguenti:

$$\frac{l_a(t)}{l_{a0}} = \begin{cases} 10 \cdot t & \text{per } t > 0.1 \text{ s} \\ 1 & \text{per } t \leq 0.1 \text{ s} \end{cases} \quad (21)$$

relative all'incremento della lunghezza dell'arco secondario in alta tensione e in presenza di vento a bassa velocità (0÷1m/s) [4].

Le formule riportate in precedenza per descrivere i due modelli d'arco elettrico sono state introdotte per una migliore rappresentazione degli archi elettrici dovuti a guasti che si presentano nelle linee dei sistemi di trasmissione. I parametri del modello di Kizilcay descritto in sono stati modificati per rappresentare anche gli archi da guasto nelle reti di Media Tensione [5]. La modifica riguarda i parametri  $u_0$  e  $r_0$ , che in questo caso sono dipendenti dalla lunghezza dell'arco. Tale dipendenza è espressa mediante l'equazione (22).

$$u_0 = 900 + \frac{400}{l_a} \left[ \frac{V}{m} \right] \quad r_0 = 0.04 + \frac{0.008}{l_a} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad (22)$$

I due modelli di Kizilcay e Johns si differenziano anche nell'approccio usato per valutare la capacità di auto estinzione dell'arco:

- a) Kizilcay usa un approccio basato sull'instabilità termica dell'arco;
- b) Johns impiega invece un approccio basato sulla velocità di ripristino del dielettrico.

Secondo l'approccio di Kizilcay l'arco elettrico si estingue se la derivata della resistenza d'arco istantanea per unità di lunghezza,  $\frac{dr}{dt}$ , supera un limite massimo predefinito e, contemporaneamente, la conduttanza d'arco  $g$  per unità di lunghezza è inferiore a un valore  $g_{min}$ .

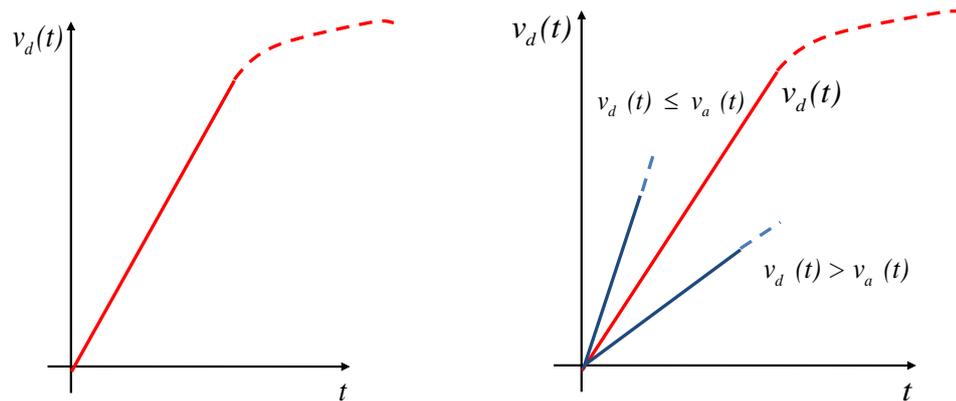
Nell'approccio di Johns si valuta la tensione di ristabilimento, che nel caso di arco secondario su linee di trasmissione, è esprimibile con la (23):

$$v_d(t) = \left[ 5 + \frac{1650 \cdot T_e}{(2.15 + I_{RMS})} \right] \cdot (t - T_e) \cdot l_a \cdot 10^5 [V] \quad (23)$$

dove  $T_e$  è il tempo di estinzione dell'arco secondario misurato a partire dalla transizione dall'arco primario a quello secondario,  $t$  è il tempo misurato a partire dalla comparsa dell'arco secondario e  $I_{RMS}$  è il valore efficace della corrente a regime dell'arco secondario. L'entità delle correnti in gioco nell'arco secondario in AT, confrontabili con quelli degli archi dei guasti monofase a terra della MT, permette di adottare tale modello anche per descrivere gli archi che si manifestano per guasti in MT.

Ad ogni passaggio per lo zero della corrente di guasto, l'arco si estingue; a questo punto si confronta la tensione  $v_d(t)$  con la tensione d'arco  $v_a(t)$  che si manifesta nel punto di guasto, e se quest'ultima resta sotto  $v_d(t)$  l'arco non si riadesca (**Figura 1.35**).

Quest'ultimo approccio è stato seguito nella tesi.



**Figura 1.35: Arco elettrico e sua rappresentazione mediante bipolo resistivo tempo dipendente**

## **1.41 Rigidità Dielettrica dell'Isolamento**

### **1.42 Materiali isolanti**

I materiali isolanti sono quelle sostanze che presentano una conduttività elettrica talmente bassa che la circolazione di corrente è praticamente impedita. Come materiali isolanti vengono impiegati i dielettrici, che vengono scelti in base alle loro proprietà elettriche, meccaniche, chimiche e termiche.

#### **1.42.1 Resistenza di isolamento**

La resistenza di isolamento dei dielettrici può essere rappresentata mediante due resistenze in parallelo: la resistenza di massa e la resistenza superficiale. Tali resistenze costituiscono le due vie per la corrente di dispersione che passa prevalentemente nello strato superficiale dell'isolante; la prima, dipendente dal rapporto fra la tensione applicata e la parte di corrente che attraversa il volume del materiale, tende a diminuire al crescere della temperatura; la seconda è data dal rapporto tra la tensione applicata e la parte di corrente che attraversa lo strato superficiale, e decresce rapidamente all'aumentare dell'umidità atmosferica ed in presenza di depositi superficiali.

#### **1.42.2 Costante dielettrica relativa**

La costante dielettrica relativa è il rapporto (sempre maggiore di uno) tra la capacità di un condensatore avente come dielettrico il materiale isolante considerato e la capacità di un condensatore avente come dielettrico il vuoto; quest'ultimo ha una costante dielettrica pari a  $\epsilon_0 = 8,859 \cdot 10^{-12}$  F/km. Per ottenere la costante dielettrica assoluta di un materiale isolante basta sommare la sua costante dielettrica relativa alla costante dielettrica del vuoto.

#### **1.42.3 Angolo di perdita e fattore di perdita**

In un condensatore ideale con un dielettrico perfetto, soggetto a una tensione sinusoidale, i fasori della tensione e della corrente sono sfasati fra loro di  $90^\circ$  e di conseguenza non c'è consumo di potenza attiva. In un condensatore reale il dielettrico si riscalda a causa delle perdite che si manifestano in esso, a causa di ciò i due fasori non saranno in quadratura ma formeranno un angolo minore di  $90^\circ$ . La differenza tra  $90^\circ$  e questo angolo viene chiamato angolo di perdita. Il prodotto tra la costante dielettrica relativa del dielettrico e la tangente del suo angolo di perdita viene chiamato fattore di perdita.

#### **1.42.4 Rigidità dielettrica**

La rigidità dielettrica è il valore del gradiente di tensione necessario per provocare la scarica attraverso lo spessore del dielettrico in determinate condizioni sperimentali. Può essere definita anche come il rapporto tra il valore efficace della tensione che provoca la perforazione di un provino (in condizioni specificate) e la distanza tra gli elettrodi.

### **1.43 Classificazione dei materiali isolanti**

I materiali isolanti possono essere divisi in inorganici ed organici; questi ultimi possono a loro volta essere naturali o sintetici.

#### **1.43.1 Isolanti inorganici**

Gli isolanti inorganici sono:

- *aria*: è il materiale isolante più conveniente e viene ampiamente impiegato per le linee aeree e per i quadri elettrici di tipo protetto. La sua rigidità dielettrica, però, non è costante e dipende dalla sua densità ed umidità, dalla forma degli elettrodi e dallo stato fisico delle loro superfici. Per questi motivi nel determinare le distanze di isolamento bisogna tenere conto di tutti questi fattori;
- *esafluoruro di zolfo*: è un gas pesante, incombustibile ed ha una forte affinità con gli elettroni liberi che vengono catturati dalle sue molecole formando ioni pesanti negativi. A parità di condizioni, la sua rigidità dielettrica è circa due volte e mezzo più grande di quella dell'aria; questo permette di avere distanze di isolamento più piccole con conseguenti ingombri minori;
- *mica*: è un minerale estremamente resistente al calore e di conseguenza viene utilizzato come isolante di supporto in macchine ed apparecchi funzionanti a temperature di oltre 100°C;
- *porcellana per isolatori*: è utilizzata per realizzare gli isolatori e contiene caolino, quarzo e feldspato; quest'ultimo è un elemento legante che permette la formazione di una massa vetrificante a temperatura più bassa rispetto alla temperatura necessaria per ottenere la fusione parziale del caolino. La porcellana ha un'elevata rigidità dielettrica, una notevole resistenza meccanica ed un piccolo coefficiente di dilatazione. Sono generalmente ricoperti da uno strato di smalto vetroso;
- *vetro per isolatori*: è una sostanza amorfa dotata di grande rigidità dielettrica ottenuta dalla solidificazione senza cristallizzazione di una miscela omogenea di silicati e borati fusi;

- *fibre di vetro*: è uno speciale filato di vetro molto flessibile con un potere dielettrico molto elevato e con la capacità di conservare inalterate le sue caratteristiche dielettriche anche a temperature elevate (fino a 130°C).

### **1.43.2 Materiali isolanti organici**

Gli isolanti organici sono:

- Carta per usi elettrotecnici: è un miscuglio di fibra di legno e canapa ottenuta con un processo di cottura del legno macinato. Essendo combustibile, viene impregnata. Viene impiegata come isolante nei condensatori e nelle bobine.
- Cartone per usi elettrotecnici: consiste di più strati di impasto fibroso accoppiati fra loro tramite pressione con l'eventuale aggiunta di resine. Può venire utilizzato come isolante per i motori elettrici, i trasformatori ad olio o per i condensatori a seconda della qualità.
- Gomma naturale: indica una serie di sostanze secrete dalle piante o dagli animali o prodotte sinteticamente per polimerizzazione. Le gomme naturali hanno un'elevata elasticità, non sono igroscopiche, sono sensibili alle intemperie, sono solubili alla benzina, all'olio ed agli acidi forti, sono infiammabili e sono poco resistenti al calore.
- Oli minerali: provengono dalla distillazione frazionata del petrolio e successiva raffinazione; sono di maggior impiego per condensatori trasformatori ed interruttori. Oltre alla funzione isolante, svolgono anche la funzione di raffreddamento nei trasformatori e contribuiscono allo spegnimento dell'arco negli interruttori.
- PVC: è ottenuto dalla polimerizzazione del vinilcloruro. È un ottimo isolante sia termico che elettrico con buona resistenza alla corrosione, e viene impiegato come isolante e come guaina esterna per i cavi elettrici.
- Gomma epilenpropilenica: è un polimero saturo contenente propilene ed etilene in parti uguali. Presenta elevata resistenza all'invecchiamento, alle ossidazioni ed agli agenti atmosferici. Viene impiegato come isolante e come guaina esterna per i cavi elettrici, specialmente quando tali fattori possono danneggiarli.

## 1.44 Caratterizzazione degli isolamenti e valutazione della tenuta alla scarica

Con riferimento all'evento di scarica gli isolamenti si classificano come:

- **Autoripristinanti:** se riacquistano, dopo la scarica, le caratteristiche precedenti di tenuta (dielettrici gassosi come aria e SF<sub>6</sub>).
- **Non autoripristinanti:** se non riacquistano, dopo la scarica, le caratteristiche precedenti di tenuta (dielettrici solidi come carta, vetro, resine).
- **Parzialmente autoripristinanti:** se, dopo la scarica, riacquistano solo in parte le caratteristiche precedenti di tenuta (oli).

La valutazione della tenuta dell'isolamento in condizioni anomale (sovratensioni atmosferiche, sovratensioni di manovra, ecc.) è possibile mediante l'impiego di diverse metodologie che descrivono la resistenza alla scarica dell'isolamento [8] [54] [56]. Gli approcci di valutazione, di tipo deterministico o di tipo probabilistico si basano sul calcolo del BIL (*Basic Lightning Insulation Level* o livello di sicura tenuta ad impulso atmosferico standard – probabilità del 10% di scarica), del BSL (*Basic Switching Impulse Insulation Level* o livello di sicura tenuta ad impulso di manovra – probabilità del 10% di scarica) o del CFO (*Critical Flashover Overvoltage* – probabilità del 50% di scarica). Tutti questi parametri si riferiscono a particolari condizioni di funzionamento caratterizzate da diverse tipologie di sovratensione che possono interessare l'isolamento e provocare in esso scariche elettriche.

I parametri suddetti sono normalmente riferiti alle seguenti condizioni ambientali standard:

- Temperatura ambiente: 20°C (293K);
- Pressione atmosferica: 101,3 kPa;
- Umidità assoluta: 11 g H<sub>2</sub>O per ogni m<sup>3</sup> di aria.

Nel caso di test con pioggia: 1÷1,5 mm H<sub>2</sub>O al minuto.

Nei sistemi elettrici, le sovratensioni sono dovute a differenti tipi di eventi o cause, e possono essere classificate nelle seguenti categorie:

- sovratensioni atmosferiche;
- sovratensioni di manovra;
- sovratensioni sostenute.

Le sovratensioni di interesse nel presente studio sono quelle di manovra e quelle sostenute. Le sovratensioni di manovra sono dovute ai transitori elettromagnetici che nascono a seguito di manovre d'interruttori, sezionatori, intervento di fusibili, guasti e loro

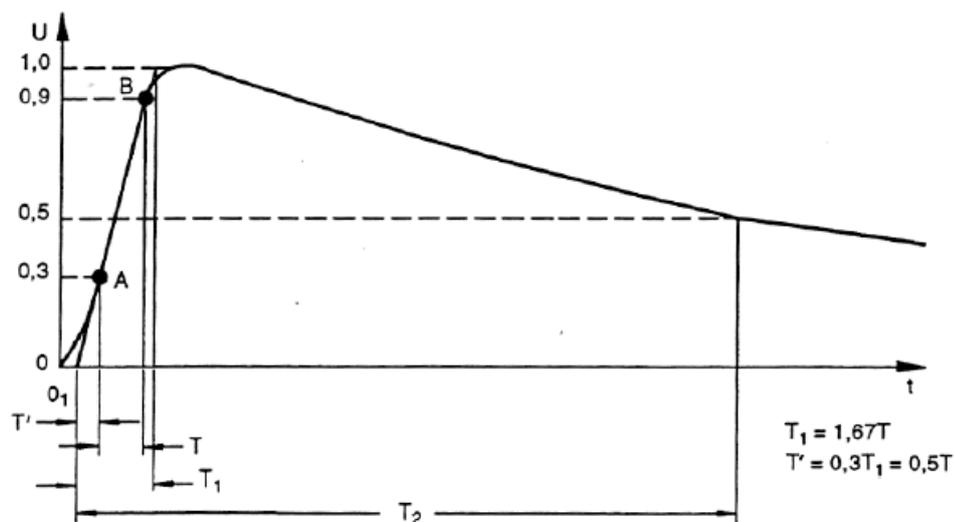
eliminazione. Le sovratensioni sostenute avvengono in seguito a regimi anomali di funzionamento, come guasti e loro eliminazione. Queste ultime due tipologie sono anche classificate come sovratensioni di origine interna, perché nascono da eventi interni al sistema elettrico e per questo motivo l'ampiezza della sollecitazione è funzione della tensione nominale del sistema.

Le sovratensioni possono essere inoltre classificate in base agli aspetti che le caratterizzano: forma d'onda e durata.

Con riferimento alla forma d'onda, le sovratensioni si suddividono in:

- **sovratensioni impulsive**, che hanno un andamento nel tempo aperiodico unidirezionale, come mostrato in **Figura 1.36**. La forma d'onda impulsiva è caratterizzata dalle seguenti grandezze:

- Valore di picco ( $V_p$ ): valore massimo raggiunto dalla sovratensione;
- Tempo  $t_{10}$ : tempo in cui la tensione raggiunge il 10% del valore di picco;



**Figura 1.36: Sovratensione impulsiva**

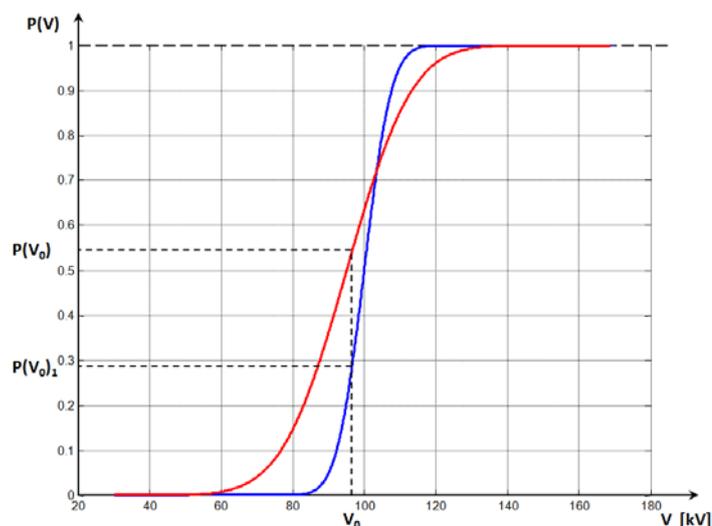
- Tempo  $t_{90}$ : tempo in cui la tensione raggiunge il 90% del valore di picco;
  - Durata del fronte ( $T_1$ ): tempo in cui la tensione raggiunge il valore di picco e convenzionalmente si assume pari a  $1,25 \cdot (t_{90} - t_{10})$ ;
  - Durata all'emivalore ( $T_2$ ): tempo in cui la tensione raggiunge, sulla coda dell'onda, metà del valore di picco.
- **sovratensioni oscillatorie** alla frequenza industriale o ad armoniche superiori.

I parametri BIL, BSL e CFO sono determinati mediante prove sperimentali sui diversi tipi d'isolamenti considerando forme d'onda standardizzate con diversi rapporti  $T_1/T_2$  (es. 1.2/50  $\mu\text{s}$  per sovratensioni atmosferiche, 250/2500  $\mu\text{s}$  per sovratensioni di manovra).

Per quanto concerne l'isolamento nei confronti delle sovratensioni, l'attitudine di un isolamento a sopportare le sovratensioni é aleatoria (come pure l'evento di sovratensione). Pertanto, essa è rappresentabile mediante la probabilità cumulata di scarica dell'isolamento  $P(V)$ , in presenza di sovratensioni di un certo tipo, al variare del valore di cresta  $V$ .

In genere,  $P(V)$  é completamente definita da un parametro di forma, quale la deviazione standard  $\sigma$ , legato alla dispersione di  $P(V)$  cosí come ottenuta dai dati sperimentali e da un parametro di posizione, quale un percentile  $V_{x\%}$ , legato alla posizione della distribuzione  $P(V)$  lungo l'asse delle tensioni. Si noti che un percentile di grande rilievo, ai fini della caratterizzazione della tenuta dell'isolamento nei confronti delle sovratensioni, é il 50° percentile della tensione di scarica, o valore mediano ( $V_{50\%}$ ). Si noti che in particolare, per gli isolamenti in aria, i risultati sperimentali sono ben interpolati da una distribuzione di Gauss.

Per riportare i risultati di laboratorio alla situazione reale di esercizio, occorre tener conto del fatto che le condizioni di prova in laboratorio sono ben definite e riproducibili (poiché basate sulle prescrizioni normative), mentre in servizio le condizioni dell'isolamento sono variabili specie a causa degli agenti esterni, che provocano una maggior aleatorietà della tenuta.

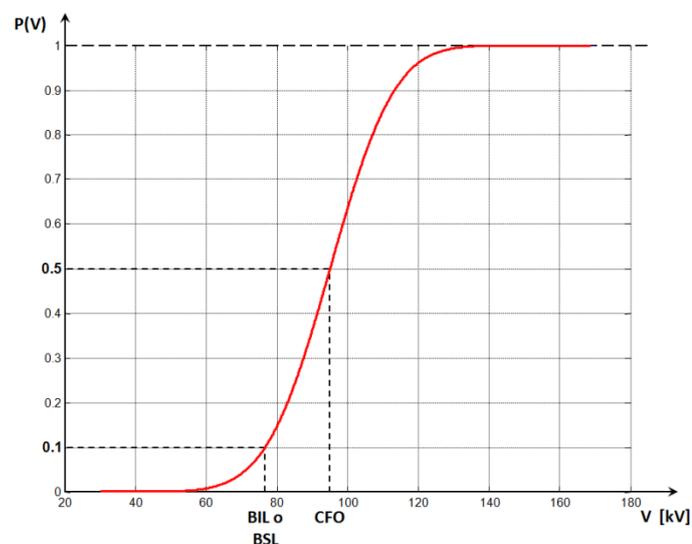


**Figura 1.37: Distribuzione della probabilità di scarica in condizioni ambientali reali  $P(V_0)$  e distribuzione della probabilità di scarica ottenuta in laboratorio  $P(V_{0_1})$ .**

Pertanto, per un dato isolamento e un dato tipo di sovratensioni, i risultati che si ottengono in servizio sono più dispersi di quelli che si hanno in laboratorio; sperimentalmente però si rileva che il percentile  $V_{50\%}$  è in sostanza simile nei due casi, e quindi il valore di  $V_{50\%}$  determinato in laboratorio è valido anche in servizio (vedi **Figura 1.37**). In pratica, mediante prove di laboratorio si determina il parametro di posizione; dopodiché, tramite prove dirette sul campo, o prove di laboratorio atte a simulare le condizioni di esercizio, o eventualmente ricorrendo all'esperienza di servizio, si determina il parametro di forma legato alla dispersione.

Ad esempio, con riferimento all'isolamento di una linea di MT a 20 kV, il valore della tensione di scarica  $V_{50\%}$  riferita a sovratensioni di manovra è di 100 kV. Per quanto riguarda la dispersione, si può assumere un valore di laboratorio del  $5 \div 6 \%$ . Pertanto, anche assumendo che in condizioni di esercizio reale la dispersione aumenti fino a un 10%, si può ritenere ragionevolmente che sovratensioni di manovra con valori di picco sotto i 60÷70 kV non facciano innescare il fenomeno della scarica. Tuttavia, alla presenza di pioggia e/o d'inquinamento salino il livello d'isolamento si riduce e fenomeni di scarica si possono presentare occasionalmente anche per tensioni inferiori.

Tenendo presenti queste considerazioni, il BIL e il BSL rappresentano il valore di cresta della tensione applicata (rispettivamente sovratensione atmosferica e di manovra) per la quale l'isolamento avrà almeno una probabilità del 90% di resistere, ossia una probabilità del 10% di scaricare (**Figura 1.38**). Analogamente, il CFO rappresenta la tensione per la quale si potrà avere la probabilità del 50% di scarica nell'isolante.



**Figura 1.38:** di scarica dell'isolamento per isolanti auto ripristinanti: definizione di BIL o BSL e di CFO.

Considerando una  $P(V)$  gaussiana con deviazione standard  $\sigma_F$ , il BIL o il BSL sono legati al CFO mediante la relazione (24):

$$BSL = CFO - 1.28 \cdot \sigma_F = CFO \cdot \left( 1 - 1.28 \cdot \frac{\sigma_F}{CFO} \right) \quad (24)$$

Per valutare la tenuta degli isolamenti auto ripristinanti sottoposti a sovratensioni di tipo impulsivo sono spesso considerati i parametri  $CFO$  e  $\frac{\sigma_F}{CFO}$ .

Come ricordato in precedenza, i valori del BIL, BSL e CFO sono solitamente riferiti alle condizioni standard di funzionamento. Queste però sono condizioni ideali e possono differire dallo stato reale di funzionamento degli impianti. Solitamente sono impiegati coefficienti correttivi per tener conto di queste differenze, espressi in funzione dei principali agenti esterni. Per stimare come si modifica la caratteristica di scarica dell'isolamento in funzione di variazioni della pressione, della temperatura e dell'umidità, il Comitato Tecnico 42 della IEC propone la relazione (25).

$$V_A = \delta^m \cdot H_C^w \cdot V_S \quad (25)$$

dove  $V_A$  e  $V_S$  sono le sovratensioni applicate in condizioni non-standard e standard che presentano la stessa probabilità di scarica,  $\delta$  è la densità relativa dell'aria,  $H_C$  è il coefficiente correttivo relativo all'umidità,  $m$  e  $w$  sono costanti dipendenti dal fattore  $G_0$  definito come in (11):

$$G_0 = \frac{CFO_S}{500 \cdot S} \quad (26)$$

in cui  $S$  è la distanza in metri tra i punti dove si manifesta l'arco elettrico (*strike distance*) e  $CFO_S$  è il CFO in condizioni standard.

Dalla (25) si può immediatamente ricavare la relazione (27) tra i CFO in condizioni standard e non standard.

$$CFO_A = \delta^m \cdot H_C^w \cdot CFO_S \quad (27)$$

Nel caso delle sovratensioni di manovra, gli esponenti  $m$  e  $w$  possono essere valutati con la relazione  $m = w = 1.25 \cdot G_0 \cdot (G_0 - 0.2)$  quando  $G_0$  è compreso tra 0.2 e 1.0, mentre valgono 1 quando  $G_0$  è maggiore di 1.0. Poiché il comportamento dell'isolante alle sovratensioni di manovra è generalmente misurato in condizioni atmosferiche di forte umidità o pioggia e in tali condizioni il fattore  $H_c$  può essere assunto pari a 1, allora la relazione (27) può essere riscritta per le sovratensioni di manovra nel seguente modo (28):

$$CFO_A = \delta^m \cdot CFO_S \quad (28)$$

Infine, per quanto riguarda la densità dell'aria  $\delta$ , essa viene stimata con la relazione (29):

$$\delta = \frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T} \quad (29)$$

in cui  $P_0$  e  $T_0$  sono la pressione e la temperatura nelle condizioni standard, mentre  $P$  e  $T$  sono la pressione e la temperatura nella condizione di riferimento. In definitiva, è ragionevole ritenere che il CFO si riduca al diminuire della pressione e al crescere della temperatura ambientale secondo la (30) [6].

$$CFO_A \propto \frac{P}{T} \quad (30)$$

### 1.45 Rischio di scarica

Per un dato isolamento e una data famiglia di sovratensioni, si definisce il rischio di scarica associato come la probabilità che, in occasione di una sovratensione della famiglia l'isolamento scarichi.

Per una sovratensione di valore di cresta  $V_0$ , dalle distribuzioni di probabilità della famiglia  $f(V)$ , e dell'isolamento  $P(V)$ , si ricava il rischio elementare di scarica relativo alle sovratensioni della famiglia, aventi un valore di cresta  $V$  compreso nell'intervallo  $[V_0, V_0 + dV]$ , come:

$$dR = P(V_0) \cdot f(V_0) \cdot dV \quad (31)$$

Considerando tutti i possibili valori di cresta di quella famiglia, si calcola il rischio totale di scarica, relativo ad un dato evento, integrando la relazione precedente su  $V$  compreso tra zero e infinito:

$$R = \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) \cdot dV \quad (32)$$

Per ogni evento  $i$ -esimo ( $i=1, \dots, n$ ) in grado di produrre sovratensione e quindi scarica di un isolamento posto in un dato punto dell'impianto, questa relazione consente di valutare il rischio associato  $R_i$ . [6]

### 1.46 De-ionizzazione dell'arco.

Quando si applica una procedura di richiusura rapida automatica degli interruttori per eliminare i guasti transitori, occorre prestare attenzione al tempo necessario alla de-ionizzazione del tratto d'isolamento che è stato interessato dall'arco. Infatti, è necessario

che il tempo di attesa per la richiusura rapida (auto-reclosing “dead time”) sia sufficiente a evitare che l’arco si riadeschi, ripristinando il guasto nel momento in cui la tensione viene riapplicata.

Il tempo di deionizzazione richiesto dipende dalla tensione nominale del sistema, dallo spazio d’aria coinvolto (distanza tra le corna spinterometri che dell’isolatore di linea), dall’ampiezza della corrente di guasto e dalle condizioni meteorologiche. Alcuni risultati ottenuti da test di laboratorio e dall’esperienza sul campo sono stati raccolti in **Figura 1.39**. Occorre tener presente che questi studi sono stati condotti negli Stati Uniti (frequenza di 60 Hz) per sistemi di trasmissione e sub trasmissione, con correnti di guasto superiori ai 1 kA (neutro connesso direttamente a terra). Una equazione per valutare il tempo di deionizzazione in base alla tensione di esercizio del sistema, e che meglio riproduce questi dati empirici, è la seguente:

$$t_{RC} = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ cycles} \quad (33)$$

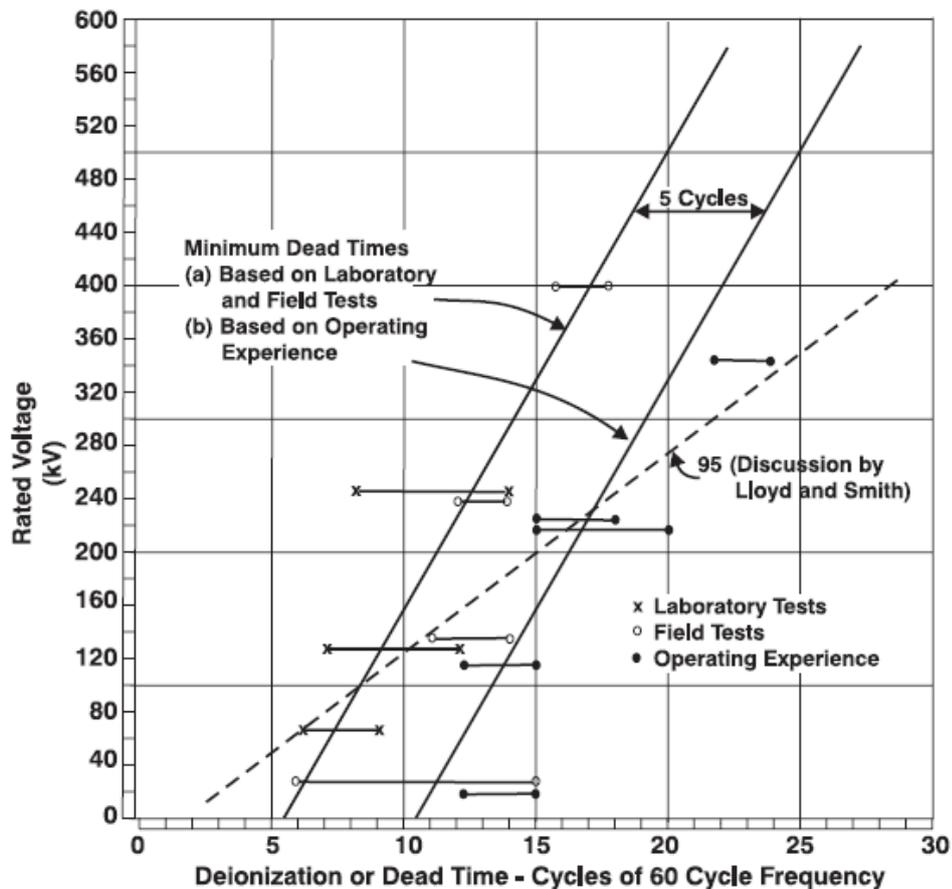
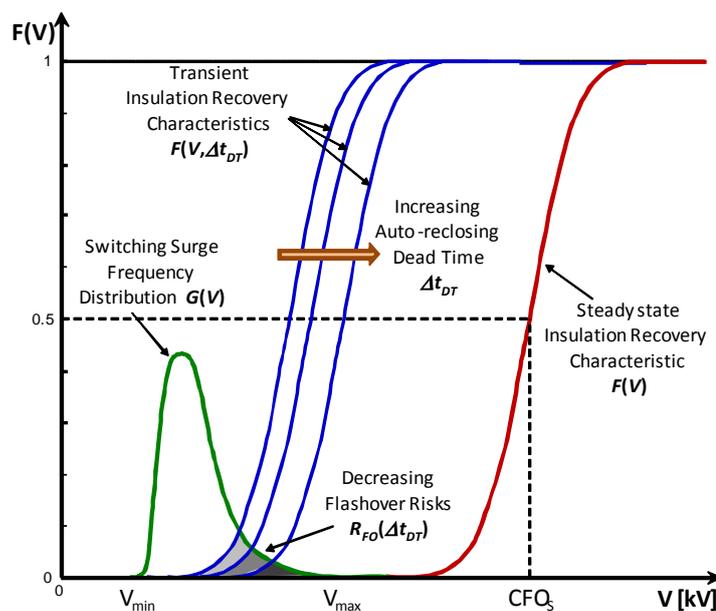


Figura 1.39 : Tempo morto per la deionizzazione del canale d'arco [6]

Pertanto, più alta è la tensione di esercizio, più grande deve essere il tempo richiesto per la de-ionizzazione. Questo tempo cresce leggermente anche al crescere della corrente d'arco, della durata dell'arco o in presenza di pioggia. Al contrario diminuisce al crescere della velocità del vento.

Da questi dati, si vede che per sistemi a 20kV sono richiesti tempi di attesa compresi tra 12 e 15 cicli (a 60 Hz), ossia tempi di attesa compresi tra 200 e 250 ms. Considerando però che per le reti di distribuzione europee (neutro isolato o compensato), le correnti di guasto a terra sono generalmente inferiori ai 100 A, si può ragionevolmente ritenere che il tempo necessario alla deionizzazione dell'arco sia inferiore ai 200 ms. Visto il tempo minimo di attesa di 300 ms, adottato per la richiusura rapida, si può ritenere che il dielettrico si è completamente ripristinato, e che quindi la sovratensione di manovra che si presenta alla richiusura dell'interruttore non sia in grado di riadescare l'arco elettrico.

Tuttavia, i condensatori di rifasamento e i carichi costituiti da grossi motori connessi alla rete possono continuare ad alimentare il guasto anche dopo l'apertura dell'interruttore di linea, ritardando così la completa estinzione dell'arco. Questo ritardo, sommato a condizioni ambientali poco favorevoli, potrebbe allungare i tempi necessari al completo ripristino del dielettrico, superando gli attuali 300 ms adottati come tempo di attesa per la richiusura rapida. In queste condizioni, potrebbe esistere un rischio di riadescamento dell'arco che diminuisce al crescere del tempo di attesa alla richiusura rapida (**Figura 1.40**). [48]



**Figura 1.40:** Relazione tra sovratensione di manovra e tempo di attesa della richiusura rapida.

### 1.47 Effetti della sovratemperatura dovuta all'energia d'arco sul ripristino del dielettrico.

Come osservato nel paragrafo precedente, molte sono le variabili che influenzano il processo di de-ionizzazione del volume di gas isolante (aria) che è stato sottoposto all'azione dell'arco elettrico. Sicuramente, due parametri molto importanti sono la temperatura che raggiunge l'aria in presenza dell'arco elettrico e la rapidità con cui essa torna al valore di pre-guasto una volta che l'arco è stato interrotto dall'apertura dell'interruttore di linea.

Il primo aspetto è chiaramente funzione dell'energia d'arco  $W_{arc}$ : maggiore è la corrente d'arco e/o il suo tempo di permanenza, più grande sarà l'energia d'arco prodotta e dissipata nell'ambiente circostante, e più alta sarà quindi la temperatura raggiunta dal gas isolante. L'energia d'arco,  $W_{arc}$ , può essere stimata mediante la relazione (34):

$$W_{arc} = \int_0^{t_a} u_a(t) \cdot i_a(t) \cdot dt = \int_0^{t_a} \frac{1}{g(t)} \cdot [i_a(t)]^2 \cdot dt \quad (34)$$

dove  $t_a$  è il tempo di permanenza dell'arco,  $u_a$  e  $i_a$  sono rispettivamente la tensione e la corrente d'arco istantanee e  $g$  è la conduttanza d'arco istantanea. Lo smaltimento della sovratemperatura raggiunta dal gas isolante durante la presenza dell'arco è, invece, dipendente dalla capacità di sostituire il gas ionizzato ad alta temperatura e/o di cedere calore all'esterno.

Questi aspetti legati alla temperatura diventano rilevanti soprattutto nel caso di guasto bifase all'interno dei quadri MT posti nelle cabine secondarie, che sono spesso causati dalla presenza di sporcizia e/o di umidità all'interno delle celle. Infatti, essendo uno spazio confinato, non è presente l'eventuale contributo favorevole di particolari condizioni meteorologiche (vento, pioggia). Inoltre, i quadri elettrici non sono progettati come gli interruttori per produrre meccanismi automatici di sostituzione rapida del gas isolante. Sono presenti in genere valvole di sfiato, per ridurre la pressione interna al quadro quando si sviluppa l'arco elettrico ed evitare danni meccanici al quadro stesso e particolari filtri di assorbimento del calore, per ridurre la temperatura dell'aria che è fatta fuoriuscire dal quadro attraverso questi sfiati per limitare il pericolo per le persone eventualmente presenti di fronte al quadro. Tuttavia, come si intuisce facilmente, questi strumenti sono finalizzati a ridurre il pericolo verso l'esterno e non a smaltire il calore all'interno del quadro.

Sebbene non siano stati trovati studi finalizzati al comportamento dinamico dell'isolamento all'interno dei quadri elettrici a seguito dello sviluppo di archi elettrici, è comunque possibile cercare di stimare qualitativamente le variazioni della temperatura e della pressione sulla base dei risultati delle prove di resistenza meccanica eseguite dai maggiori costruttori di quadri elettrici (Siemens [52], Schneider [14], ABB[48]).

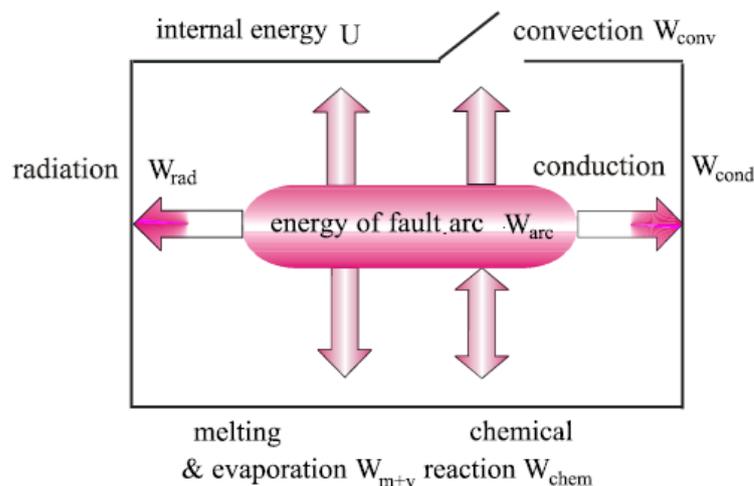
Se l'arco elettrico si forma all'interno del quadro MT, l'energia d'arco generata è trasferita nell'ambiente circostante mediante differenti meccanismi: una prima parte scalda i conduttori per conduzione ( $W_{cond}$ ), una seconda frazione è assorbita direttamente dalle pareti della cella per irraggiamento ( $W_{rad}$ ), e un'ultima parte è infine trasferita al gas interno alla cella ( $Q$ ) mediante differenti meccanismi sintetizzati nella figura (**Figura 1.41**). In tali condizioni è possibile scrivere un bilancio energetico che considera le suddette energie nel seguente modo (35):

$$W_{arc} = Q + W_{cond} + W_{rad} \quad (35)$$

L'energia di riscaldamento  $Q$ , trasferita al gas circostante l'arco, include l'energia interna  $U$ , l'energia trasmessa per convezione ( $W_{conv}$ ), l'energia associata alla fusione ed evaporazione dei metalli nei punti di origine dell'arco ( $W_{m+v}$ ) e l'energia delle reazioni chimiche che si producono tra il gas circostante e i materiali evaporati ( $W_{chem}$ ):

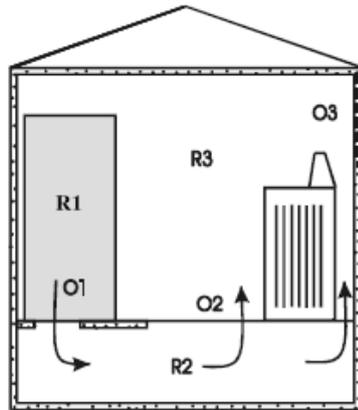
$$Q = U + W_{conv} - W_{m+v} \pm W_{chem} \quad (36)$$

Gli ultimi due contributi giocano un ruolo rilevante nel trasferimento dell'energia dall'arco elettrico al gas circostante, perché modificano la composizione del gas e quindi i coefficienti termici di trasmissione del calore.



**Figura 1.41: Smaltimento dell'energia dell'arco elettrico all'interno di una cella MT [15]**

Basandosi su queste considerazioni e sviluppando opportuni modelli matematici, in (30) è stato proposto un procedimento per il calcolo dell'incremento della pressione e della temperatura all'interno dei vari compartimenti del quadro MT durante la presenza dell'arco elettrico. Il calcolo è stato poi confrontato con misure sperimentali eseguite in una cabina di media tensione schematicamente rappresentata in **Figura 1.42**. Essa è suddivisa in tre compartimenti (quadro – R<sub>1</sub>, passaggio cavi – R<sub>2</sub>, e trasformatore – R<sub>3</sub>), comunicanti attraverso apposite aperture (O<sub>1</sub>, O<sub>2</sub> e O<sub>3</sub>).



**Figure 11.** The compact medium-voltage station under consideration. R<sub>1</sub>—switchgear compartment; R<sub>2</sub>—cable compartment; R<sub>3</sub>—transformer compartment; T—transformer; O<sub>1</sub>, O<sub>2</sub> and O<sub>3</sub>—pressure relief openings.

**Table 3.** Geometrical conditions.

Volume R <sub>1</sub> of switchgear compartment	0.30 m <sup>3</sup>
Volume R <sub>2</sub> of cable compartment	1.20 m <sup>3</sup>
Volume R <sub>3</sub> of transformer compartment	3.30 m <sup>3</sup>
Opening O <sub>1</sub> between R <sub>1</sub> and R <sub>2</sub>	0.06 m <sup>2</sup>
Opening O <sub>2</sub> between R <sub>2</sub> and R <sub>3</sub>	1.00 m <sup>2</sup>
Opening O <sub>3</sub> between R <sub>3</sub> and environment	0.36 m <sup>2</sup>
Volume of channel	0.72 m <sup>3</sup>

**Figura 1.42: Descrizione della cabina per le misure condotte in [15].**

In accordo con l'energia d'arco calcolata per una corrente di cortocircuito trifase di 14 kA della durata di 1 s, la massima temperatura al centro del compartimento del quadro, del passaggio cavi e del canale di fuoriuscita dei gas è risultata rispettivamente di 10000 K, 500 K e 350 K. La pressione, invece, dopo circa 100 ms, è tornata ad essere quella ambientale (**Figura 1.43**).

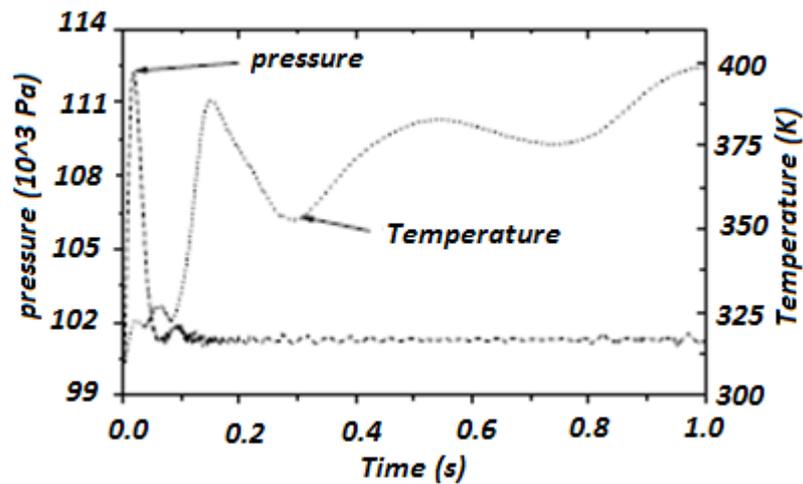


Figura 1.43: Andamento della temperatura e della pressione al centro del compartimento di passaggio dei cavi, R<sub>2</sub> [15]

In [16] sono stati eseguiti alcuni studi orientati alla valutazione dell'innalzamento di pressione e temperatura all'interno di quadri elettrici MT e dell'ambiente circostante, qualora le celle MT siano dotate di membrane assorbenti l'energia d'arco (**Figura 1.44**). Parte dell'energia è veicolata all'esterno delle celle MT mediante le valvole di sovrappressione per la tenuta all'arco della cella.

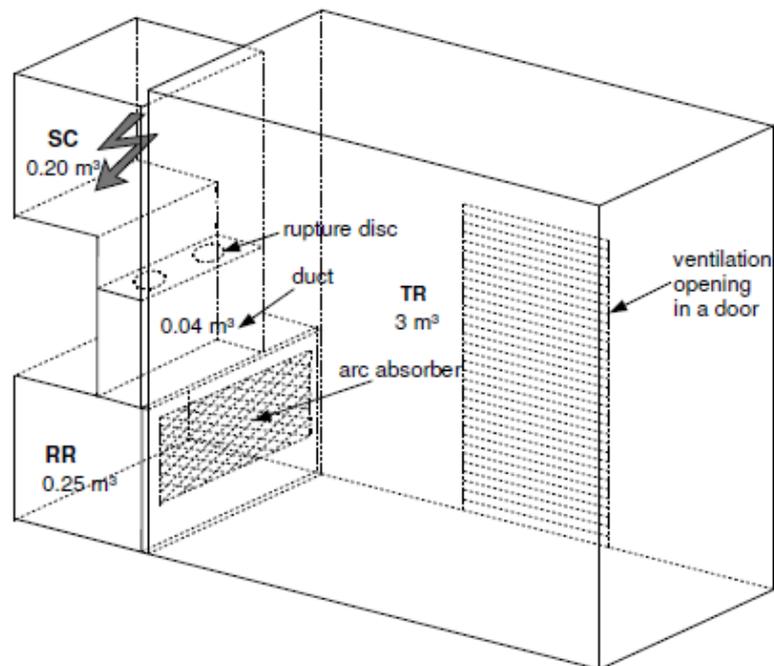
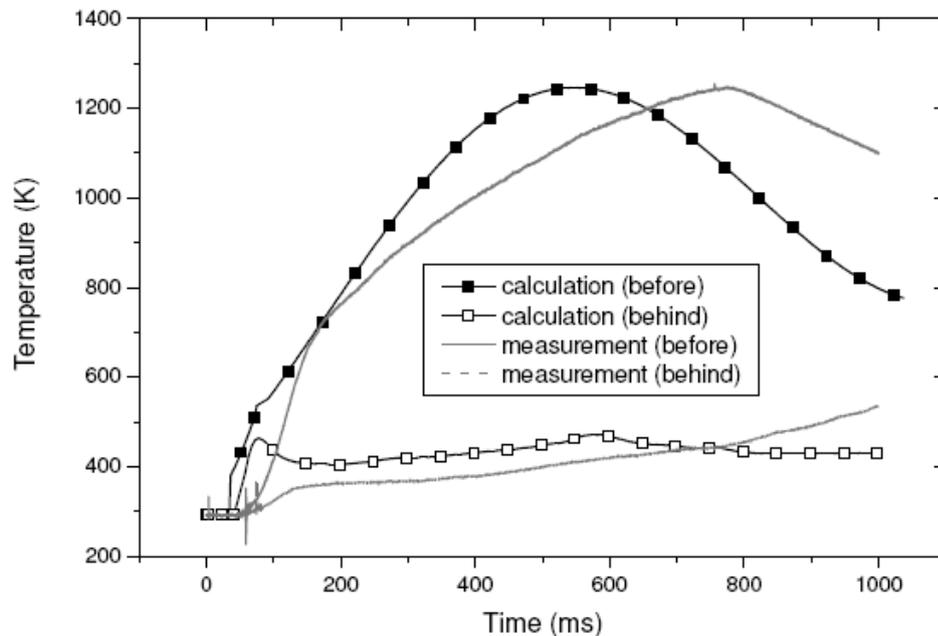


Figura 1.44: Studio dell'incremento della temperatura all'interno di una cabina MT (SC: switch compartment, RR: relief room, TR: transformer room) [16].

La **Figura 1.45** mostra l'incremento di temperatura nella parte interna della cella (*before adsorber* - lato arco) ed esterna della membrana assorbente dell'energia d'arco, cioè all'interno del locale trasformatore. Si vede come nella fase successiva all'innesco dell'arco si registrino temperature anche di oltre 1200 K. Altri studi di ABB e Schneider Electric considerano in prossimità del canale d'arco temperature che possono raggiungere anche i 7000÷8000 K.



**Figura 1.45:** Andamento misurato e calcolato della temperature del gas interno al quadro, davanti e dietro il setto separatore (air test; 12.7 kA, 0.76 s) [16]

## 1.48 Principali fenomeni di trasmissione del calore

### 1.48.1 Trasmissione del calore per conduzione

La conduzione è un processo mediante il quale il calore fluisce da una regione a temperatura maggiore verso una a temperatura minore attraverso un solo mezzo (solido, liquido o aeriforme) o attraverso mezzi diversi posti a diretto contatto fisico. Nella conduzione l'energia si trasmette per contatto diretto tra le molecole senza che si spostino sensibilmente. Secondo la teoria cinetica, la temperatura di un elemento materiale è proporzionale all'energia cinetica media delle sue molecole e l'energia posseduta da un elemento materiale in virtù della sua velocità e della posizione relativa delle molecole si chiama energia interna: pertanto, quanto più velocemente si muovono le molecole tanto

maggiori sono la temperatura e l'energia interna di un elemento di materia. Quando le molecole di una regione acquistano un'energia cinetica media maggiore di quella delle molecole di una regione adiacente, come indicato da una differenza di temperatura, le molecole aventi maggiore energia cedono parte di questa alle molecole della regione a temperatura minore. Lo scambio di energia può avvenire per urto elastico (nei fluidi) o per diffusione degli elettroni più veloci da regioni a temperatura maggiore verso quelle a temperatura minore (nei metalli). La conduzione è il solo meccanismo secondo cui il calore può propagarsi nei solidi opachi; esso è anche importante nei fluidi, ma nei mezzi non solidi è di solito associata alla convezione ed in alcuni casi anche all'irraggiamento.

La relazione fondamentale della trasmissione del calore per conduzione fu proposta da J. B. J. Fourier ed afferma che  $q_x$ , potenza termica trasmessa per conduzione in un materiale, è uguale al prodotto delle seguenti tre quantità:

- $K$ , conducibilità termica del materiale. Questa è una proprietà del materiale e rappresenta la potenza termica che passa attraverso una superficie di area unitaria con un gradiente di temperatura unitario;
- $A$ , area della sezione attraverso la quale il calore fluisce per conduzione, misurata perpendicolarmente alla direzione del flusso;
- $dT/dx$ , gradiente di temperatura nella sezione, cioè variazione della temperatura  $T$  rispetto alla distanza nella direzione del flusso  $x$ .

Quindi, integrando rispetto alla temperatura si ottiene la relazione espressa in Watt (37):

$$Q = \left( A \cdot \frac{K}{L} \right) \cdot \Delta T \quad (37)$$

Gli ordini di grandezza della conducibilità di diversi materiali sono riportati in tabella, ricordando che i materiali aventi un'elevata conducibilità termica vengono chiamati *conduttori*, mentre i materiali con bassa conducibilità vengono chiamati *isolanti* [17].

**Tabella 1.10: Ordini di grandezza della conducibilità termica [17]**

Materiali	Kcal / m h °C	W / m °C
Gas alla pressione atmosferica	0.006 ÷ 0.15	0.007 ÷ 0.17
Materiali isolanti	0.03 ÷ 0.18	0.034 ÷ 0.21
Liquidi non metallici	0.075 ÷ 0.6	0.087 ÷ 0.7
Solidi non metallici	0.03 ÷ 2	0.034 ÷ 2.3
Metalli liquidi	7.5 ÷ 70	8.7 ÷ 81
Leghe	12 ÷ 100	14 ÷ 420
Metalli puri	45 ÷ 360	52 ÷ 120

### 1.48.2 Trasmissione del calore per convezione

Quando si parla di trasmissione del calore per convezione si intende quel fenomeno che si verifica ogni qualvolta un corpo viene posto in un fluido che si trovi ad una temperatura maggiore o minore di quella del corpo stesso. A causa della differenza di temperatura, si ha un flusso di calore tra il corpo ed il fluido che provoca variazioni nella densità degli strati fluidi prossimi alla superficie del corpo. Le differenze di densità determinano il moto del fluido più pesante verso il basso e del più leggero verso l'alto. Se il movimento del fluido è dovuto unicamente alle differenze di densità causate dai gradienti di temperatura, il meccanismo di trasmissione del calore viene detto *convezione naturale* o *libera*. Se invece si ha l'intervento di pompe, ventilatori (o del vento come nel caso in esame) si parla di *convezione forzata*.

La potenza termica scambiata per convezione tra una superficie e un fluido può essere valutata con la relazione (38):

$$q_c = h_c \cdot A \cdot \Delta T; \quad (38)$$

in cui:

- $q_c$ : Potenza termica scambiata per convezione, kcal/h;
- $A$ : area della superficie di scambio, m<sup>2</sup>;
- $\Delta T$ : differenza tra la temperatura della superficie  $T_s$  e la temperatura del fluido  $T_\infty$  in un punto specificato (di solito lontano dalla superficie), °C;
- $h_c$ : valor medio della conduttanza termica unitaria per la convezione (spesso chiamata coefficiente superficiale di scambio termico o coefficiente di scambio termico per convezione), kcal/hm<sup>2</sup>°C.

Nella convezione libera ed in quella forzata i moti convettivi trasferiscono l'energia interna del fluido in modo essenzialmente analogo; tuttavia, nella convezione libera l'intensità dei moti di mescolamento è generalmente minore e perciò i coefficienti di scambio sono inferiori che nella convezione forzata.

Il valore numerico di  $h_c$  in un sistema dipende dalla geometria della superficie, dalla velocità e dalle proprietà fisiche del fluido e spesso anche dalla differenza di temperatura. Nella maggior parte dei problemi ingegneristici vengono impiegati i valori medi i cui ordini di grandezza per le sostanze più comuni sono riportate in **Tabella 1.11**.

**Tabella 1.11: Ordine di grandezza dei coefficienti di scambio termico per convezione  $h_c$  [17]**

Condizione	kcal/h m <sup>2</sup> °C	W/m <sup>2</sup> °C
Aria, convezione libera	5 ÷ 25	6 ÷ 30
Vapore d'acqua surriscaldato o aria, convezione forzata	30 ÷ 250	30 ÷ 300
Olio, convezione forzata	50 ÷ 1500	60 ÷ 1700
Acqua, convezione forzata	250 ÷ 10000	300 ÷ 12000
Acqua, ebollizione	2500 ÷ 50000	3000 ÷ 60000
Vapore d'acqua, condensazione	5000 ÷ 100000	6000 ÷ 120000

In campo elettrotecnico, linee di trasmissione, trasformatori, raddrizzatori e fili riscaldati elettricamente come un filamento di una lampada ad incandescenza o gli elementi scaldanti di un forno elettrico sono raffreddati per convezione libera. Tuttavia, per le linee aeree e tutte quelle apparecchiature montate su pali o comunque all'esterno si considera anche un raffreddamento di tipo forzato per tener conto del fatto che la presenza di vento influisce in modo considerevole sul fenomeno di trasmissione del calore per convezione. Perciò, per valori di velocità del vento  $v$  comprese nell'intervallo 4 ÷ 15 m/s viene utilizzata la formula (39):

$$h_c = 15 \cdot v^{0.66} \quad (39)$$

Occorre precisare che la formula appena esplicitata è quella utilizzata in questa ricerca per valutare il fenomeno della trasmissione del calore per convezione forzata nel caso di arco elettrico in aria libera. Nel caso di sviluppo del fenomeno all'interno di un quadro elettrico, è stata invece considerata una convezione di tipo libero, assumendo l'assenza di vento o comunque di correnti d'aria.

### 1.48.3 Trasmissione del calore per irraggiamento

L'irraggiamento è un processo mediante il quale il calore fluisce da un corpo a temperatura maggiore verso un corpo a temperatura minore quando i corpi non sono a contatto, anche se tra essi c'è il vuoto. Il termine "irraggiamento" si riferisce in generale a qualunque fenomeno di propagazione di onde elettromagnetiche, ma interessano lo scambio termico solo quei fenomeni dipendenti dalla temperatura, i quali consentono il trasporto di energia attraverso un mezzo trasparente o attraverso il vuoto. L'energia così scambiata viene chiamata *calore irraggiato*.

Tutti i corpi emettono continuamente calore per irraggiamento e l'intensità dell'emissione dipende dalla temperatura e dalla natura della superficie. L'energia raggiante viaggia alla velocità della luce e presenta una fenomenologia simile a quella delle radiazioni luminose; infatti, secondo la teoria elettromagnetica, la luce e l'irraggiamento termico differiscono solo per le loro lunghezze d'onda.

Il calore irraggiato è emesso da un corpo sotto forma di quantità finite, o quanti, di energia; la trasmissione nello spazio del calore irraggiato è simile alla propagazione della luce e può essere descritta con la teoria delle onde; quando le radiazioni incontrano un altro corpo, la loro energia resta assorbita in prossimità della superficie. Lo scambio termico per irraggiamento è trascurabile per temperature prossime a quella ambiente, ma diventa sempre più importante al crescere della temperatura di un corpo. Inoltre l'emissione di radiazioni termiche dipende dalla natura del corpo emittente e dalle caratteristiche della sua superficie (compresa la rugosità). In altri termini, un corpo emette energia raggiante per il solo fatto di possedere una certa temperatura  $T$ , a spese della sua energia interna (cambiamenti del contenuto energetico di atomi e molecole).

Contrariamente alle altre forme di scambio termico che hanno bisogno di un mezzo affinché sia possibile il trasferimento di energia, l'irraggiamento termico è una propagazione di energia che avviene indipendentemente dal mezzo e quindi è possibile anche nel vuoto (v. l'irraggiamento solare). Analizzando lo spettro della radiazione elettromagnetica, diviso in vari bande di lunghezza d'onda, emerge che la maggior parte dell'energia termica viene emessa nel campo dell'infrarosso.

I corpi vengono così classificati in funzione del loro coefficiente di assorbimento:

- corpi neri:  $a = 1$  tutta l'energia raggiante incidente su di esso viene assorbita, indipendentemente dalla lunghezza d'onda e dallo stato fisico;
- corpi grigi:  $a < 1$  per ciascuno di essi il coeff. di assorbimento risulta costante indipendentemente dalla lunghezza d'onda della radiazione incidente;
- corpi colorati: per essi il coefficiente di assorbimento varia in funzione della lunghezza d'onda e della temperatura.

Un corpo nero, o radiatore ideale, è un corpo che ad ogni temperatura e per qualsiasi lunghezza d'onda emette ed assorbe la massima quantità possibile di radiazione; questa definizione pone pertanto un limite superiore teorico all'emissione delle radiazioni per cui il corpo nero è un campione di riferimento con il quale confrontare le caratteristiche degli altri corpi. In natura il classico corpo nero di riferimento è il sole, gli altri corpi talora

possono essere considerati con sufficiente approssimazione grigi a meno che non siano particolarmente lucidi e riflettenti (sono tali ad es. le superfici metalliche).

Nella valutazione degli scambi termici per irraggiamento al fine di semplificare i calcoli si fanno in generale le seguenti ipotesi:

- tutte le superfici si comportano come corpi grigi o neri (le proprietà radiative sono così indipendenti dalla lunghezza d'onda);
- la riflessione avviene in modo diffuso e l'energia incidente si considera uniforme;
- le proprietà radiative si considerano uniformemente distribuite sulle superfici aventi inoltre temperatura uniforme;
- assorbanza (coefficiente di assorbimento) ed emittenza (fattore che stima il potere emissivo di un corpo) sono eguali ed indipendenti dalla temperatura della sorgente radiativa;
- i mezzi frapposti tra superfici radianti non assorbono né emettono radiazioni.

Le ipotesi suddette semplificano sensibilmente le problematiche in esame anche se evidentemente ciò va a scapito dell'esattezza dei risultati che risultano così più o meno approssimati. In generale, la quantità di energia termica scambiata per irraggiamento è data dalla relazione (40):

$$Q = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S \cdot (T_1^4 - T_2^4) \quad (40)$$

Con:

$\sigma$ : costante di Stefan-Boltzman =  $5,67 \cdot 10^{-8}$  (W/m<sup>2</sup> K<sup>4</sup>).

$\varepsilon$ : emittenza del corpo;

S: superficie emittente (m<sup>2</sup>);

T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub>: temperature dei due corpi (K).

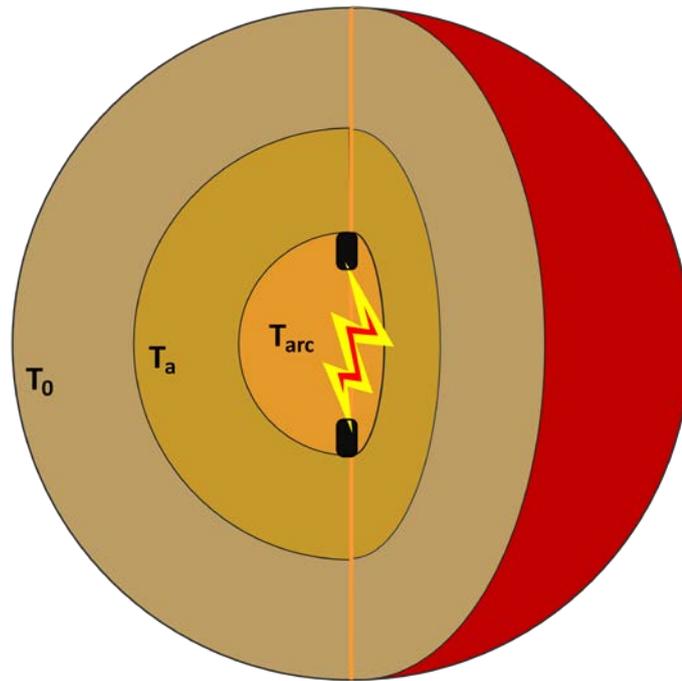
### **1.49 Descrizione del modello di variazione transitoria della temperatura durante un arco elettrico in aria libera**

Per la costruzione di un modello semplificato che descrivesse la variazione di temperatura durante il transitorio dovuto ad un arco elettrico, è stata immaginata una configurazione fisica costituita da tre sfere concentriche. La scelta effettuata su questa configurazione geometrica è sostanzialmente dovuta al fatto che presenta un elevato grado di simmetria ed è perciò possibile immaginare una distribuzione del calore uniforme su tutte in tutte le direzioni. Questa ipotesi è senz'altro semplificativa, ed un modello che tenesse in conto

una diversa propagazione del calore sarebbe ovviamente più corretto, ma visto il fenomeno in esame, questa non produrrebbe delle significative modifiche nei risultati.

Inoltre, come indicato nell'equazione (30), è ragionevole, ritenere che la rigidità dielettrica del gas, contenuto all'interno del quadro, continui a dipendere da pressione e temperatura anche in regime dinamico durante la presenza dell'arco e negli istanti successivi alla sua interruzione. In particolare, avendo osservato che la pressione ritorna al valore ambientale ancora prima di interrompere l'arco elettrico, si è deciso in questo studio di assumere la rigidità dielettrica dipendente esclusivamente dalla temperatura. Quanto detto vale a maggior ragione nel caso in cui il fenomeno si sviluppi in aria libera e, di conseguenza, è stata adottata la stessa ipotesi semplificativa.

La prima delle suddette sfere è riferita alla zona d'arco, centrata fra i due elettrodi (diametro  $d_r$ ) dove si sviluppa il fenomeno in esame e costituita da aria surriscaldata e vapore acqueo ( $T_{arc}$ ). Questo perché si è supposto che il fenomeno avvenga per effetto della presenza consistente di umidità (e di sporcizia). La seconda racchiude la prima, con un raggio anch'esso centrato fra i due elettrodi (diametro  $d_a$ ), ma di lunghezza maggiore e costituita da aria alla temperatura ambiente ( $T_a$ ). Quest'ultima, per effetto dell'improvviso riscaldamento della prima zona, è coinvolta nel processo di scambio termico. Infine, una terza sfera che contiene le altre due aventi un raggio ancora maggiore (diametro  $d_0$ ) ma centrato nello stesso punto, anch'essa interessata da un processo di scambio termico, ma questa volta con la seconda zona ( $T_0$ ). Una rappresentazione qualitativa è fornita in **Figura 1.46**.



**Figura 1.46: Rappresentazione qualitativa della variazione di temperatura dovuta all'arco elettrico in aria libera**

Come meccanismi di scambio termico sono stati considerati quelli esposti in 7.7, cioè conduzione, convezione ed irraggiamento. Occorre precisare che il fenomeno che più di ogni altro influenza la trasmissione del calore durante il fenomeno di sviluppo di un arco elettrico è l'irraggiamento. La conduzione spesso viene trascurata (non in questo caso) per il suo contributo modesto, mentre la convezione non interviene in modo significativo nei primi istanti di sviluppo del fenomeno (0.1 - 0.2 s), ma assume un'importanza rilevante soprattutto dopo l'intervento delle protezioni, e quindi nel transitorio di raffreddamento dell'aria intorno all'arco.

Non è stato tenuto conto dell'energia termica che si sviluppa per le reazioni chimiche prodotte tra il gas circostante e i materiali evaporati, in quanto questa quota parte di energia assume valori compresi tra il 20% e 30% della totale energia in gioco nel caso di correnti di cortocircuito dell'ordine dei 10 kA e superiori, valori che nei casi esaminati si ottengono molto raramente (tra il 5 e il 10% dei casi). Infatti, la massima corrente di cortocircuito rilevata è dell'ordine della decina di kA nel caso di guasto bifase entro il quadro ad inizio linea. Inoltre, nell'ambiente considerato entro il quale si sviluppa il fenomeno, sono presenti diverse sostanze (acqua e sporcizia in genere) oltre a quelle dei materiali costituenti gli elettrodi. L'analisi delle varie reazioni chimiche alla base dello scambio di

energia termica sarebbe quindi molto onerosa, imprecisa ed affetta da un'alta percentuale di errore.

Infine, occorre precisare che questa quota parte di energia non contribuisce al riscaldamento della zona d'arco, bensì degli elettrodi. Perciò, il fatto di trascurare questo contributo, corrisponde a porsi in una condizione più gravosa rispetto alla realtà.

Quindi, il bilancio di energia termica alla base del modello è il seguente (41):

$$W_{arc} = U + W_{conv} + W_{cond} + W_{rad} \quad (41)$$

Dove:

$W_{arc}$ : energia dovuta al manifestarsi dell'arco elettrico ai capi degli elettrodi. Questo è stato modellizzato con una resistenza variabile e quindi si è assunto che l'energia venga dispersa attraverso una dissipazione di calore per effetto Joule nell'aria circostante ( $P_{arc} = R \cdot I^2$ ).

$U$ : parte dell'energia trasferita all'aria fra gli elettrodi, e quindi alla prima sfera, responsabile dell'aumento di energia interna di questa zona di fluido.

$W_{conv}$ ,  $W_{cond}$ ,  $W_{rad}$ : energia termica trasferita per convezione, conduzione ed irraggiamento dalla prima sfera alla seconda e quindi responsabile del riscaldamento dell'aria circostante l'arco elettrico.

Il bilancio di energia termica espresso dalla (41) si può esprimere in termini di potenza nella seguente equazione differenziale (42):

$$P_{arc} = P_u + P_{conv} + P_{cond} + P_{rad} \quad (42)$$

dove:

$$\blacksquare \quad P_{arc} = R \cdot i^2 \quad (43)$$

$$\blacksquare \quad P_u = m_r \cdot c_{pr} \cdot \frac{dT_r}{dt} \quad (44)$$

$$\blacksquare \quad P_{conv} = h_a \cdot S_r \cdot (T_r - T_a) \quad (45)$$

$$\blacksquare \quad P_{cond} = k_a \cdot \frac{S_r}{r_a} \cdot (T_r - T_a) \quad (46)$$

$$\blacksquare \quad P_{rad} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r \cdot (T_r^4 - T_a^4) \quad (47)$$

Nelle formule riportate sono stati indicati con:

- **R**: resistenza d'arco [ $\Omega$ ];
- **I**: corrente di corto circuito [A];
- **m<sub>r</sub>**: massa della prima sfera (zona di sviluppo dell'arco elettrico) [kg]. Questa è stata ottenuta attraverso la nota formula (48):

$$m_r = \rho_r \cdot V_r \quad (48)$$

nella quale:

**$\rho_r$** : densità della miscela di aria e del vapor d'acqua alla temperatura [ $\text{kg/m}^3$ ];

**$V_r$** : volume della sfera di diametro pari alla distanza fra gli elettrodi (sfera 1) [ $\text{m}^3$ ].

- **c<sub>pr</sub>**: calore specifico a volume costante utilizzato per la massa d'aria intorno agli elettrodi e pari al calore specifico a volume costante della miscela di aria e vapor d'acqua [ $\text{J/kg K}$ ];
- **T<sub>r</sub>**: temperatura assunta dalla massa d'aria zona d'arco [K] (sfera 1);
- **T<sub>a</sub>**: temperatura assunta dalla massa d'aria intorno alla zona d'arco [K] (sfera 2);
- **h<sub>a</sub>**: coefficiente di scambio termico per convezione dell'aria [ $\text{W/m}^2 \text{K}$ ];
- **k<sub>a</sub>**: conducibilità termica dell'aria alla pressione atmosferica [ $\text{W/m K}$ ];
- **S<sub>r</sub>**: superficie di scambio termico zona d'arco – aria circostante (sfera 1 – sfera 2) [ $\text{m}^2$ ];
- **r<sub>a</sub>**: raggio sfera intorno alla zona d'arco [m];
- **$\sigma$** : costante di Stefan-Boltzman pari a  $5,67 \cdot 10^{-8}$  [ $\text{W/m}^2 \text{K}^4$ ];
- **$\varepsilon$** : emittività dell'aria.

Come si nota facilmente l'equazione (49) è funzione di due variabili, precisamente T<sub>r</sub> e T<sub>a</sub>. Per poterla risolvere occorre tradurre in una seconda equazione differenziale anche l'andamento assunto dalla temperatura dell'aria intorno all'arco T<sub>a</sub> (sistema due equazioni

in due incognite). Perciò, è stata adoperata la stessa formulazione concettuale della prima, assumendo che l'aria contenuta nella seconda sfera scambiasse calore con una terza sfera di grandezza maggiore, pervenendo all'equazione (50):

$$P_a = P_{u-a} + P_{conv} + P_{cond} + P_{rad} \quad (50)$$

dove:

$$P_a = h_a \cdot S_r \cdot (T_r - T_a) + k_a \cdot \frac{S_r}{r_a} \cdot (T_r - T_a) + \sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r \cdot (T_r^4 - T_a^4) \quad (51)$$

$$P_{u-a} = m_a \cdot c_{pa} \cdot \frac{dT_a}{dt} \quad (52)$$

$$P_{conv} = h_a \cdot S_a \cdot (T_a - T_0) \quad (53)$$

$$P_{cond} = k_a \cdot \frac{S_a}{r_0} \cdot (T_a - T_0) \quad (54)$$

$$P_{rad} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S_a \cdot (T_a^4 - T_0^4) \quad (55)$$

Nella quale sono state indicate con:

- **S<sub>a</sub>**: superficie di scambio termico aria intorno alla zona d'arco – aria circostante (sfera 2 – sfera 3) [m<sup>2</sup>];
- **m<sub>a</sub>**: massa della seconda sfera (zona intorno all'arco elettrico) [kg].

Questa è stata ottenuta attraverso la nota formula (56):

$$m_a = \rho_a \cdot V_a \quad (56)$$

nella quale:

**ρ<sub>a</sub>**: densità dell'aria alla temperatura di 311 K [kg/m<sup>3</sup>];

**V<sub>a</sub>**: volume della sfera contenente aria intorno alla zona d'arco (sfera 2) [m<sup>3</sup>].

- **c<sub>pa</sub>**: calore specifico a volume costante utilizzato per la massa d'aria intorno alla zona d'arco e pari a quello dell'aria alla temperatura di 311 K [J/kg K];

- $r_0$ : raggio della terza sfera contenente aria alla temperatura ambiente [m];
- $T_0$ : temperatura dell'aria della terza sfera e pari alla temperatura ambiente [K] (sfera 3).

Gli altri simboli non esplicitati ma presenti in questa seconda equazione sono analoghi a quelli visti per la prima.

In sintesi quindi è stata supposta un'interazione con conseguenti scambi di calore di varia natura fra una prima zona costituita da una miscela di aria e vapor d'acqua surriscaldata, coincidente con quella dove si sviluppa l'arco elettrico, ed una seconda contenente aria ma a temperatura più bassa. Stesso ragionamento è stato adottato per l'interazione fra la seconda zona e la terza, sempre costituita d'aria ma alla temperatura ambiente.

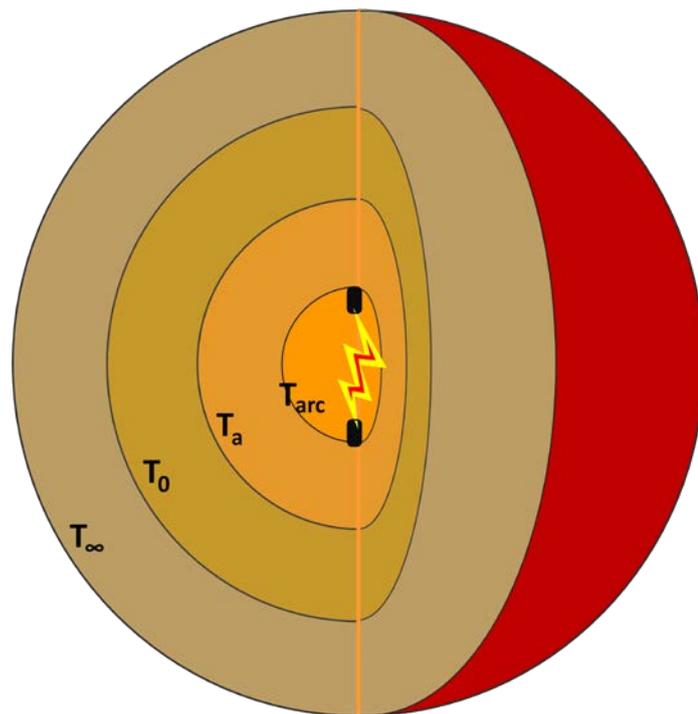
Infine, occorre precisare che i valori per le grandezze come la densità o il calore specifico a volume costante, sono stati resi variabili in funzione della temperatura. Infatti, dalle tabelle riportate in [17] è stato possibile desumere una serie di valori delle grandezze suddette in funzione della temperatura. Questi sono stati implementati all'interno del software di simulazione e, attraverso un'interpolazione lineare condotta da un elemento specifico presente al suo interno, è stato possibile ottenere le sopraccitate variazioni durante lo sviluppo del fenomeno in esame. Anche questa procedura costituisce un limite del modello implementato, ma si è operata questa scelta in quanto il modello così descritto risulta essere sicuramente più attendibile rispetto al caso in cui si attribuiscono dei valori medi alle grandezze in questione.

### **1.50 Descrizione del modello di variazione transitoria della temperatura durante un arco elettrico all'interno di un quadro di MT**

Purtroppo, gli studi descritti in precedenza (e altri simili che possono essere recuperati dalla letteratura scientifica) sono in genere condotti per valutare le prestazioni di resistenza meccanica del quadro alle massime sollecitazioni e per stimare i pericoli per le persone che operano davanti al quadro elettrico nel momento in cui si dovesse presentare l'arco elettrico. Mancano, quindi, studi specifici finalizzati ad analizzare il comportamento dinamico dell'isolamento all'interno del quadro e la sua capacità di autorigenerazione a seguito dell'interruzione del guasto. Inoltre, come si è avuto modo di spiegare nel capitolo precedente, avendo osservato che la pressione ritorna al valore ambientale ancora prima

dell'interruzione dell'arco elettrico si è deciso, anche per questa modellizzazione, di assumere la rigidità dielettrica dell'aria dipendente esclusivamente dalla temperatura.

Questo secondo caso presenta un tipo di modellizzazione analoga a quella vista nel paragrafo precedente. La differenza sostanziale è l'aggiunta di una quarta sfera per ottenere una rappresentazione della carcassa di un quadro elettrico di MT (**Figura 1.47**). Infatti, la presenza di una massa metallica intorno alla zona di sviluppo dell'arco elettrico, rende i mutui scambi di calore diversi dal caso in cui il fenomeno si sviluppi in aria libera.



**Figura 1.47: Rappresentazione qualitativa della variazione di temperatura dovuta all'arco elettrico all'interno di un quadro di media tensione**

Dalla letteratura tecnica [52], [14], [48] è stato possibile dedurre le dimensioni di un quadro di media tensione e calcolare di conseguenza il suo volume. Da questo è stato ricavato il raggio della sfera equivalente (cioè avente lo stesso volume), che è risultato essere pari a 0,602 metri. A questo punto è stato ricavato un nuovo sistema costituito, questa volta, non più da due equazioni ma tre. Il tutto per descrivere gli scambi di calore tra la zona d'arco e l'aria circostante, fra quest'ultima e la carcassa del quadro di MT e, per finire, fra quest'ultima e l'ambiente esterno. Perciò il sistema di equazioni diventa in questo caso a tre equazioni in tre incognite. La prima di esse, **Eq. 42**, rimane inalterata, mentre la seconda risulta essere in questo caso più semplice. Infatti, questa esprime lo scambio di calore fra la superficie di aria a contatto con la superficie interna del quadro

MT e quella esterna dello stesso. Perciò, la trasmissione del calore avviene questa volta non più in aria ma all'interno di un mezzo costituito da lamiera e quindi da acciaio zincato (infatti la carcassa di un quadro di MT è costituita da questo materiale). Di conseguenza, sono stati trascurati i fenomeni di scambio termico per convezione e irraggiamento, pervenendo alla seguente equazione:

$$P_a = P_{u-a} + P_{cond} \quad (57)$$

Dove:

$$P_a = h_a \cdot S_r \cdot (T_r - T_a) + k_a \cdot \frac{S_r}{r_a} \cdot (T_r - T_a) + \sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r \cdot (T_r^4 - T_a^4)$$

$$P_{u-a} = m_a \cdot c_{pa} \cdot \frac{dT_a}{dt}$$

Mantenendo lo stesso significato visto nel paragrafo precedente, mentre:

$$P_{cond} = k_{Q-MT} \cdot \frac{S_a}{r_{Q-MT}} \cdot (T_a - T_0) \quad (58)$$

in cui:

- **S<sub>a</sub>**: superficie di scambio termico aria – lamiera quadro (sfera 2 – sfera 3) [m<sup>2</sup>];
- **T<sub>0</sub>**: temperatura assunta dalla massa di acciaio [K] (sfera 3);
- **T<sub>a</sub>**: temperatura assunta dalla massa d'aria intorno alla zona d'arco [K] (sfera 2);
- **K<sub>Q-MT</sub>**: conducibilità termica dell'acciaio alla pressione atmosferica [W/m K];
- **r<sub>Q-MT</sub>**: raggio della terza sfera, cioè raggio equivalente del quadro di MT [m];

La terza ed ultima equazione rappresenta la trasmissione di calore fra la superficie esterna del quadro di MT e l'aria esterna. In questa perciò sono stati considerati ancora una volta tutti i principali fenomeni di scambio termico, pervenendo alla seguente formulazione:

$$P_0 = P_{a-o} + P_{conv} + P_{cond} + P_{rad} \quad (59)$$

$$\bullet \quad P_{o-a} = m_0 \cdot c_{p0} \cdot \frac{dT_0}{dt} \quad (60)$$

$$\blacksquare P_{conv} = h_a \cdot S_0 \cdot (T_0 - T_\infty) \quad (61)$$

$$\blacksquare P_{cond} = k_a \cdot \frac{S_0}{r_\infty} \cdot (T_0 - T_\infty) \quad (62)$$

$$\blacksquare P_{rad} = \sigma \cdot \varepsilon_{Q-MT} \cdot S_0 \cdot (T_0^4 - T_\infty^4) \quad (63)$$

dove:

- **m<sub>0</sub>**: massa della terza sfera (quadro di MT) [kg]. Questa è stata ottenuta attraverso la stessa formula vista al paragrafo precedente (44):

$$m_0 = \rho_0 \cdot V_0 \quad (64)$$

nella quale:

**ρ<sub>0</sub>**: densità dell'acciaio zincato [kg/m<sup>3</sup>];

**V<sub>0</sub>**: volume della sfera di diametro pari al doppio del raggio equivalente del quadro di MT (sfera 3) [m<sup>3</sup>].

- **c<sub>p0</sub>**: calore specifico a volume costante dell'acciaio zincato [J/kg K];
- **T<sub>0</sub>**: temperatura assunta dalla massa d'acciaio [K] (sfera 3);
- **T<sub>∞</sub>**: temperatura assunta dalla massa d'aria esterna e pari alla temperatura ambiente [K] (sfera 4);
- **h<sub>a</sub>**: coefficiente di scambio termico per convezione dell'aria [W/m<sup>2</sup> K];
- **k<sub>a</sub>**: conducibilità termica dell'aria alla pressione atmosferica [W/m K];
- **S<sub>0</sub>**: superficie di scambio termico carcassa – aria circostante (sfera 3 – sfera 4) [m<sup>2</sup>];
- **r<sub>∞</sub>**: raggio della terza sfera contenente aria alla temperatura ambiente [m];
- **σ**: costante di Stefan-Boltzman pari a 5,67\*10<sup>-8</sup> [W/m<sup>2</sup> K<sup>4</sup>]
- **ε<sub>Q-MT</sub>**: emittività dell'acciaio zincato.

Gli altri simboli non formalmente esplicitati ma presenti in queste equazioni.

In sintesi quindi, in questo caso, è stata supposta un'interazione con conseguenti scambi di calore di varia natura fra una prima zona costituita da una miscela di aria e vapor d'acqua surriscaldata, coincidente con quella dove si sviluppa l'arco elettrico, ed una seconda contenente aria ma a temperatura più bassa. Stesso ragionamento è stato adottato per l'interazione fra la seconda zona e la terza, ma questa volta avente un diverso mezzo entro il quale avviene la trasmissione del calore e, precisamente, acciaio zincato. Infine, un'ultima interazione si ha fra la terza e la quarta sfera, quest'ultima costituita ancora una volta da aria ma alla temperatura ambiente.

Infine, occorre precisare che in questo secondo caso i valori attribuiti alle grandezze come la densità o il calore specifico a volume costante della sfera relativa al quadro di media tensione, sono stati mantenuti costanti durante lo svolgersi del fenomeno, in quanto non sono state reperite in letteratura tabelle (o dati di altro tipo ma comunque significativi) che permettessero di ricavare una funzione di variazione di questi per il materiale in questione. Quindi, considerando che le temperature che si possono sviluppare in questa zona in alcuni casi possono essere superiori, anche se non giungendo a valori estremamente diversi, costituiscono senz'altro un limite del modello implementato.

## **1.51 Metodo Monte Carlo**

Il metodo Monte Carlo è la soluzione numerica di problemi che modellizzano oggetti interagenti con altri oggetti o con l'ambiente in cui vivono, basandosi su semplici relazioni fra entità. È in sostanza un tentativo di modellizzare la natura attraverso simulazioni dirette delle dinamiche essenziali del sistema che viene preso in considerazione. In questa accezione il metodo Monte Carlo ha un approccio molto semplice: propone una soluzione di un sistema macroscopico attraverso la simulazione delle sue interazioni microscopiche. La soluzione è determinata da campionamenti casuali delle relazioni (o interazioni microscopiche), perpetuati fino a convergenza della soluzione: il meccanismo della soluzione coinvolge quindi ripetute azioni di calcolo, che possono essere effettuate da un calcolatore elettronico [10] [58]

## **1.52 Considerazioni generali sul metodo Monte Carlo**

I metodi numerici conosciuti con il nome di Monte Carlo possono essere brevemente descritti come metodi di simulazione statistica che fanno uso di sequenze di numeri casuali. Il termine Monte Carlo è stato introdotto durante la seconda guerra mondiale riguardo ad un problema che trattava la simulazione di problemi probabilistici legati alla diffusione di neutroni in materiale fissile [12]. L'espressione Monte Carlo è stata suggerita da John Von Neumann e Stanislaw Ulam ispirandosi ai casinò della città di Monte Carlo, dove il team del progetto Manhattan si ritrovava annualmente.

L'affidabilità del metodo Monte Carlo risulta sempre maggiore al crescere del numero di campionamenti effettuati. La convergenza del risultato simulato con la realtà si avrà pertanto quando il numero di campionamenti sarà enorme. Tipicamente la scelta di tale numero è una questione di non facile risposta nella pratica e dipende in sostanza dalla tipologia dell'esperimento virtuale.

Il calcolatore è l'elemento di importanza primaria per il metodo Monte Carlo. La crescita in progressione geometrica della velocità di calcolo (legge di Moore) permette di prevedere che le tecniche basate su campionamento di variabili aleatorie in generale, avranno grande vantaggio di ciò ed in futuro simulazioni di dinamiche complesse che oggi impiegano diverse settimane, saranno possibili in poche ore.

## **1.53 Applicazioni del metodo Monte Carlo**

Lo scopo di una simulazione Monte Carlo è quello di verificare modelli teorici. Lo sperimentatore non deve mai dimenticare questo punto fondamentale per non perdere il

contatto con la reale situazione fisica. Il requisito fondamentale perché un sistema possa essere simulato con un metodo Monte Carlo è che esso sia descrivibile da funzioni di densità di probabilità (*pdf*). Una volta che queste sono note, la simulazione procede grazie al loro campionamento casuale, effettuato generando numeri casuali compresi nell'intervallo  $[0,1]$ . Per avere un risultato significativo, devono essere condotte più simulazioni, dette *trial* o *histories*; da esse viene ricavato un valore medio dell'osservabile che si vuole misurare e l'errore statistico associato. Si può anche fare un procedimento di tipo inverso, ossia ricavare il numero minimo di *trial* necessari per avere un errore prestabilito. Tutte queste caratteristiche sono in contrasto con quelle tipiche dei metodi numerici tradizionali, il cui punto di partenza sono modelli matematici costituiti da equazioni differenziali più o meno complesse. Essi discretizzano spazio e tempo per la soluzione di un set di equazioni algebriche che definiscono uno stato sconosciuto del sistema. Sembra naturale pensare che il metodo Monte Carlo sia adatto solamente alla descrizione di fenomeni di tipo stocastico, in quanto descritti da *pdf*, mentre problemi deterministici, come l'evoluzione di un sistema fisico con date condizioni iniziali, siano di competenza dei metodi più tradizionali appena descritti. In realtà è possibile porre artificialmente la soluzione del problema deterministico in termini di *pdf*, ad esempio nel caso del calcolo di un integrale complesso. Questo stratagemma fa sì che le applicazioni possibili di questo metodo siano numerosissime, dalla simulazione della formazione della galassia alla cromodinamica quantistica, al calcolo della dose alla corretta definizione dei volumi nei piani di trattamento in radioterapia.

Le tecniche Monte Carlo cominciano a mostrare la loro utilità al crescere della complessità della situazione con cui si ha a che fare; come indicato in **Figura 1.48**.

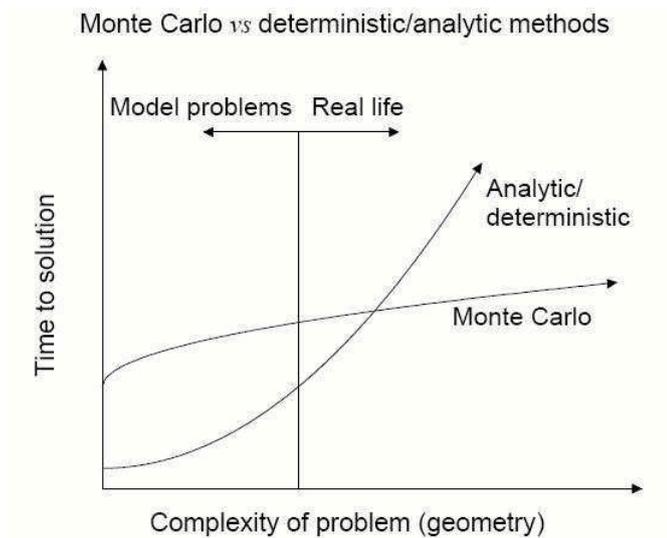


Figura 1.48: Tempo di risoluzione di un problema: confronto tra metodo Monte Carlo e metodi tradizionali [12]

### 1.54 La funzione di distribuzione

Una funzione di distribuzione  $p(x)$ , o funzione densità di probabilità (**Figura 8.2**), descrive la probabilità di osservare  $x$ , con  $x$  variabile stocastica (discreta o continua). Il significato di  $p(x)$  è il seguente: la probabilità che  $a < x < b$  è la seguente:

$$P(a < x < b) = \int_a^b p(x)dx$$

La  $p(x)$  ha proprietà peculiari che la distinguono dalle altre funzioni:

- $p(x) \geq 0$  perché le probabilità negative non hanno significato
- $p(x)$  è normalizzata, cioè il suo integrale esteso su limiti per cui la  $p(x)$  ha significato è unitaria. Tali limiti possono essere qualunque numero reale.

La normalizzazione implica che la funzione  $p(x)$  sia integrabile nel suo intervallo d'esistenza, ma essa può essere discontinua o addirittura infinita e può essere completamente caratterizzata in termini dei suoi momenti:

$$\langle x^n \rangle = \int_{x_{\min}}^{x_{\max}} x^n p(x) dx$$

la cui esistenza però non è garantita né peraltro necessaria. Ad ogni momento è associato un significato preciso, ad esempio il momento di ordine 1 corrisponde al valor medio della variabile. Il secondo parametro importante da considerare è la varianza della distribuzione,

definita come:

$$\sigma^2 = \langle x^2 \rangle - \langle x \rangle^2$$

e rappresenta una misura della larghezza della distribuzione.

### 1.55 La funzione di distribuzione cumulativa

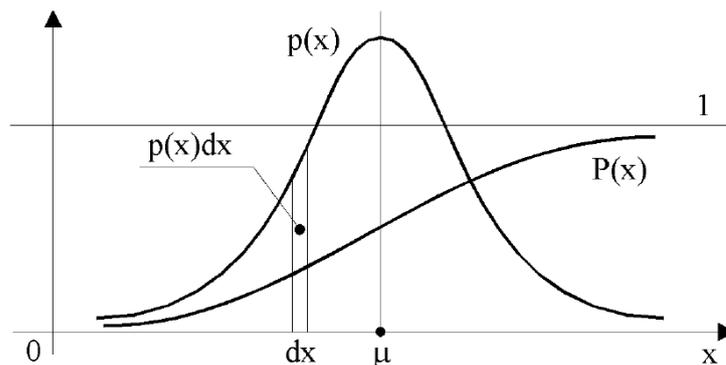
Ad ogni funzione di distribuzione può essere associata la funzione di distribuzione cumulativa (**Figura 1.49**), definita come:

$$c(x) = \int_{x_{min}}^x p(x') dx'$$

La funzione  $c(x)$  ha le seguenti proprietà:

- Tra  $p(x)$  e  $c(x)$  sussiste la relazione  $p(x) = \frac{dc(x)}{dx}$
- Agli estremi dell'intervallo di definizione vale  $c(x_{min}) = 0$  e  $c(x_{max}) = 1$
- $c(x)$  è monotona crescente per il fatto che  $p(x)$  è sempre definita positiva

È a partire dalla funzione  $c(x)$  che, generando numeri random distribuiti uniformemente nell'intervallo  $[0, 1]$ , è possibile campionare la funzione  $p(x)$ .



**Figura 1.49: Funzione di Distribuzione  $p(x)$  e Funzione di Distribuzione cumulativa  $P(x)$**

### 1.56 Generatore di numeri casuali

Il generatore di numeri casuali è il “cuore” di una simulazione Monte Carlo, anche se in realtà sarebbe più corretto parlare di numeri pseudocasuali. Questo significa che, se l’algoritmo di generazione viene fatto iniziare sempre dallo stesso punto di partenza o seme, la sequenza di numeri casuali ottenuta sarà identica. Questa proprietà, che sulle prime può

sembrare un limite, è in realtà fondamentale. Infatti, non avrebbe senso utilizzare una sequenza di “veri” numeri casuali, perché questo andrebbe a scapito della riproducibilità dell’esperimento condotto attraverso la simulazione Monte Carlo. Senza la possibilità di ripetere esattamente la stessa simulazione, non sarebbe infatti possibile individuare gli errori connessi alla scrittura dell’algoritmo né tantomeno correggerli.

### 1.57 Metodo diretto

Il metodo diretto è applicabile nel caso in cui la funzione di distribuzione sia invertibile. Consideriamo una tipica funzione di distribuzione. Essa è definita nell’intervallo  $[a,b]$ , dove  $a$  e  $b$  non sono necessariamente finiti.

A partire da  $p(x)$  possiamo definire la funzione di distribuzione cumulativa:

$$c(x) = \int_0^x p(s)ds$$

Dalla sua definizione, possiamo mappare la funzione di distribuzione cumulativa all’interno del range dei numeri casuali,  $r$ , dove  $0 < r < 1$  è distribuito uniformemente. Cioè in pratica si pone  $r = c(x)$ . Consideriamo ora due intervalli infinitesimi uguali e nelle vicinanze  $dx_1$  e  $dx_2$  rispettivamente di  $x_1$  e  $x_2$ . Usando del calcolo elementare si può vedere che:

$$\frac{dr_1}{dr_2} = \frac{p(x_1)}{p(x_2)}$$

Questo significa che, se selezioniamo molti numeri casuali nell’intervallo  $[0, 1]$ , il rapporto tra il numero che cade nell’intervallo  $dr_1$  e quello che cade nell’intervallo  $dr_2$  è uguale al rapporto della distribuzione di probabilità da  $x_1$  a  $x_2$ . Per ricavare il valore di  $x$  basta perciò porre semplicemente

$$x = c^{-1}(r)$$

Questo procedimento è applicabile in modo semplice quando le funzioni di distribuzione cumulativa del sistema sono invertibili in modo analitico; in ogni caso però, per come è stata definita, la funzione  $c(x)$  è sempre invertibile: se questo non può essere fatto in modo analitico, allora occorre ricorrere a metodi numerici. Possiamo quindi ricavare valori in accordo con la sua funzione di distribuzione, a partire da numeri random generati uniformemente nell’intervallo  $[0,1]$ .

### 1.58 Metodi misti

Supponiamo di avere a che fare con una funzione di distribuzione molto complessa da invertire e integrare. In questo caso deve essere applicato un metodo alternativo di cui

condizione necessaria perché quest'ultimo possa essere utilizzato è che sia possibile fattorizzare la funzione di distribuzione  $p(x)$  nel modo seguente:

$$p(x) = f(x)g(x)$$

dove  $f(x)$  è una funzione invertibile che contiene la maggior parte delle caratteristiche del picco, mentre  $g(x)$  è una funzione piuttosto piatta ma che racchiude la complessità matematica. I passi da effettuare quindi sono:

1. Normalizzare  $f(x)$  per ottenere  $\tilde{f}(x)$  in modo che valga l'equazione

$$\int_a^b \tilde{f}(x)dx = 1$$

2. Normalizzare  $g(x)$  per ottenere  $\tilde{g}(x)$  in modo che valga  $\tilde{g}(x) \leq 1 \forall x \in [a, b]$
3. Usando il metodo diretto descritto in precedenza ottenere un valore di  $x$  che segue la funzione di distribuzione  $f(x)$ ;
4. Usando il valore di appena trovato, applicare il *rejection method* con la funzione  $\tilde{g}(x)$ . Questo in pratica significa scegliere un numero random distribuito uniformemente nell'intervallo  $[0, 1]$ . Se vale  $\tilde{g}(x) \leq r$ , allora  $x$  va accettato, altrimenti bisogna ripetere il procedimento dallo step 3.

Quindi questo metodo applica le tecniche viste in precedenza alle parti della  $p(x)$  che hanno le proprietà più idonee perché tale applicazione porti a risultati soddisfacenti. Con qualche sforzo è sempre possibile fattorizzare la funzione  $p(x)$  nel modo in cui abbiamo visto; il collo di bottiglia di questo metodo consiste proprio nella corretta scelta di una  $f(x)$  tale che la funzione  $\tilde{f}(x)$  sia e effettivamente il più possibile 'piatta'.

### 1.59 Stima dell'errore

Una volta ottenuto un risultato numerico dalle simulazioni Monte Carlo, è fondamentale riuscire a quantificare l'errore commesso, altrimenti il valore trovato non ha un reale significato. Supponendo di voler misurare una quantità  $T(x)$  sul sistema in esame, dove la variabile varia nel range  $x_0 \leq x \leq X$ . Nel caso reale la variabile varia con continuità nel suo intervallo di definizione, ma per il calcolo computazionale è inevitabile dover discretizzare i valori possibili di  $x$ . Si ottiene, in questo caso, un vettore di  $N + 1$  valori possibili ( $x_0, x_1, x_2, \dots, x_{N-1}, x_N = X$ ). Idealmente questa suddivisione dovrebbe essere fatta in modo tale che, per ogni coppia di valori discreti successivi, ci sia equiprobabilità che assuma un valore intermedio.

Questo può essere fatto a priori se l'andamento di  $T(x)$  è intuibile da considerazioni teoriche, altrimenti viene fatto per tentativi successivi.

Operando quindi  $N_h$  lanci di simulazioni Monte Carlo  $N_h$  si ricava il valore  $t_n$ : esso rappresenta la somma dei valori di  $x$  che cadono nell'intervallo  $[x_n, x_{n+1}]$  per l' $i$ -esima simulazione effettuata. Definendo la quantità:

$$T_n = \frac{1}{N_h} \sum_{i=1}^{N_h} t_n^i$$

fornisce una stima della distribuzione del percorso; definiamo ora la quantità:

$$T_i = \sum_{n=1}^{N_h} t_n^i$$

che è una stima della distribuzione dei percorsi per l' $i$ -esima simulazione, sommata su tutti i contributi di percorso. Perciò è possibile ricavare un'altra espressione per la stima di  $T$ , cioè:

$$T \approx \frac{1}{N_h} \sum_{i=1}^{N_h} T^i$$

Se  $\mu$  è la media della funzione di distribuzione  $p(x)$ , si ha che la stima per  $T$  descritta da questa equazione è proprio una stima del parametro  $\mu$ .

$$\mu = \int_{x_0}^X T(x) dx$$

Per la legge dei grandi numeri, questa stima sarà tanto più corretta quanto maggiore sarà il numero di simulazioni.

Questo rappresenta il primo requisito per ottenere dei buoni risultati con il metodo Monte Carlo: se si calcola abbastanza a lungo, il risultato converge alla media attesa. Il problema legato a questa affermazione, però, è che la legge dei grandi numeri non dice nulla su come la stima si avvicina al valore vero. Potrebbe infatti fluttuare molto prima di convergere alla media che si vuole ricavare. Le informazioni sulla velocità di convergenza possono essere ricavate a partire dalla varianza della distribuzione, che può essere scritta:

$$V = \sigma^2 = \left( \left[ \int_{x_0}^X x T(x) dx \right] - \mu \right)^2$$

Il teorema del limite centrale assicura che la stima  $\tilde{T}$  ha una distribuzione statistica di forma gaussiana, centrata in  $\mu$  e di larghezza pari a  $\frac{\sigma}{\sqrt{N_h}}$  che quindi diminuisce al crescere di  $N_h$ . Queste conclusioni possono essere tratte se per la funzione  $p(x)$  esiste il momento

secondo. In caso contrario, non può essere detto nulla sulla modalità di convergenza della stima. Va inoltre osservato che la grandezza minima di  $N_h$  per un buon risultato dipende dal tipo di simulazione che si vuole effettuare e dalle caratteristiche della funzione di distribuzione  $p(x)$ .

A questo punto è possibile descrivere brevemente i due metodi principali che sono utilizzati per la stima dell'errore:

1. *Metodo diretto*: assumendo che  $x$  sia la variabile da calcolare sul nostro sistema, si esegue un numero di simulazioni sufficiente per una buona convergenza e quindi si calcola per ogni trial il valore di  $x$ . A questo punto si calcola il suo valore medio e si stima la varianza della sua distribuzione.
2. *Metodo dei batches* (o sottogruppi): è necessario ricorrere a questo metodo nel caso in cui il calcolo di  $x$  e di  $x^2$  (usato per il calcolo della varianza) dopo ogni simulazione sia reso troppo impegnativo da un problema o da una geometria complessi. In una situazione di questo tipo, si suddividono le  $N$  simulazioni da effettuare in  $n$  sottogruppi o batches. Per ogni batch, a partire dai trials che lo costituiscono, si calcola il valor medio di  $x$  e la varianza ad esso associata. È possibile quindi a partire da queste  $n$  medie e  $n$  varianze ricavare quelle relative all'intero insieme delle simulazioni. Ovviamente il numero deve essere abbastanza grande perché questi calcoli siano statisticamente significativi: una scelta standard è in genere  $n = 30$ .

### **1.60 Caratteristiche del metodo Monte Carlo utilizzato nelle simulazioni**

Il metodo Monte Carlo, come si è avuto modo di spiegare nei paragrafi precedenti, consiste nel cercare la soluzione di un problema, rappresentandola quale parametro di una ipotetica popolazione e nello stimare tale parametro tramite l'esame di un campione della popolazione ottenuto mediante sequenze di numeri casuali. Esso è una procedura numerica usata in fisica per riprodurre lo stato di un sistema. In generale, questo metodo permette di generare eventi secondo un'opportuna distribuzione di probabilità, quindi può essere applicato a qualsiasi fenomeno di cui si conosca la probabilità di occorrenza.

Per esempio supponiamo che  $I$  sia il valore incognito da calcolare e che si possa interpretare quale valore medio di una variabile casuale  $X$ . Il metodo Monte Carlo consiste, in questo caso, nello stimare  $I$  mediante il calcolo della media di un campione costruito determinando  $N$  valori di  $X$ ; ciò si ottiene tramite un procedimento che prevede l'uso di

numeri casuali (nel nostro caso aventi distribuzione uniforme). Intuitivamente ci si aspetta che maggiore è il numero di repliche (campioni), migliore sarà la stima cercata.

Nello studio eseguito in questa relazione è stata assunta come variabile di stato la seguente:

$$F(x) = \begin{cases} 0 & \text{nessun riadesco} \\ 1 & \text{riadesco} \end{cases}$$

La sua determinazione prevede di estrarre casualmente vari parametri di interesse (descritti nei paragrafi successivi) secondo una distribuzione uniforme per ogni simulazione. A questo punto occorre scegliere uno stimatore che, nel caso specifico, è costituito dalla media campionaria. La sua espressione è la seguente (39):

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N F(x_i) \quad (45)$$

Si è scelta la media in quanto costituisce la stima migliore del vero valore della grandezza in esame. Per valutare la bontà della stima, o il suo grado di incertezza, si ricorre al *Teorema del limite centrale* che afferma:

“Se una popolazione di variabili casuali è distribuita con una media uguale a  $\mu$  e deviazione standard pari a  $\sigma$ , e si estraggono a caso campioni con numerosità  $n$ , allora le medie campionarie  $\bar{x}$  di questi campioni tenderanno a distribuirsi approssimativamente secondo una curva normale (gaussiana), la cui media sarà pari a  $\mu$  e la deviazione standard pari a  $\sqrt{V(\bar{x})} = \sigma/\sqrt{n}$ ”.

Perciò, applicando quest'ultimo al caso in esame si può riconoscere che le variabili casuali sono le  $F(x)$ , il valor medio  $\mu$  coincide col vero valore atteso  $E(F)$ ,  $\sigma$  con la deviazione standard della funzione test  $\sqrt{V(F)}$ , la media campionaria  $\bar{x}$  con la stima del valore atteso  $\tilde{E}(F)$  e, infine, la varianza della media campionaria  $V(\bar{x})$  con la varianza della stima  $V(\tilde{E}(F))$ .

In base a questo teorema, l'incertezza della stima  $\tilde{E}(F)$  rispetto al valore vero  $E(F)$ , ossia la sua varianza, può essere calcolata con la seguente espressione (40):

$$V[\tilde{E}(F)] = \frac{V(F)}{N}; \quad (46)$$

Nella quale  $V(F)$  è la varianza della funzione test. L'equazione appena esplicitata mostra che l'incertezza dipende dalla varianza della funzione test ed è inversamente proporzionale al numero di campioni. Questo conferma l'osservazione intuitiva che l'accuratezza di una simulazione Monte Carlo cresce al crescere della dimensione dei campioni analizzati. Inoltre, grazie a questo teorema, è sempre possibile ottenere un intervallo di confidenza per la stima della media  $\mu$  di una popolazione (vero valore atteso  $E(F)$ ), ossia definire i limiti inferiore e superiore della stima. Infatti, essendo le stime  $\tilde{E}(F)$  distribuite secondo una distribuzione normale, allora si può essere certi (ad esempio con una probabilità del 95%) che il valore vero  $E(F)$  si trovi all'interno dell'intervallo (41):

$$\tilde{E}(F) - 1,96 \cdot \sqrt{\frac{V(F)}{N}} < E(F) < \tilde{E}(F) + 1,96 \cdot \sqrt{\frac{V(F)}{N}} \quad (47)$$

Poiché non è generalmente nota la varianza della popolazione,  $V(F)$ , essa può essere sostituita con una sua stima (42):

$$V[\tilde{E}(F)] = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{i=1}^N (F(x_i) - \tilde{E}(F))^2 \quad (48)$$

Spesso l'incertezza sulla stima ottenuta applicando il metodo Monte Carlo è rappresentata come un'incertezza relativa, o *coefficiente di variazione* (43):

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\tilde{E}(F)]}}{\tilde{E}(F) \cdot \sqrt{N}} \quad (49)$$

Quest'ultima equazione può essere usata per stimare il numero di campioni necessario per ottenere una data accuratezza  $\beta$ . Riscrivendola in termini di  $N$  si ottiene (44):

$$N = \frac{V[\tilde{E}(F)]}{[\tilde{E}(F) \cdot \beta]^2}; \quad (50)$$

L'espressione appena scritta mostra che lo sforzo computazionale del campionamento Monte Carlo, dato dal numero di campioni  $N$  richiesto, non dipende dal numero di stati  $x$ , né dalla complessità della funzione test  $F$ . Si può inoltre osservare che l'onere computazionale è inversamente proporzionale al valore dell'indice di affidabilità calcolato. Questo significa che, a parità di accuratezza, l'applicazione dell'approccio Monte Carlo è tanto più onerosa quanto più il sistema esaminato è affidabile. Infine, l'espressione mostra anche che l'impegno computazionale varia con il quadrato dell'accuratezza richiesta: ad

esempio, il numero di campioni da esaminare deve essere quadruplicato se s'intende dimezzare l'incertezza relativa  $\beta$ .

Esistono due principali tecniche di simulazione Monte Carlo impiegate nelle simulazioni stocastiche: casualmente o in maniera sequenziale. L'approccio casuale simula gli intervalli elementari del periodo di vita del sistema scegliendoli a caso. L'approccio sequenziale simula invece gli intervalli elementari in ordine cronologico. La scelta dell'approccio più appropriato dipende dal fatto che un intervallo abbia o no effetto sull'intervallo successivo, e se questo effetto abbia un impatto rilevante sulla grandezza che deve essere calcolata.

Secondo questa distinzione, si parla quindi di tecniche Monte Carlo sequenziali e non-sequenziali. La tecnica sequenziale simula inizialmente i periodi di funzionamento e di fuori servizio di tutti gli elementi, all'interno di un intervallo temporale prefissato (tipicamente un anno) e poi li combina insieme per ottenere il ciclo operativo dello stato del sistema (alternanza di stati di successo e stati di guasto). Per questo motivo quest'approccio è anche chiamato "campionamento della durata degli stati" (*state duration sampling*). In una tecnica non-sequenziale, gli stati di tutti gli elementi sono estratti casualmente in funzione delle loro probabilità di occorrenza, ottenendo uno stato del sistema non cronologico (ogni stato del sistema così costruito è ovviamente indipendente dagli stati estratti in precedenza). Tra i metodi non sequenziali si possono distinguere due approcci: quello classico, detto "campionamento dello stato" (*state sampling*), e l'approccio basato sul "campionamento della transizione tra gli stati" (*state transition sampling*).

In questa relazione è stato utilizzato un metodo non sequenziale di "campionamento dello stato". Questo simula lo stato del sistema campionando gli stati di tutti gli elementi. Quando si esamina un sistema reale, l'occorrenza degli eventi segue il comportamento intrinseco di ogni elemento e variabile contenuto nel sistema. Tuttavia, quando si simula il sistema, l'occorrenza degli eventi dipende dai modelli e dalle distribuzioni di probabilità usati per rappresentare gli elementi e le variabili. Questo è ottenuto generando numeri casuali (distribuzione uniforme) e convertendo questi numeri, se serve, nelle *pdf* conosciute per rappresentare il comportamento degli elementi e delle variabili che devono essere considerate.

Nel caso del MCS di campionamento dello stato, la procedura di campionamento base è condotta assumendo che il comportamento di ogni elemento possa essere rappresentato tramite una distribuzione uniforme. Nel nostro caso, per esempio, la lunghezza delle linee viene modificata per ogni simulazione attraverso un'estrazione casuale da una distribuzione uniforme all'interno del range  $[0 \div 40]$  km.

In definitiva, per ogni simulazione viene valutato lo stato del sistema attraverso la variabile a due stati "riadesco" generando, attraverso una distribuzione uniforme, i valori dei diversi parametri di influenza. Raggiunta la convergenza voluta dell'MCS attraverso il calcolo di un opportuno coefficiente di variazione  $\beta$ , è possibile valutare la probabilità di riadesco ( $Pr$ ) dividendo il numero di questi ultimi ( $N_r$ ) per il numero di simulazioni effettuate ( $N_s$ ).

Aumentando il tempo di richiusura rapida e ripetendo di volta in volta la procedura di simulazione sopradescritta, si ottiene una stima di come l'aumento del tempo di attesa alla richiusura possa influire in modo più o meno significativo sulla diminuzione dei guasti transitori.

## **1.61 Simulazioni su Rete Test**

### **1.62 Il Software EMTP-RV**

Al fine di simulare il funzionamento della rete MT in una situazione di guasto è stato implementato un modello di rete MT mediante il software di simulazione EMTP-RV. Il software EMTP (Electromagnetic Transient Program), la cui prima versione risale alla fine degli anni '60, è un software di uso generale che consente di eseguire l'analisi dei fenomeni transitori anche per sistemi complessi. Con la sua ultima versione (EMTP-RV), il programma è stato dotato di una comoda interfaccia utente (GUI – Graphic User Interface), mediante la quale è possibile sviluppare i modelli di calcolo e gestire le simulazioni (**Figura 1.50**). Il software è dotato di un'ampia libreria di componenti predefiniti, utili per la realizzazione della maggior parte dei modelli di apparecchiature elettriche reali. Inoltre, l'interfaccia grafica consente di creare sottocircuiti con illimitati livelli di gerarchia, liberamente programmabili dall'utente. Questa funzione si dimostra particolarmente utile nel caso in cui occorra simulare un sistema complesso, come ad esempio nel caso dell'arco elettrico.

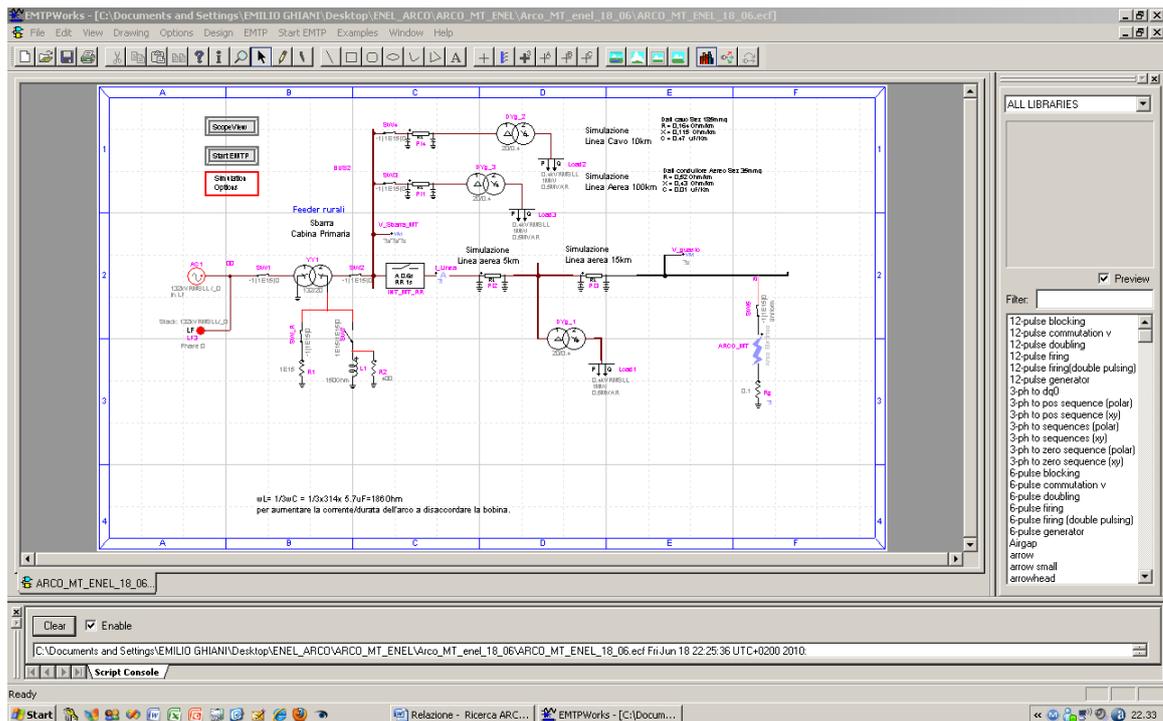


Figura 1.50: Interfaccia Grafica EMTP-RV.

Opportune finestre di dialogo consentono di impostare i principali parametri della simulazione, come la sua durata, il passo massimo d'integrazione delle equazioni differenziali che definiscono il comportamento nel tempo del circuito elettrico, la possibilità di eseguire uno studio del transitorio nel dominio del tempo oppure di realizzare un'analisi in frequenza, e l'opzione di condurre calcoli di Load Flow (**Figura 1.51**).

Un secondo programma ("Scope View") interagisce con l'EMTP leggendo i file d'uscita prodotti da ogni simulazione e mostrando a video l'andamento temporale delle grandezze misurate.

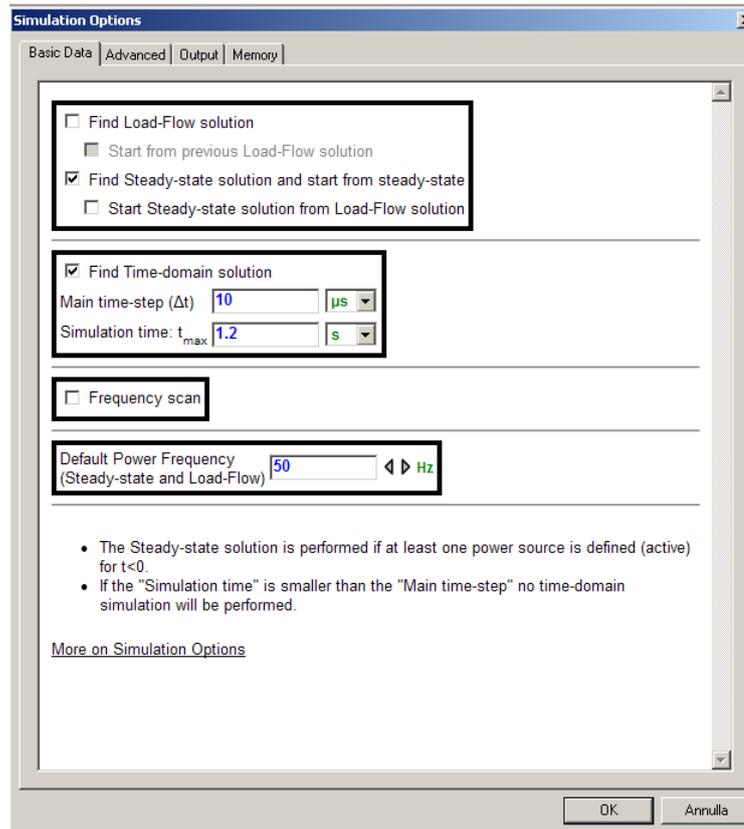
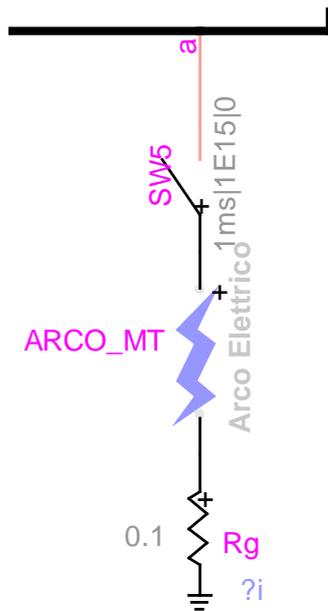


Figura 1.51: Finestra di dialogo per la gestione delle simulazioni

### 1.63 Il modello dell'arco elettrico su EMTP-RV

L'interfaccia grafica dell'EMTP permette di realizzare modelli rappresentabili secondo l'approccio detto a *black box* (

Figura 1.52), cui corrisponde un modello matematico sviluppabile per via grafica (Figura 1.56, Figura 1.57, Figura 1.58, Figura 1.59).



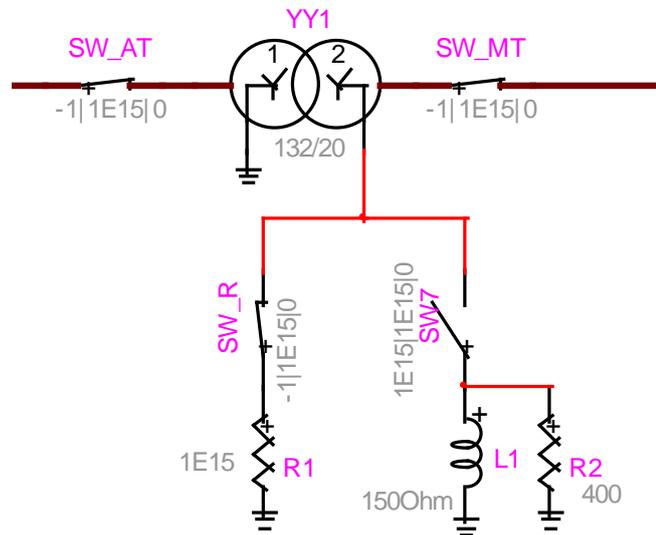
**Figura 1.52: modello arco elettrico sviluppato**

Sempre mediante l'interfaccia grafica si può realizzare una rete test comprensiva di linee elettriche, interruttori, sbarre, ecc.

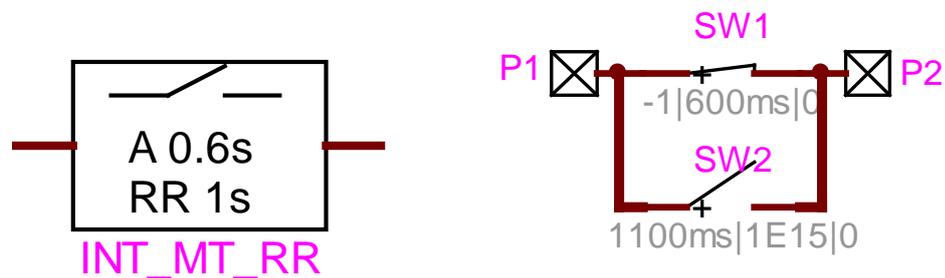
Un esempio di rete test è visualizzato in **Figura 1.53**.



La rete test può essere esercita a neutro isolato o a neutro compensato (**Figura 1.54**), ed è possibile considerare un interruttore a inizio linea con cicli di richiusura di durata variabile (**Figura 1.55**)



**Figura 1.54:** Gestione dello stato del neutro della rete simulata



**Figura 1.55:** Interruttore di linea con  $T_{\text{open}} 600\text{ms}$  -  $T_{\text{close}} 1100\text{ms}$

Mediante la programmazione grafica e facendo uso delle librerie del programma si è implementato il modello dell'arco elettrico, realizzando le equazioni di Cassie e Mayr viste nel Capitolo 6 (**Figura 1.56**).

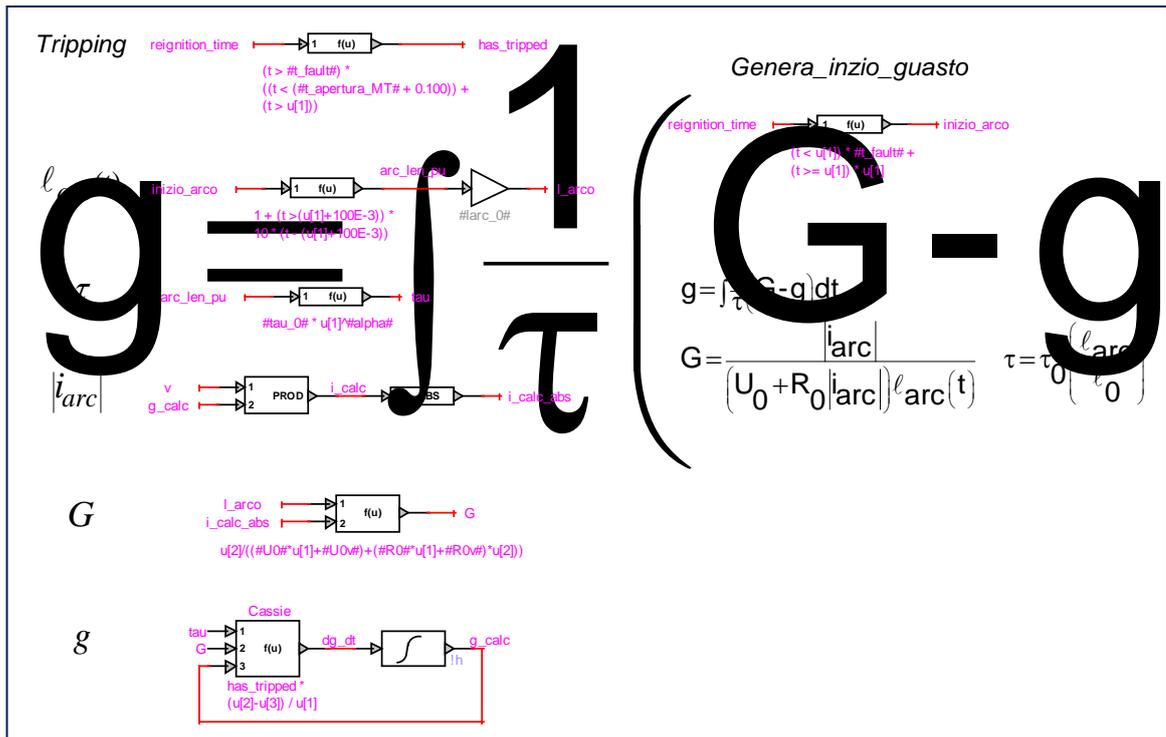


Figura 1.56: Modellizzazione equazione arco elettrico

Nella **Figura 1.57** viene mostrato il modello per la simulazione dello spegnimento/riadesco dell'arco elettrico.

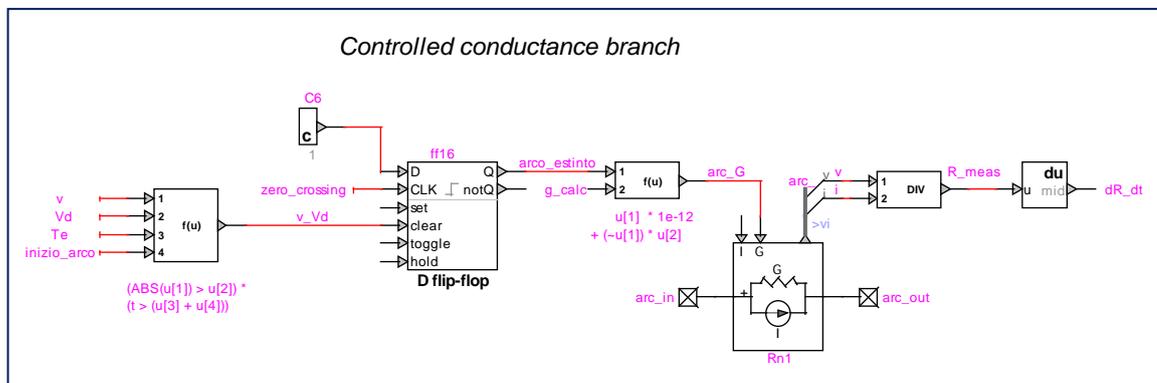


Figura 1.57: Modellizzazione comportamento conduttanza d'arco in funzione del tempo di guasto

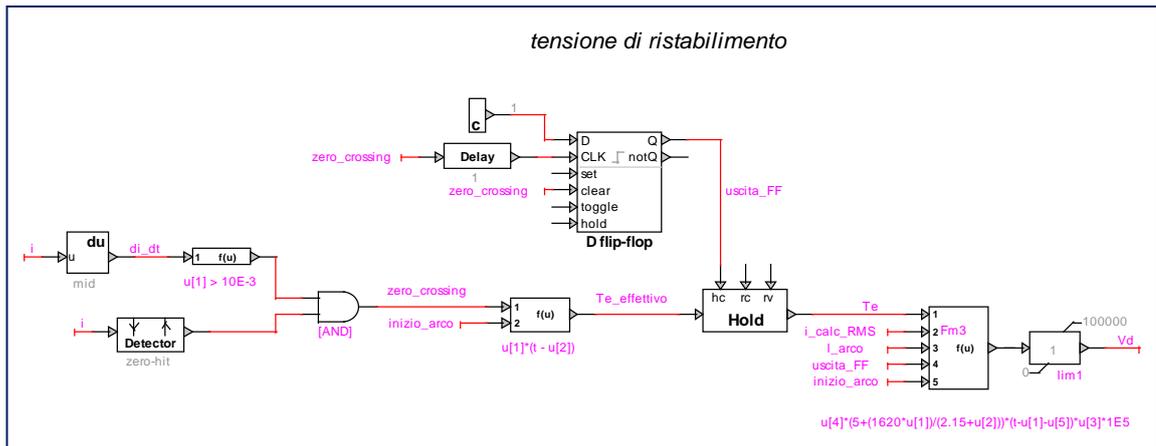


Figura 1.58: Calcolo della tensione di ristabilimento

Nella **Figura 1.58** viene mostrato il modello per il calcolo della tensione di ristabilimento secondo la relazione (17) proposta da Johns.

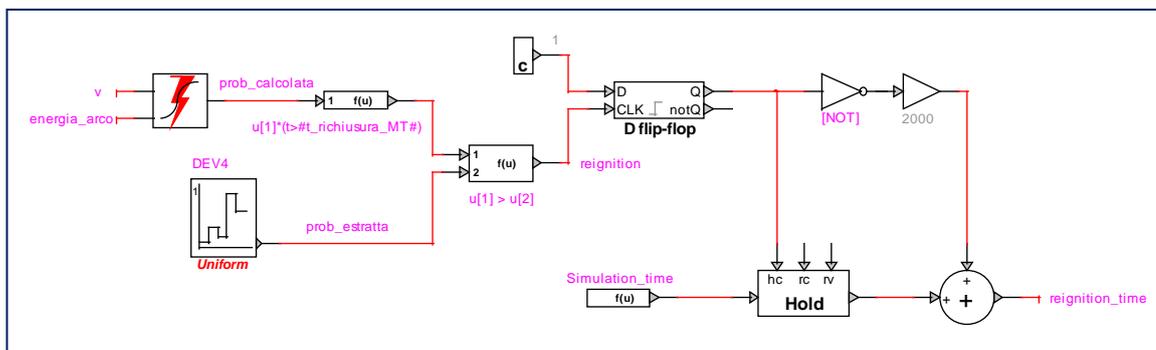
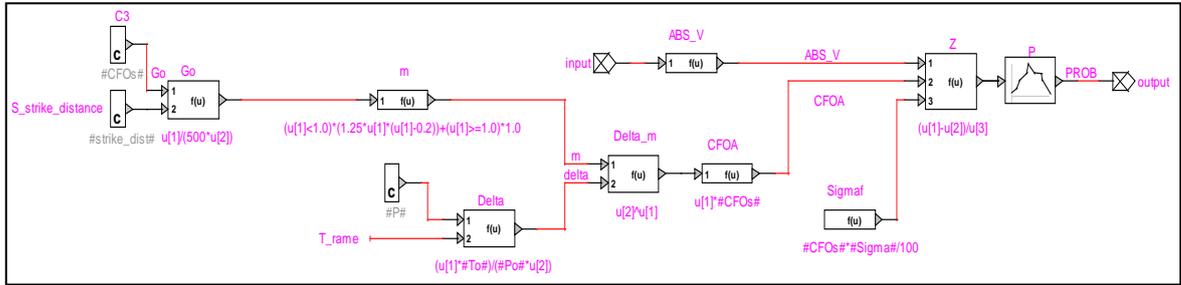


Figura 1.59: Modello per il calcolo dell'istante di reinnescimento dell'arco

Nella **Figura 1.59** è mostrato il modello per il calcolo della probabilità di scarica del canale d'arco post estinzione (“*prob\_calcolata*”). Si noti che la probabilità di scarica associata al valore di tensione “*v*”, presente in uno specifico istante della simulazione, è confrontata con una probabilità estratta casualmente da una distribuzione uniforme per decidere se effettivamente la scarica avviene (la variabile “*reignition*” passa da 0 ad 1). Quando questo avviene, il circuito rappresentato in **Figura 1.59** memorizza l'istante in cui è avvenuta la scarica (“*reignition\_time*”).

In particolare, il primo blocco in alto a sinistra della figura 5.11 riproduce la caratteristica di scarica dell'isolamento e calcola la temperatura dell'aria e quindi la posizione relativa di questa caratteristica rispetto a quella valutata nelle condizioni nominali (**Figura 1.60**).



**Figura 1.60: Modello per il calcolo della probabilità di scarica**

Per poter calcolare la temperatura dell'aria, sono stati implementati i modelli descritti in precedenza, costituito da due o tre equazioni differenziali. Si vuole precisare, per una migliore comprensione, che con “ $T_r$ ” si intende la temperatura della zona in prossimità degli elettrodi e con il pedice “ $r$ ” tutte le grandezze ad essa riferite, con “ $T_a$ ” la temperatura dell'aria intorno a questa prima zona, con il pedice “ $a$ ” le grandezze riferite a questa seconda porzione di spazio mentre, . “ $T_0$ ” si intende la temperatura della lamiera costituente il quadro di MT ed infine con il pedice “ $0$ ” le grandezze ad essa riconducibili. Di seguito vengono riportati i due sistemi di equazioni implementati all'interno del software nei due diversi casi, cioè rappresentativi di un arco elettrico in aria o dentro un quadro di MT, precisamente:

- **1° caso:**

$$\frac{dT_r}{dt} = \frac{(R \cdot I^2)}{(m_r \cdot c_{pr})} - \frac{(h_a \cdot S_r)}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot (T_r - T_a) - \frac{k_a}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot \frac{S_r}{r_a} \cdot (T_r - T_a) - \frac{(\sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r)}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot (T_r^4 - T_a^4); \quad (51)$$

$$\frac{dT_a}{dt} = \frac{(h_a \cdot S_r)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_r - T_a) + \frac{k_a \cdot S_r}{(m_a \cdot c_{pa}) \cdot r_a} \cdot (T_r - T_a) + \frac{(\sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_r^4 - T_a^4) - \frac{(h_a \cdot S_a)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_a - T_0) - \frac{k_a \cdot S_a}{(m_a \cdot c_{pa}) \cdot r_0} \cdot (T_a - T_0) - \frac{(\sigma \cdot \varepsilon \cdot S_a)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_a^4 - T_0^4); \quad (52)$$

**2° caso:**

$$\frac{dT_r}{dt} = \frac{(R \cdot I^2)}{(m_r \cdot c_{pr})} - \frac{(h_a \cdot S_r)}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot (T_r - T_a) - \frac{k_a}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot \frac{S_r}{r_a} \cdot (T_r - T_a) - \frac{(\sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r)}{(m_r \cdot c_{pr})} \cdot (T_r^4 - T_a^4); \quad (53)$$

$$\frac{dT_a}{dt} = \frac{(h_a \cdot S_r)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_r - T_a) + \frac{k_a \cdot S_r}{(m_a \cdot c_{pa}) \cdot r_a} \cdot (T_r - T_a) + \frac{(\sigma \cdot \varepsilon \cdot S_r)}{(m_a \cdot c_{pa})} \cdot (T_r^4 - T_a^4) - \frac{k_{Q-MT} \cdot S_a}{(m_a \cdot c_{pa}) \cdot r_0} \cdot (T_a - T_0); \quad (54)$$

$$\frac{dT_0}{dt} = \frac{k_{Q-MT} \cdot S_0}{(m_0 \cdot c_{p0}) \cdot r_0} \cdot (T_a - T_0) - \frac{(h_a \cdot S_0)}{(m_0 \cdot c_{p0})} \cdot (T_0 - T_\infty) - \frac{k_a \cdot S_0}{(m_0 \cdot c_{p0}) \cdot r_\infty} \cdot (T_0 - T_\infty) - \frac{(\sigma \cdot \varepsilon_{Q-MT} \cdot S_0)}{(m_0 \cdot c_{p0})} \cdot (T_0^4 - T_\infty^4); \quad (55)$$

## 1.64 Esempi di simulazione

In questa sezione, al fine di chiarire il procedimento di simulazione e dell'estrazione dei risultati, si riportano due casi di studio. Precisamente, un caso nel quale alla prima richiusura dell'interruttore posto in cabina MT non si ha alcun riadesco dell'arco elettrico ed uno, invece, nel quale si produce tale effetto negativo. Inoltre, vengono evidenziati gli andamenti della temperatura d'arco, altra grandezza d'interesse in questi studi.

### 1.64.1 Guasto monofase a terra / L = 40 km / Neutro compensato o isolato con carico nominale o assente

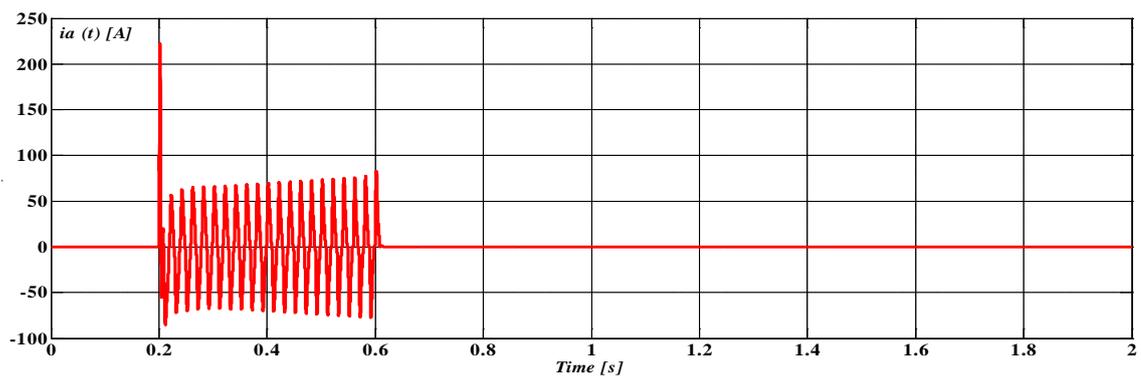
La modellizzazione prevede di considerare le seguenti condizioni:

- verificarsi di un evento di guasto monofase a terra su linea aerea;
- distanza del punto di guasto dalla cabina MT pari a 40 km;
- esercizio del neutro isolato o compensato;
- potenza richiesta nominale richiesta da tutti i carichi alimentati dalla rete test;
- tempo di attesa alla richiusura dell'interruttore posto in cabina MT pari a 0,5s.

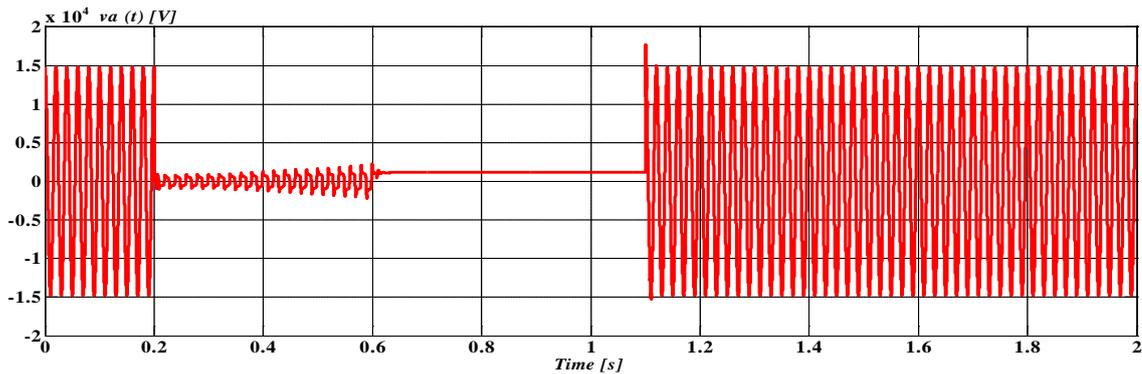
Considerando il caso di sistema a compensato, al momento della comparsa del guasto ( $t_g = 200 \text{ ms}$ ) si stabilisce un breve transitorio della corrente di guasto, che porta a un picco di circa 223 A, seguito dall'andata a regime della corrente d'arco, il cui valore efficace di circa 41 A è determinato dalla compensazione non perfetta usata per il dimensionamento della bobina e dalla contemporanea presenza della resistenza di messa a terra in parallelo alla bobina (**Figura 9.12, Figura 9.13**). Infatti, la rete test di (**Figura 9.4**), presenta una capacità complessiva verso terra di  $C = 6,57 \mu\text{F}$ , cui corrisponde una reattanza di perfetto accoppiamento pari a:

$$X_L = \omega L = \frac{I}{3\omega C} = \frac{I}{(3 \cdot 314 \cdot 6,57 \cdot 10^{-6})} = 161,58 \Omega;$$

Si è considerata invece una reattanza pari a  $100 \Omega$ . Per quanto riguarda la resistenza di messa a terra, essa è stata scelta pari a  $400 \Omega$ , valore prossimo a quello tipicamente usato nell'esercizio delle reti di distribuzione.



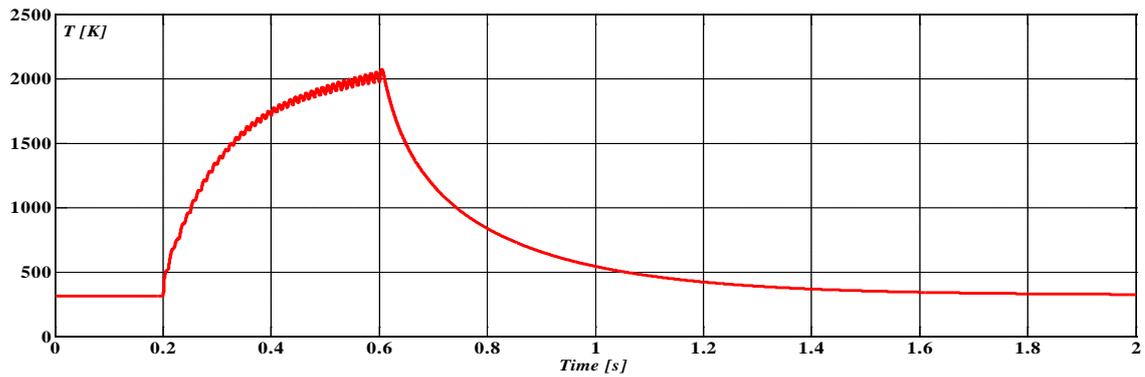
**Figura 1.61: andamento della corrente d'arco nel caso di guasto monofase a terra neutro compensato**



**Figura 1.62: andamento tensione d'arco nel caso di guasto monofase a terra neutro compensato**

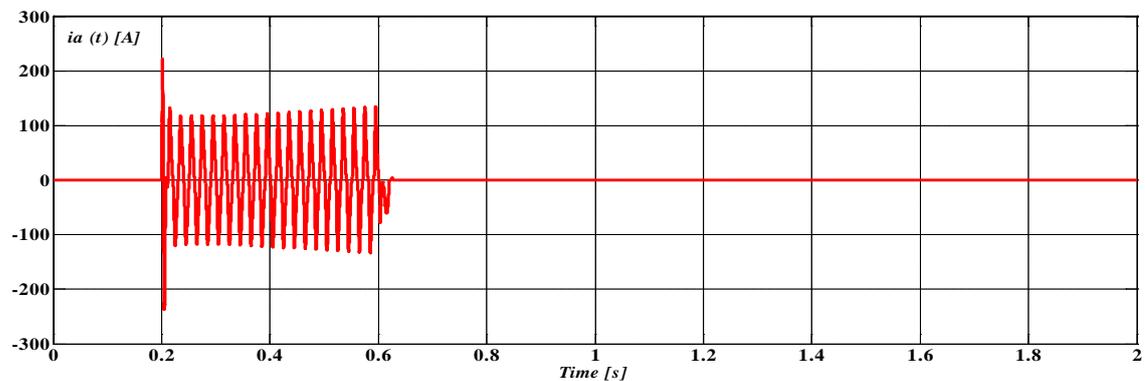
Alla richiusura del circuito ( $t_C = 0,11s$ ) si presenta una sovratensione di manovra con un picco di tensione di circa 17 kV, causato principalmente dall'aver richiuso l'interruttore nel momento in cui la tensione sulla fase guasta era al suo massimo. Infatti, se si anticipa la richiusura a  $t_C = 1095$  ms non si presentano sovratensioni significative.

In questo caso, come si può notare dalla **Figura 1.63**, non si producono effetti rilevanti sulla temperatura dell'aria interessata dall'arco elettrico visto il valore modesto assunto dalla corrente di guasto. Si può quindi ritenere che l'isolamento sia completamente ristabilito al momento della richiusura dell'interruttore di linea. Inoltre, essendo le sovratensioni prodotte di bassa entità, il tempo d'attesa minimo per la richiusura rapida di 400 ms è in genere sufficiente a garantire il non riadescamento dell'arco elettrico. Infatti, dopo un tempo di 1100 ms la temperatura dell'aria in prossimità dell'arco ritorna ad un valore di poco superiore a quello ambiente.



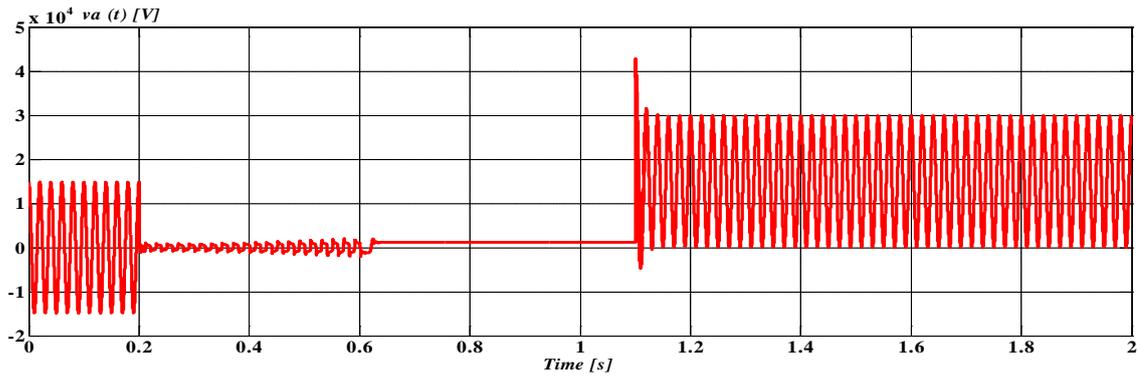
**Figura 1.63: Andamento della temperatura d'arco guasto monofase a terra.  $L = 40\text{km}$ . Neutro compensato**

Considerando invece il caso di sistema a neutro isolato, si può notare un picco molto più pronunciato della corrente sia nel verso positivo che negativo (**Figura 1.64**) con un'oscillazione del valore di corrente nell'intervallo  $[218 \div -236]$  A (valore efficace di 108 A).



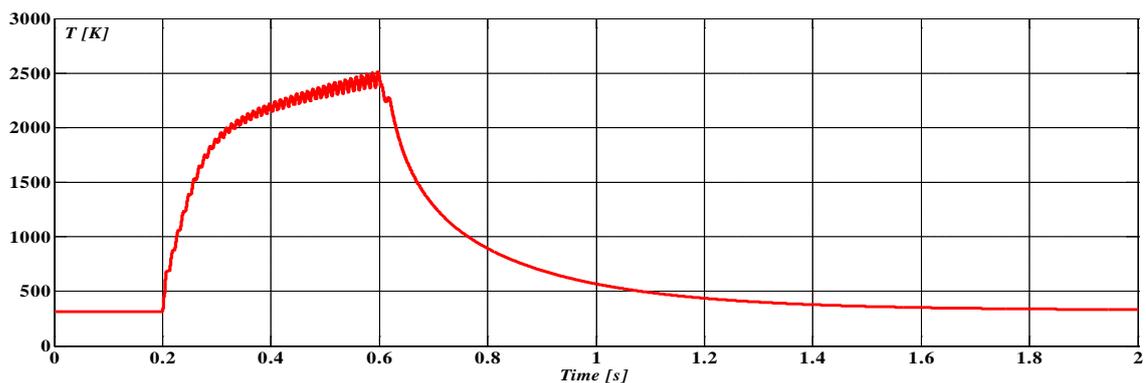
**Figura 1.64: Andamento della corrente di guasto nel caso di guasto monofase a terra e neutro isolato**

Per quanto riguarda l'andamento della tensione, nel momento della richiusura si presenta una sovratensione di manovra pari a 42.78 kV che raggiunge un valore di regime pari a circa 30 kV. Inoltre, si può notare il marcato comportamento aperiodico della tensione dovuto all'assenza della connessione a terra del neutro, che impedisce alle capacità delle fasi sane di scaricarsi e perciò. Al momento della richiusura, si ha uno spostamento del centro stella delle tensioni, ben evidenziato nella **Figura 1.65**.



**Figura 1.65: Andamento della tensione nel punto di guasto nel caso di guasto monofase a terra e neutro isolato**

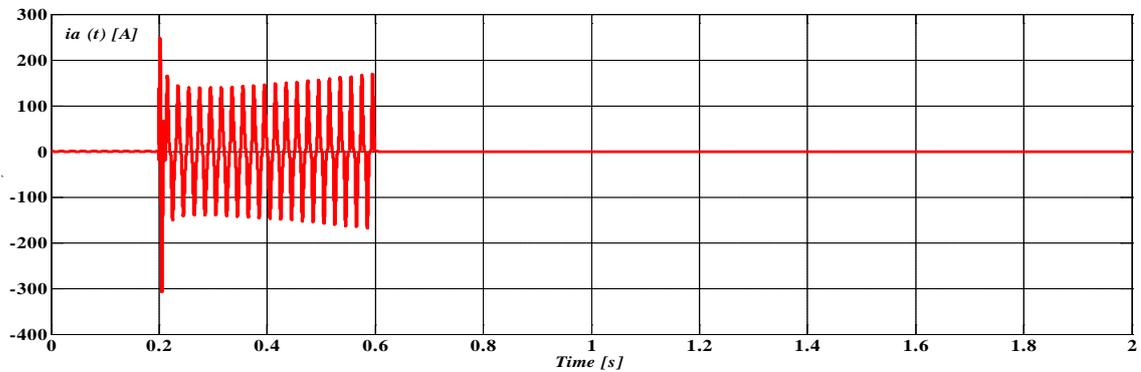
La temperatura dall'aria intorno all'arco raggiunge un valore massimo più alto rispetto al caso precedente (2500 K), dovuto semplicemente al fatto che la corrente assume un valore superiore. La modesta entità di quest'ultima comunque non produce un innalzamento della temperatura a valori tali per cui, alla richiusura, possa presentarsi una condizione di temperatura che favorisca il riadesco dell'arco elettrico.



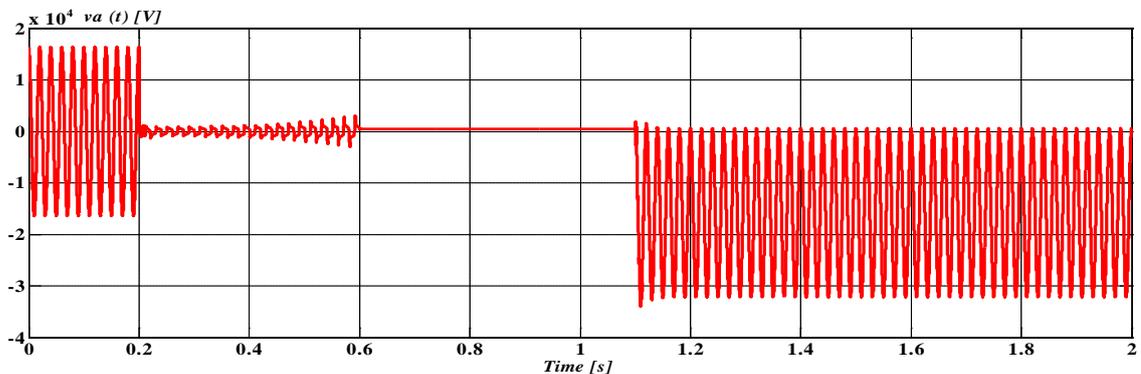
**Figura 1.66: Andamento della temperatura d'arco guasto monofase a terra. L = 40km. Neutro isolato**

Per evidenziare gli effetti del carico sul valore della sovratensione che si manifesta alla richiusura dell'interruttore è stata condotta una simulazione escludendo totalmente il carico presente nella rete (**Figura 1.67**). Infatti, un livello di carico basso (al limite nullo) tende a esaltare l'effetto capacitivo delle linee che, seppur modesto rispetto alle linee di trasmissione, contribuisce a incrementare la sovratensione (effetto Ferranti). Nel caso in esame questo effetto è stato appunto massimizzato, assumendo linea scarica e guasto

monofase a terra a fondo linea. La corrente di guasto è del tutto simile al caso precedente non dipendendo dalla posizione del guasto, ma dalla estensione della rete elettrica di distribuzione.



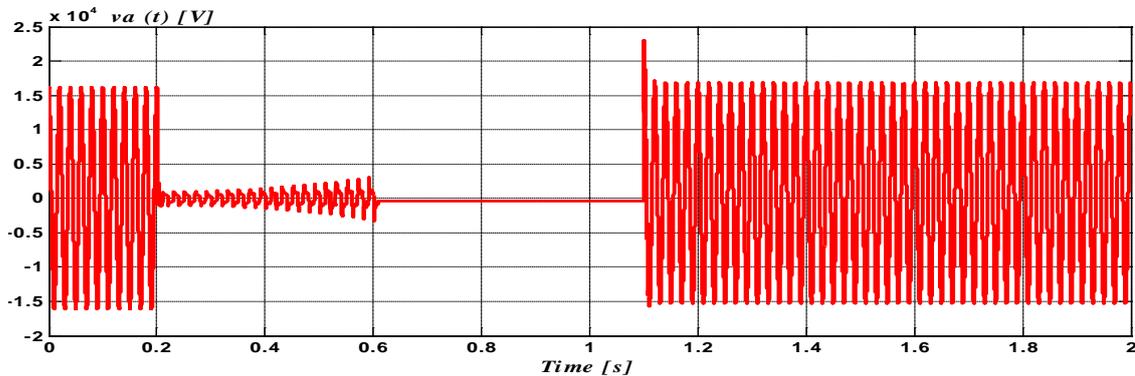
**Figura 1.67: Andamento della corrente d'arco nel caso di guasto monofase a terra, neutro isolato e assenza di carico**



**Figura 1.68: Andamento della tensione d'arco nel caso di guasto monofase a terra, neutro isolato e assenza di carico**

Come si può notare, l'andamento della tensione è simile al caso precedente, ma il valore assunto a regime dalla sovratensione di manovra è maggiore attestandosi a circa 32.5 kV e questo conferma l'esaltazione dell'effetto capacitivo delle linee visibile anche dall'inversione della tensione rispetto all'asse delle ascisse. Quest'ultimo aspetto è dovuto alla mancanza completa del carico. Infatti, la sua presenza introduce una componente induttiva che varia l'impedenza vista alla richiusura. Per confermare questo aspetto, si è effettuata una simulazione ponendo solo carichi di tipo resistivo e ciò porta ad un

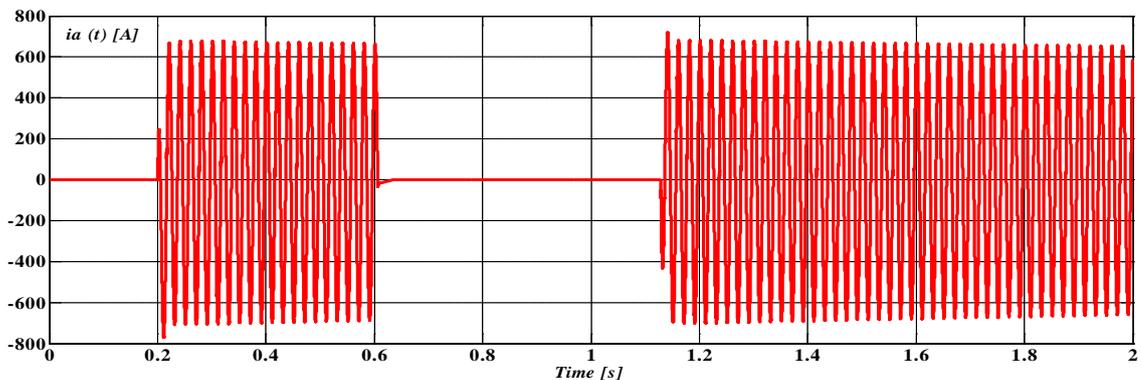
andamento della tensione visibile in **Figura 1.69**, che corrisponde al caso precedentemente esaminato.



**Figura 1.69:** Andamento della tensione nel punto di guasto nel caso di guasto monofase a terra, neutro isolato e carico puramente resistivo

### 1.64.2 Guasto bifase L = 40 km

In questo caso è stato simulato un guasto bifase in aria libera (es. ramo che tocca due fasi, volatile a contatto su due fasi, oscillazione dei conduttori, ...). La corrente d'arco è questa volta notevolmente superiore, trattandosi di un evento di corto circuito e non più di guasto a terra. La corrente di corto circuito bifase assume un valore RMS di 516 A, mentre al ripristino della tensione si registra un picco di circa 25 kV (**Figura 1.70**, **Figura 1.72**).



**Figura 1.70:** Andamento della corrente d'arco guasto bifase - L=40 km in aria libera con riadesco  $t_c = 1,1s$

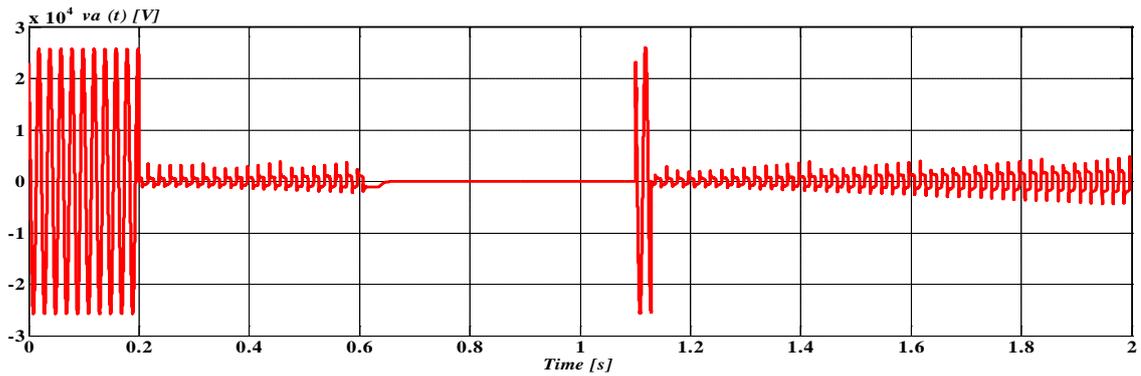


Figura 1.71: Andamento della tensione d'arco guasto bifase -  $L=40$  km in aria libera con riadesco  $t_c = 1,1s$

In questo caso, l'energia d'arco prodotta è sufficiente a far crescere significativamente la temperatura dell'aria circostante, causando quindi un rallentamento nella velocità di ripristino del dielettrico e il conseguente riadesco dell'arco. Infatti, come si nota dalla **Figura 1.72**, questa arriva ad un valore pari a 4491 K nell'istante di apertura dell'interruttore MT (600 ms). Il transitorio di raffreddamento dell'aria intorno all'arco risulta comunque molto rapido, ma non abbastanza per scongiurare il riadesco.

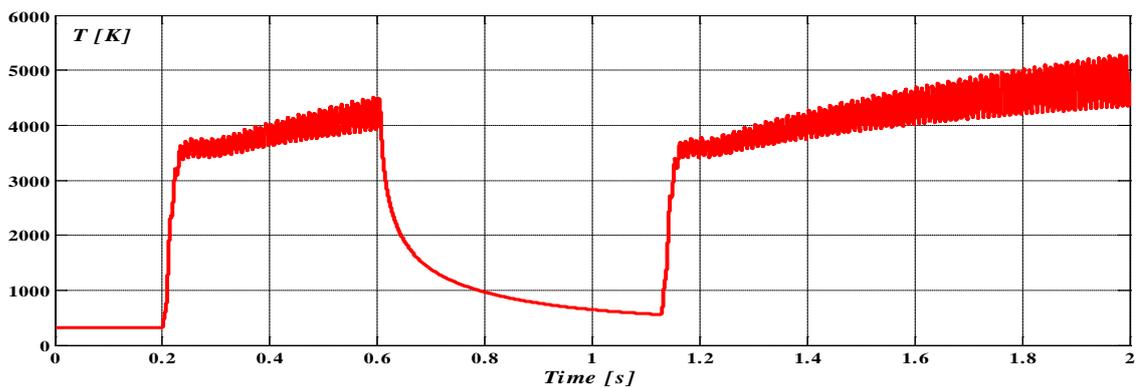
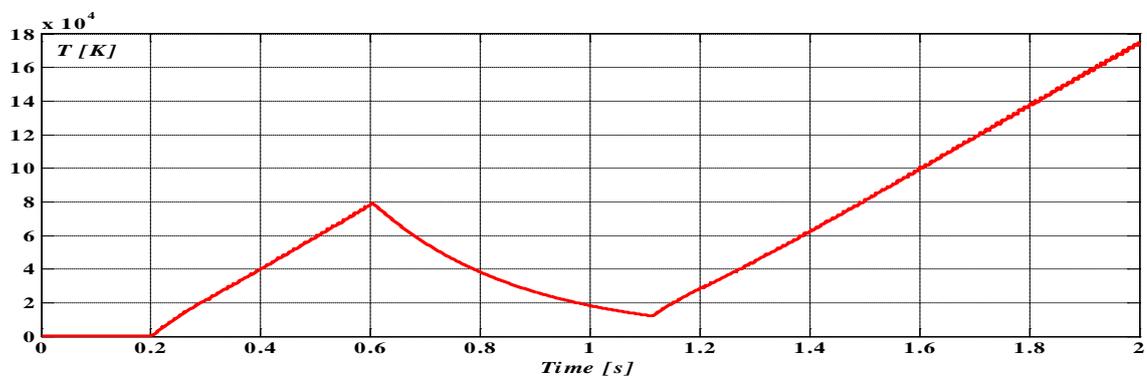


Figura 1.72: Andamento della temperatura d'arco guasto bifase.  $L = 40$  km. Neutro isolato  $t_c = 1,1s$

Dalla stessa **Figura 1.72**, si può notare un altro aspetto della curva di temperatura. Infatti, si vede come questa subisca delle oscillazioni durante il transitorio di guasto, e quindi come la zona d'arco riesca a perdere ed acquistare una quota parte di calore in modo molto rapido. Come si è avuto modo di spiegare nel paragrafo 7.8, il modello implementato per descrivere le variazioni subite dalla temperatura, impiega una resistenza variabile per

descrivere il comportamento dell'arco. Perciò l'energia termica varia in funzione dell'intensità della corrente applicata ai suoi capi. Inoltre, sono stati considerati tre fenomeni di scambio termico e uno di questi è associato all'irraggiamento termico, la cui energia associata viaggia alla velocità della luce e presenta una fenomenologia simile a quella delle radiazioni luminose (infatti, secondo la teoria elettromagnetica, la luce e l'irraggiamento termico differiscono solo per le loro lunghezze d'onda). Ciò porta a concludere che lo scambio termico per irraggiamento fra la zona d'arco e quella circostante avviene in modo molto repentino. La temperatura riesce pertanto (in parte) a seguire le variazioni dell'energia d'arco e quindi a perdere o acquistare calore in funzione delle variazioni della corrente d'arco.

In **Figura 1.73** si riporta l'andamento della temperatura nello stesso caso, ma senza il contributo di scambio termico per irraggiamento. Si nota facilmente come le oscillazioni viste in precedenza non siano più presenti. Inoltre, la stessa figura è utile per notare come le temperature raggiunte siano eccessivamente elevate (circa  $18 \cdot 10^4$  K) senza questo contributo e ciò a riprova del fatto che questo fenomeno di scambio termico non può essere trascurato nella modellizzazione.



**Figura 1.73:** Andamento della temperatura d'arco senza il contributo di scambio termico per irraggiamento guasto bifase.  $L = 40$  km. Neutro isolato.  $t_c=1,1s$

La probabilità di scarica risulta essere in questo caso del 22% dopo la richiusura, come si può notare dalla **Figura 1.74**. Le variazioni rapide subite da quest'ultima sono dovute al

fatto che essa viene calcolata istante per istante e risente dei continui cambiamenti assunti dal valore della temperatura.

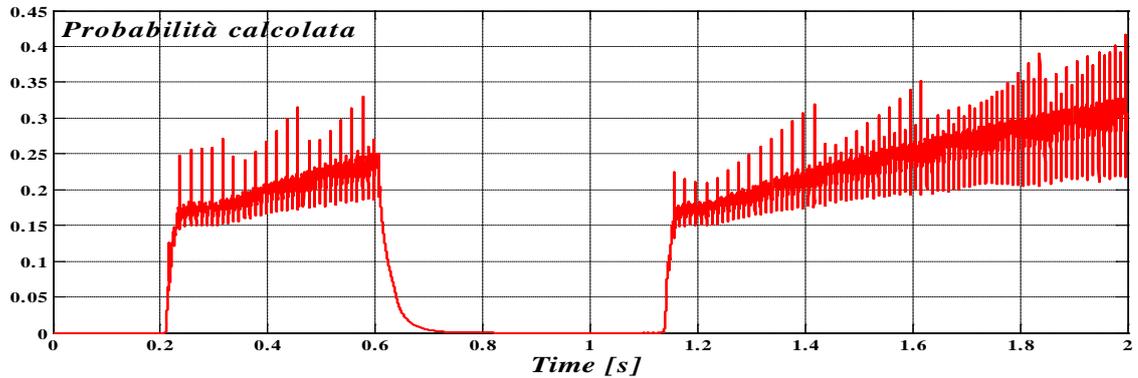


Figura 1.74: Probabilità di scarica calcolata guasto bifase.  $L = 40$  km. Neutro isolato.  $t_c=1,1s$

Aumentando però il tempo di apertura rapida da 500 ms a 600 ms, si ottiene l'effetto desiderato. Infatti, viene dato più tempo alla temperatura dell'aria intorno all'arco di perdere calore e ciò porta alla sua completa estinzione alla richiusura (**Figura 1.75**). Si deve notare che nel caso esaminato si è assunta una velocità del vento molto bassa. Questo influisce in modo significativo sul transitorio di raffreddamento. Aumentando di poco quest'ultima, tramite un incremento del coefficiente di scambio termico per convezione, si ottiene l'estinzione dell'arco già per un tempo di apertura di 500 ms.

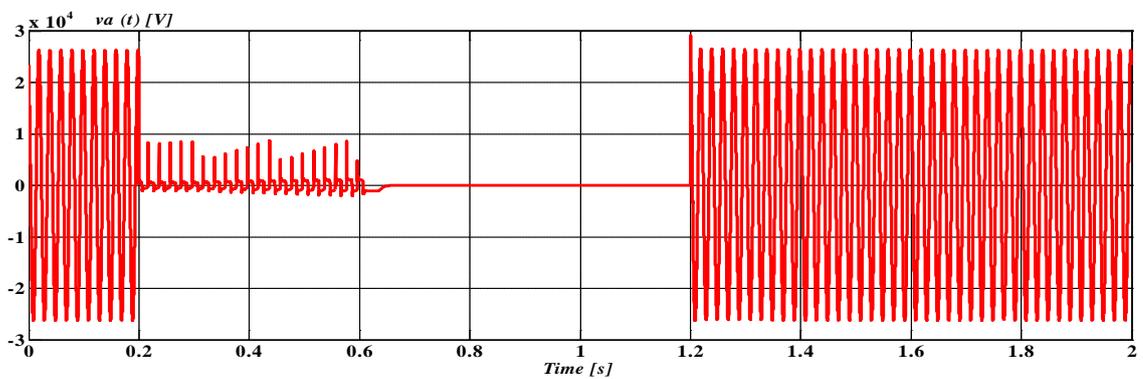


Figura 1.75: Guasto bifase -  $L=40$  km – Guasto in aria libera nessun riadesco a  $t_c=1,2s$

## **1.65 Studi Monte Carlo**

### **1.66 Introduzione**

Gli studi esaminati nel precedente capitolo sono stati condotti supponendo dei casi ben precisi nei quali è stato valutato il possibile riadesco dell'arco elettrico al momento della prima richiusura dell'interruttore posto in testa alla linea utilizzata come esempio rappresentativo di una configurazione reale. Si è notato come un aumento del tempo di attesa dell'interruttore prima di effettuare la prima richiusura rapida possa condurre ad un beneficio in termini di ripristino della rigidità dielettrica dell'isolante e quindi di riduzione dei guasti di tipo transitorio. Nella realtà però il fenomeno dell'arco elettrico può verificarsi in ogni punto della linea, non solo all'inizio o alla fine, e le condizioni di guasto risultano anch'esse altamente variabili in funzione di molteplici fattori. A questo punto nasce la necessità di poter valutare in modo più generale il fenomeno, ma non avendo a disposizione delle misure o dei dati statistici precisi è necessario ricorrere ad uno studio probabilistico del fenomeno e valutare di conseguenza la percentuale di possibili riadeschi.

### **1.67 Descrizione del modello per l'analisi statistica Monte Carlo**

Di seguito vengono riportate le caratteristiche del modello utilizzato per l'analisi statistica Monte Carlo. Queste riguardano principalmente i campi di variazione attribuiti ai vari parametri che rappresentano la rete utilizzata nello studio, i carichi, i tipi di guasto considerati e conseguentemente l'evoluzione della temperatura d'arco nei diversi casi.

#### **1.67.1 Definizione della rete test e del tipo di guasto**

Per verificare il comportamento del modello di guasto è stata preparata una rete test semplificata, che potesse essere comunque sufficientemente rappresentativa per il contesto italiano. In particolare, è stata modellizzata una rete elettrica sufficientemente estesa, con caratteristiche tipiche di un ambiente extraurbano o rurale.

La dorsale considerata per lo studio è stata così suddivisa:

- Primo tratto in cavo di lunghezza pari ad 1 km con sezione  $185 \text{ mm}^2$  ( $r = 0,164 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $x = 0,115 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $c = 0,47 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$ ). Questa scelta è dovuta al fatto che le linee MT presentano sempre un primo tratto in cavo, cioè possono ritenersi tutte linee miste.
  - Due tratti di linea aerea, entrambi di sezione  $70 \text{ mm}^2$  ( $r = 0,270 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $x = 0,4 \text{ } \Omega/\text{km}$ ,  $c = 0,01 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$ ).
- E' possibile anche prevedere il caso di linea telescopica, variando le sezioni dei due tratti. La lunghezza totale è stata assunta pari a 40 km.

Sono state inoltre aggiunte altre due porzioni di rete equivalente, collegate alla sbarra MT della cabina primaria, per tener conto approssimativamente della tipica estensione delle reti MT alimentate da ogni cabina AT/MT. Quest'aspetto è ovviamente importante nel caso di simulazione di guasti monofase a terra, mentre è ininfluente per i cortocircuiti (bifase o trifase). In particolare, si è ipotizzata la presenza di altri 10 km di linee in cavo (sez.  $185 \text{ mm}^2$ ) e 100 km di linee aeree (sez.  $35 \text{ mm}^2$ ). Lo schema circuitale della rete implementata nel software EMTP è riprodotto in **Figura 1.76**.

Ogni tratto di linea è rappresentato mediante un modello a  $\pi$  a parametri concentrati. Le conduttanze verso terra, rappresentative delle perdite sugli isolatori, sono state trascurate. Infine, su ciascuna sbarra MT/BT è stata considerata la presenza di un carico, connesso mediante trasformatore, ciascuno avente una potenza attiva nominale  $P = 1 \text{ MW}$  e reattiva nominale  $Q = 0.5 \text{ MVAR}$ .

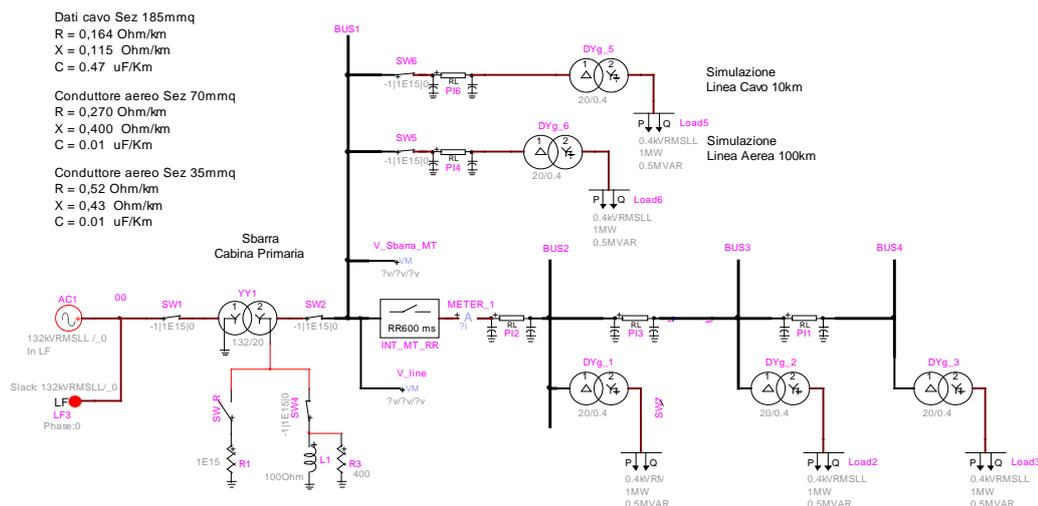


Figura 1.76: Implementazione in EMTP della rete test.

La linea aerea di lunghezza pari a 40 km è stata suddivisa in due tratti definiti per comodità: “linea\_monte” e “linea\_valle”. Lo scopo di questa suddivisione risiede nel fatto che il punto di guasto è stato collocato fra questi due tratti. Perciò, variando la loro lunghezza per ogni simulazione, si ottiene conseguentemente la variazione del punto di guasto.

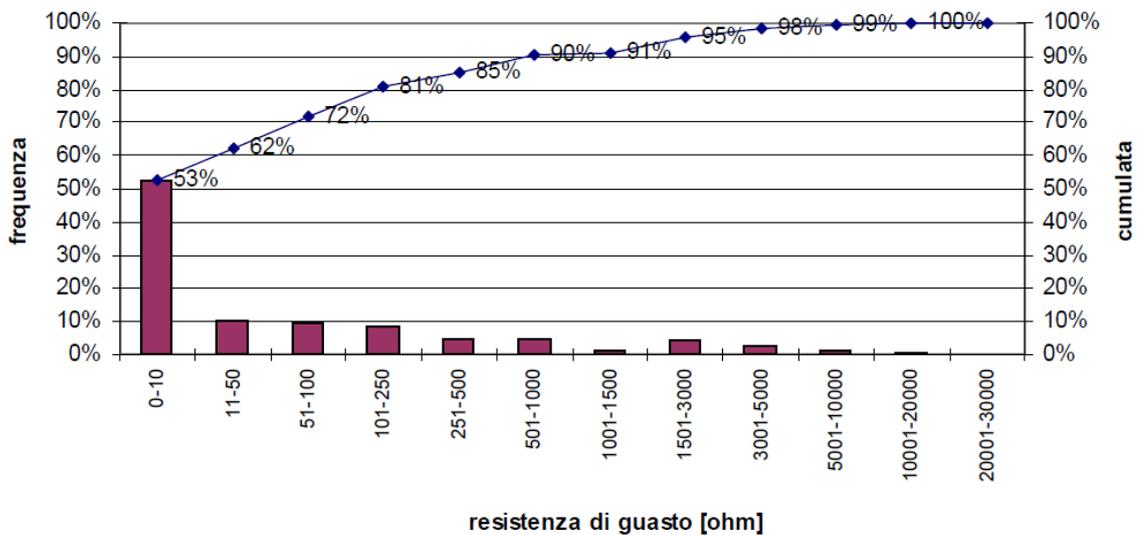
Il guasto può quindi manifestarsi casualmente dalla fine della linea in cavo di lunghezza pari ad 1 km posta immediatamente a valle dell’interruttore MT fino ad una distanza di 41 km da quest’ultimo, pari cioè alla somma della lunghezza della linea in cavo più la massima prevista per il tratto di linea aerea.

Per quanto riguarda i tipi di guasto esaminati, questi sono stati:

- **Guasto monofase:** considerando un esercizio della rete test sia a neutro isolato che compensato;
- **Guasto bifase;**

Inoltre, sono stati condotti due set di simulazioni considerando che questi tipi di guasto avvenissero in aria libera o all’interno di un quadro di media tensione.

Per quanto attiene al valore della resistenza di guasto, questo è stato dedotto dal grafico riportato in **Figura 1.77**, dove viene mostrata la distribuzione statistica della resistenza di guasto monofase a terra vista dai sistemi di protezione di linea. Anche in questo caso, attraverso un generatore di numeri casuali, è stata estratta per ogni simulazione una percentuale ed in funzione di questa attribuito un valore di resistenza (sempre scelto casualmente) all'interno della fascia corrispondente. Per esempio, per una percentuale estratta inferiore o uguale al 53%, viene attribuito un valore di resistenza di guasto compreso nella fascia [0÷10] Ohm.



**Figura 1.77: Distribuzione statistica resistenza di guasto monofase a terra**

### 1.67.2 Definizione dei parametri d'arco

In **Tabella 10.1** vengono riportati i parametri caratteristici dell'arco elettrico modellizzato nello studio. Alcuni di questi sono stati mantenuti costanti come, per esempio, il ritardo di apertura dell'interruttore dopo il riconoscimento del guasto (400 ms). Altri invece variano casualmente, utilizzando anche in questo caso un generatore di numeri casuali. Uno di questi è, per esempio, la lunghezza iniziale dell'arco elettrico assunta variabile nell'intervallo [0.05÷0.25] metri. Infatti, in base che al tipo di guasto sono state effettuate delle considerazioni sulla massima e minima distanza fra le due estremità entro le quali si

manifesta il fenomeno dell'arco elettrico. Per focalizzare meglio l'attenzione su quest'ultimo aspetto si riportano in **Tabella 1.12** le distanze utilizzate nei vari casi.

**Tabella 1.12: Grandezze caratteristiche arco elettrico**

Grandezza	Valore	Descrizione
$\Delta t$ guasto apertura [ms]	0.4	Tempo fra rilevazione del guasto ed effettiva apertura dell'interruttore di protezione
$\Delta t$ apertura chiusura interruttore [ms]	0.4 ÷ 0.8	Tempo di richiusura rapida (variabile per ogni set di simulazioni)
t inizio arco [ms]	0.19 ÷ 0.22	Istante di comparsa del guasto
A	0.4	Esponenziale negativo costante di tempo dell'arco
T	0.00025	Costante di tempo dell'arco
L arc 0 [m]	0.05 ÷ 0.3	Lunghezza iniziale dell'arco
U0 [V/cm]	900	Tensione d'arco per unità di lunghezza escluso il contributo variabile
U0v [V]	400	Contributo variabile della tensione d'arco
R0 [ $\Omega$ /cm]	0.04	resistenza iniziale dell'arco per unità di lunghezza
t apertura MT [ms]	t inizio arco + $\Delta t$ guasto apertura	Istante di effettiva apertura dell'interruttore MT
t richiusura MT [ms]	t apertura MT + $\Delta t$ apertura chiusura interruttore	Istante di effettiva richiusura rapida dell'interruttore MT

**Tabella 1.13: Lunghezze iniziali arco elettrico**

Tipo guasto	Lunghezza (metri)	
	Esterno	Interno
Monofase	0.05 ÷ 0.1	0.1 ÷ 0.15
Bifase	0.2 ÷ 0.3	0.2 ÷ 0.25

Per determinare i campi di variazione riportati in **Tabella 1.13**, si è fatto riferimento alle caratteristiche costruttive dei quadri MT fornite dai vari produttori per i guasti che si sviluppano all'interno di un quadro (28) (27) (34). Per quanto riguarda invece i guasti

esterni, nel caso monofase è stata utilizzata come distanza minima quella fra due corna spinterometriche e come massima quella di un isolatore MT. Per un guasto bifase, sempre in aria libera, è stata utilizzata come distanza minima quella corrispondente all'arrivo di due fasi in un PTP (punto di trasformazione su palo) e come massima quella fra due conduttori di una campata che, in presenza per esempio di vento sostenuto, possono oscillare e quindi avvicinarsi pericolosamente.

In **Tabella 1.14** vengono evidenziati i parametri utili al calcolo della probabilità di scarica del canale d'arco. Anche in questo caso, alcuni di essi variano casualmente all'interno di range prefissati. In particolare, si è assunto che in presenza di un guasto all'interno del quadro elettrico si abbia una temperatura iniziale maggiore rispetto al caso in cui questo si verifichi in aria libera. Infatti, nel primo caso si ha un limite inferiore di 40 °C (313 K) mentre nel secondo di 20 °C (293 K). Inoltre, è stata assunta una diversa tensione corrispondente ad una probabilità di scarica del 50% in condizioni standard (CFOs) per il caso di guasto monofase in aria libera o all'interno del quadro di MT (70 kV). Questo perché il valore di tensione di 100 kV fa riferimento ad una distanza di isolamento di circa 10 cm, mentre nel caso di guasto monofase, per esempio, la distanza minima considerata è di 5 cm e ciò ha richiesto conseguentemente un aggiustamento di tale valore.

**Tabella 1.14: Parametri per calcolo probabilità di scarica**

Grandezza	Tipo di guasto		Descrizione
	Interno	Esterno	
$P_0$ [kPa]	101.3		Pressione nelle cond. standard
$T_0$ [K]	293		Temperatura nelle cond. standard
$P$ [kPa]	101.3		Pressione nelle cond. di rif.
$T$ [K]	313 ÷ 333	283 ÷ 313	Temperatura nelle cond. di rif.
$T$ [°C]	30 ÷ 60	10 ÷ 40	
$l_0$ [m]	Tabella 10.2		Distanza tra i punti in cui si manifesta l'arco elettrico
CFOs [kV]	70	100 / 70	Tensione corrispondente probabilità di scarica del 50 % condizioni standard
$\sigma$ [%]	8/5		Deviazione standard della probabilità cumulata di scarica dell'isolamento
seed	10		Seme del generatore di numeri casuali

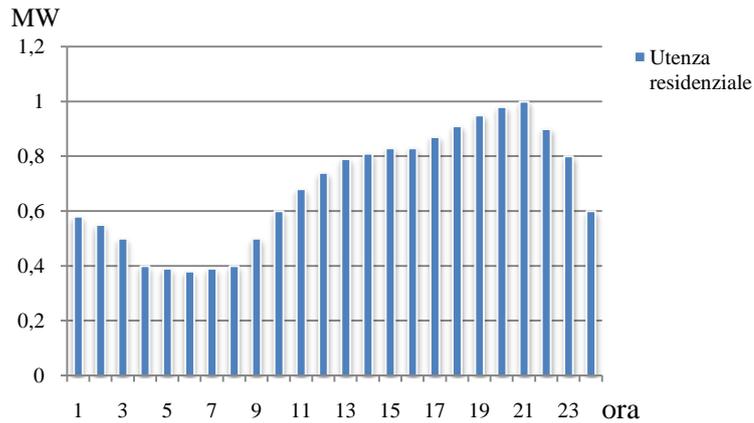
Un discorso a parte meritano i parametri considerati per descrivere l'evoluzione della temperatura d'arco. Come si è visto nel paragrafo 7.8 e 7.9, questa è stata modellizzata attraverso un a configurazione geometrica formata da tre o quattro sfere concentriche a seconda del tipo di guasto (esterno o interno) considerato. In **Tabella 1.15** vengono evidenziati i valori dei suddetti parametri utilizzati nelle simulazioni.

**Tabella 1.15: grandezze caratteristiche modello di evoluzione temperatura d'arco**

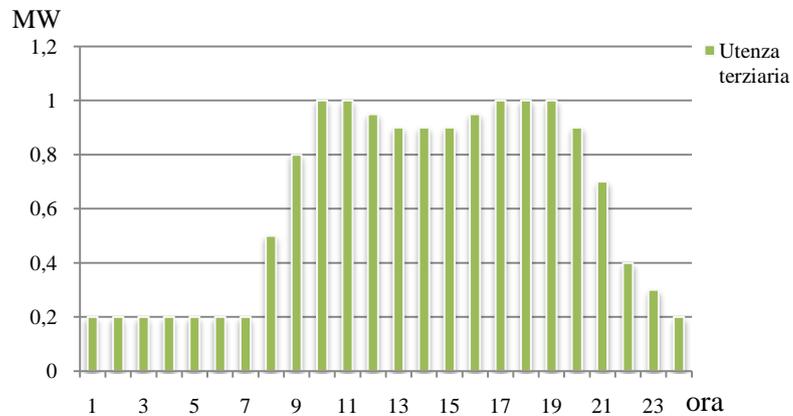
<b>Grandezza</b>	<b>Valore</b>
<b>Raggio I sfera (zona sviluppo arco) [m]</b>	Tabella 10.2
<b>Raggio II sfera (aria intorno arco) [m]</b>	0,6
<b>Raggio III sfera (raggio equivalente Q-MT) [m]</b>	0,602
<b>Raggio IV sfera (raggio aria temperatura ambiente) [m]</b>	1.5
<b>Coefficiente di convezione termica h aria libera [W/m<sup>2</sup> K]</b>	15 ÷ 30
<b>Coefficiente di convezione termica h aria forzata [W/m<sup>2</sup> K]</b>	45 ÷ 125
<b>Densità volume arco [kg/m<sup>3</sup>]</b>	1,372 ÷ 0,09
<b>Densità volume aria [kg/m<sup>3</sup>]</b>	1,132 ÷ 0,07
<b>Calore specifico a pressione costante arco [J/kg K]</b>	1000,69 ÷ 1896,4
<b>Calore specifico a pressione costante aria [J/kg K]</b>	1004 ÷ 1298,7
<b>Calore specifico a pressione costante acciaio zincato [J/kg K]</b>	460
<b>Coefficiente di conducibilità termica K aria [W/(m K)]</b>	0,1
<b>Coefficiente di conducibilità termica K acciaio zincato [W/(m K)]</b>	13
<b>Costante di Stefan-Boltzman <math>\sigma</math> [W/m<sup>2</sup> K]</b>	$5,67 \cdot 10^{-8}$
<b>Emittività aria <math>\varepsilon</math></b>	0,25
<b>Emittività acciaio zincato <math>\varepsilon</math></b>	0,8

### 1.67.3 Profilo di carico orario per giorno tipo

Il profilo di carico orario per un giorno tipo è stato ricavato considerando le diverse percentuali di richiesta oraria di energia elettrica di due tipi di utenza: residenziale e terziaria (**Figura 1.78** e **Figura 1.79**).

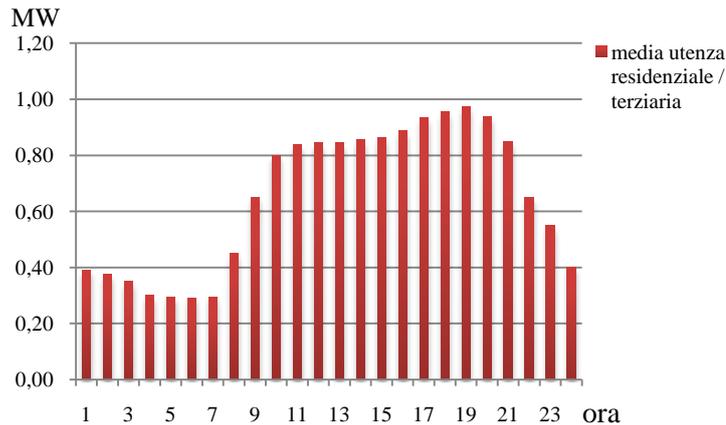


**Figura 1.78: Profilo di carico tipo per utenza residenziale**



**Figura 1.79: Profilo di carico tipo per utenza terziaria**

E' stata poi calcolata una media fra le due distribuzioni (**Figura 1.79**) e moltiplicata ora per ora per il carico massimo considerato pari a 1 MW. Le utenze presenti nella rete test sono state considerate tutte uguali ed è stata quindi attribuita la stessa percentuale di carico. Per quanto riguarda la potenza reattiva, questa è stata considerata pari alla metà della potenza attiva assorbita dei carichi (0.5 P).



**Figura 1.80: Profilo di carico utilizzato per le simulazioni**

In definitiva, attraverso un generatore di numeri casuali viene scelta casualmente un'ora nell'intervallo [0,24] e la potenza corrispondente viene assegnata a tutti i carichi presenti nella rete considerata.

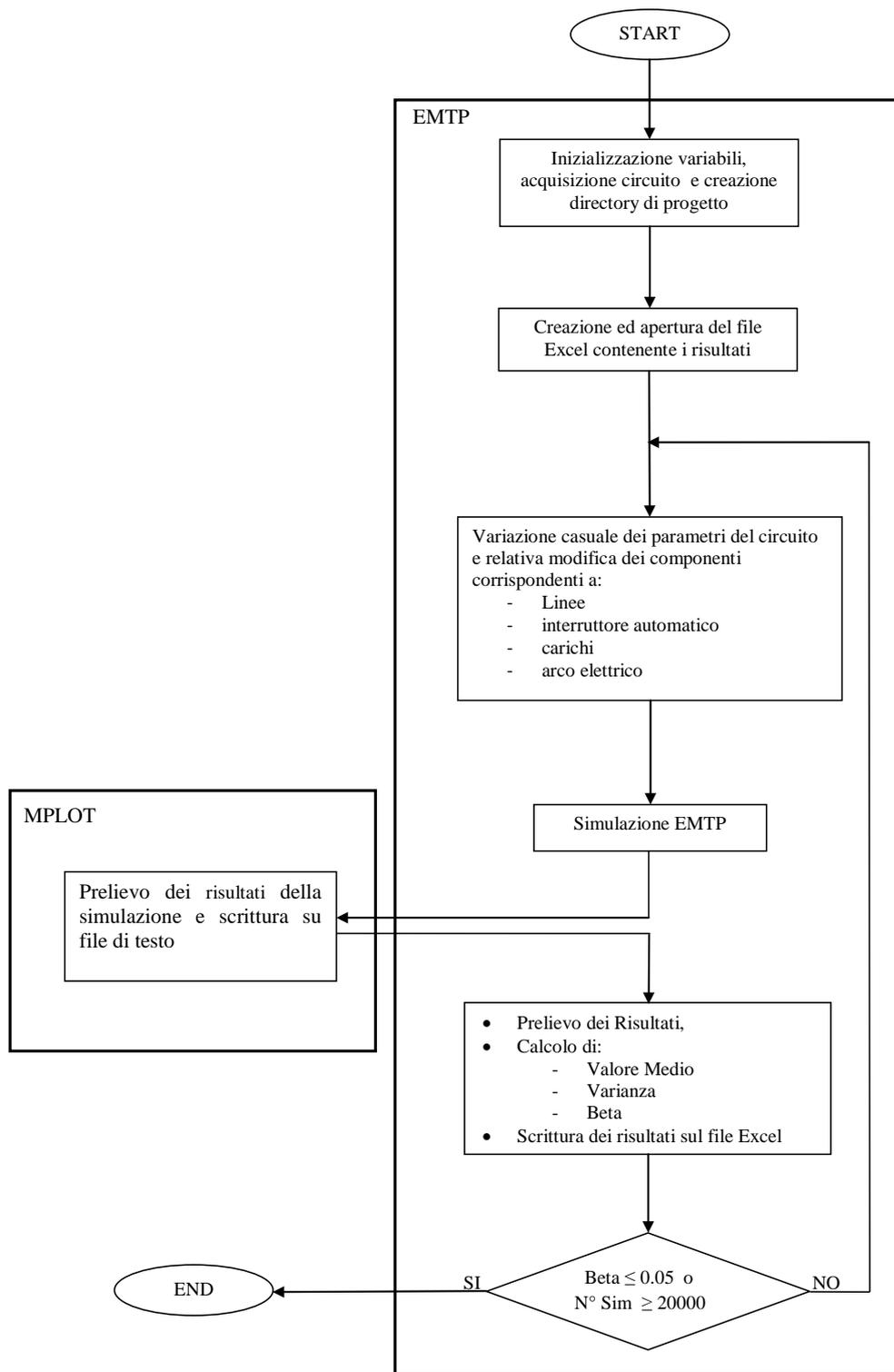
### **1.68 Procedura di simulazione Monte Carlo**

La procedura di simulazione Monte Carlo utilizzata in questo studio si sviluppa in due ambienti differenti: EMTP-RV ed MPLOT. Il primo si occupa dell'impostazione delle variabili del circuito, di effettuare le simulazioni e di calcolare tutti i parametri di interesse nonché valutare la convergenza del metodo statistico Monte Carlo. Il secondo invece legge i file di uscita forniti per ogni simulazione da EMTP ed effettua un'elaborazione al fine da estrarre i dati di interesse che vengono poi restituiti ad EMPT. In sintesi la procedura è composta dai seguenti passi:

1. attraverso uno script in EMTP si modificano casualmente (attraverso un generatore di numeri casuali) le variabili di interesse che vengono assegnate ai relativi componenti del circuito (ad esempio il valore assunto dalla variabile "ResG" viene assegnato all'attributo "ParamsA" del componente R2 che nel circuito simula la resistenza di guasto);

2. dopo l'impostazione di tutte le variabili viene avviata la simulazione. Dato che EMTP produce un file di uscita che necessita di MPlot per poter essere letto, viene creato un file dallo script per fornire a quest'ultimo i comandi utili all'estrazione automatica dei dati di interesse;
3. una volta ottenuti i risultati, questi vengono acquisiti da EMPT e salvati in un file Excel. L'intera procedura viene ripetuta finché non si raggiunge la convergenza desiderata.

In **Figura 1.81** viene riportato il diagramma di flusso della procedura descritta mentre, in **Appendice**, si riporta un esempio del codice implementato per effettuare le simulazioni.



**Figura 1.81: Diagramma di flusso della procedura di simulazione**

## 1.69 Risultati delle simulazioni

Le simulazioni Monte Carlo sono state effettuate considerando diversi set di simulazioni. Per ognuno di questi è stato fatto variare il tempo di attesa alla richiusura nell'intervallo  $400 \div 800$  ms; in cui il primo tempo rappresenta quello utilizzato attualmente nelle protezioni di linea dal distributore. I risultati ottenuti da ogni ciclo di simulazione hanno un grado di precisione compreso in un intorno del 5%.

I set di simulazione sono stati ripetuti due volte, in modo da poter distinguere il caso in cui il sistema sia esercito a neutro isolato oppure con neutro compensato.

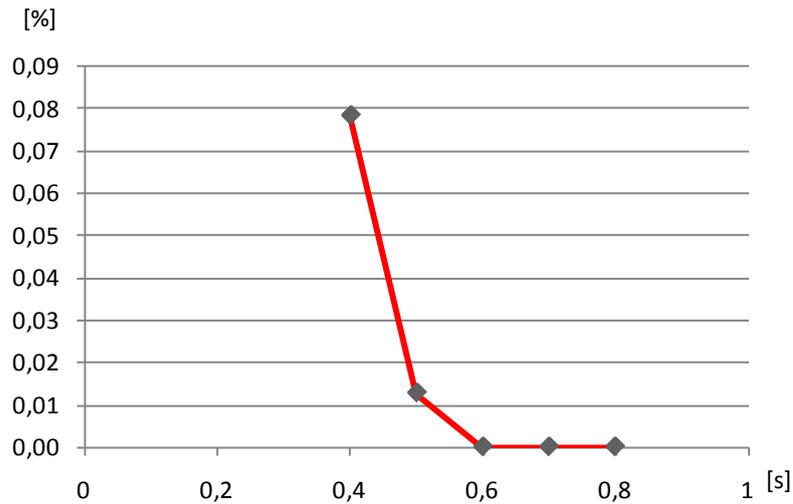
Tra i risultati ottenuti, riportati nel seguito, **non compaiono quelli relativi ai casi monofase con neutro compensato**. Questo in quanto la percentuale di reineschi, sia in aria libera che all'interno del quadro di MT, rimane pressoché nulla per tutti i tempi di attesa considerati. Inoltre è bene precisare che la deviazione standard della probabilità cumulata di scarica dell'isolamento ( $\sigma$ ) è stata differenziata nei due casi. Infatti:

1. per guasti simulati avvenuti in aria libera è stato assunto un valore pari a 8;
2. per quelli all'interno di un quadro di MT è stato invece considerato un valore pari a 5.

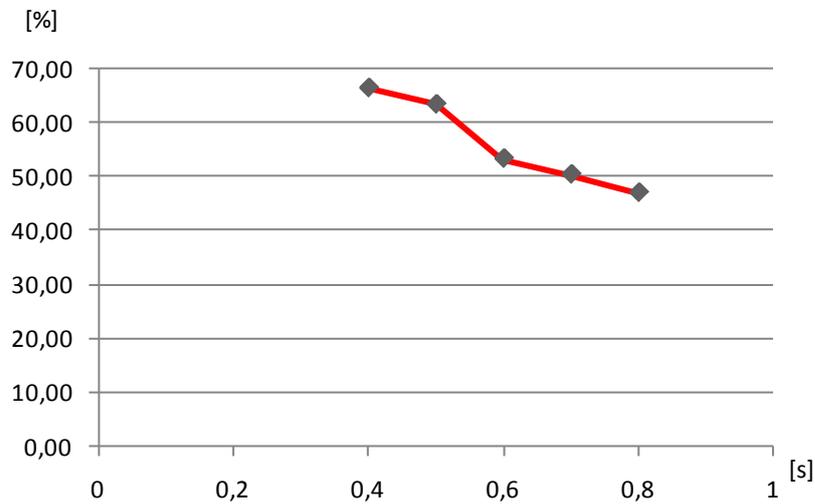
Questo per tenere conto del fatto che, nel secondo caso la probabilità del verificarsi di condizioni favorevoli all'insorgenza di un arco elettrico è inferiore.

### 1.69.1 Casi di guasto monofase

I risultati relativi ai casi di guasto monofase qui riportati, provengono esclusivamente dalle simulazioni effettuate in caso di **guasto a neutro isolato**. Nell'esposizione dei risultati sono stati distinti i casi in cui i guasti avvengono in aria libera (**Figura 1.82**) dai casi in cui questi avvengano dentro il quadro MT (**Figura 1.83**).



**Figura 1.82: Guasto monofase isolato in aria libera**



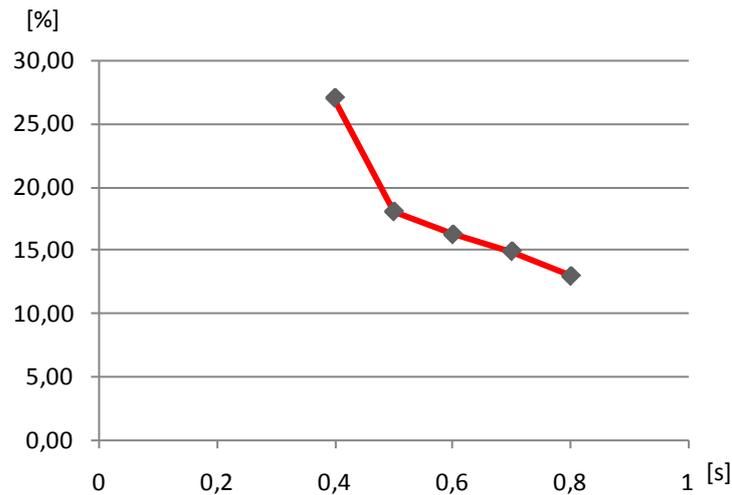
**Figura 1.83: Guasto monofase isolato dentro il quadro**

Come si può notare dalla **Figura 1.82**, nel caso di guasto monofase isolato in aria libera, un aumento del tempo di attesa alla richiusura fino da 400 ms a 600 ms permette di annullare completamente la percentuale di reinnesci dell'arco elettrico nella famiglia di reti di distribuzione esaminate, sufficientemente rappresentativa della realtà delle reti di distribuzione italiane. Nel caso di guasto interno al quadro MT (**Figura 1.83**), le percentuali di reinnescio rimangono elevate, ma passando da un'attesa di 400 ms ad una di

600 ms si ha un decremento sensibile. I valori si mantengono più alti in quanto, in questo caso, le condizioni al contorno imposte nelle simulazioni sono più stringenti e il decadimento della temperatura risulta essere sicuramente più difficoltoso.

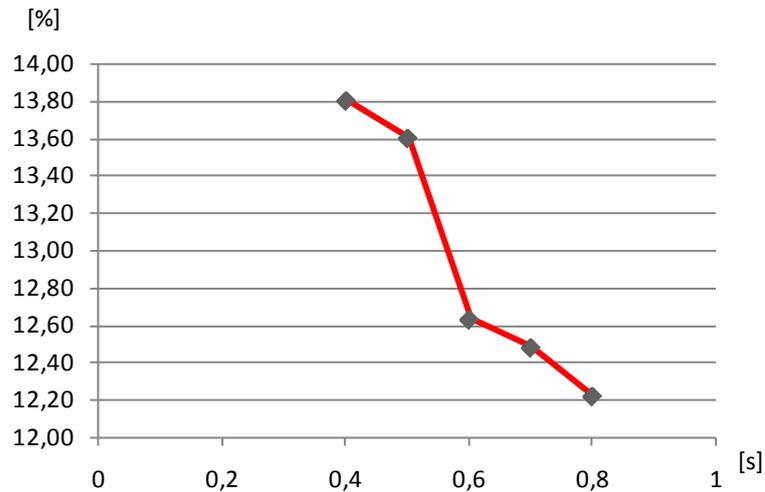
### 1.69.2 Casi di guasto bifase

I risultati relativi ai casi di guasto bifase sono stati raggruppati in modo da distinguere quelli avvenuti in aria libera da quelli all'interno di un quadro di MT.



**Figura 1.84: Guasto bifase in aria libera**

Dalla **Figura 1.84** si nota come ad un primo aumento del tempo di attesa da 400 ms a 500 ms si ha una riduzione significativa della percentuale di reinneschi da un valore prossimo al 25% fino al 18%. Un'ulteriore aumento del ritardo porta ad un decremento meno pronunciato dei reinneschi fino a raggiungere il 13% per un tempo di attesa di 800 ms.



**Figura 1.85: Guasto bifase all'interno di un quadro di MT**

In caso di guasto bifase interno al quadro, la percentuale di riadeschi subisce una brusca variazione nel passaggio da un tempo di attesa di 400 ms a 600 ms (**Figura 1.85**). Aumentando ulteriormente il tempo fino a 800 ms, la percentuale di riadeschi continua a decrescere fino ad un valore percentuale del 12% circa. Occorre far notare che le percentuali di reinneschi risultano attestarsi su valori piuttosto bassi per via del fatto che la deviazione standard della probabilità cumulata di scarica dell'isolamento ( $\sigma$ ) assume un valore più piccolo rispetto al caso di guasti in aria libera, come si è avuto modo di spiegare nell'introduzione a questo capitolo.

In tutti i casi esaminati un aumento del tempo di attesa alla prima richiusura rapida degli organi di protezione posti in cabina AT/MT ha portato ad una diminuzione delle interruzioni brevi, causate dal reinnesco dell'arco elettrico. Il passaggio da tempi di attesa di 0,4 ms a 0,6 ms producono il decremento più significativo di tali fenomeni indesiderati. Aumentando fino a 0,8 ms detto tempo, le percentuali di reinnesco si riducono ancora, ma in modo meno evidente. In generale si può affermare che considerare un'attesa maggiore alla prima richiusura rapida delle protezioni può portare a dei benefici non trascurabili alla qualità del servizio elettrico.

## **1.70 Problematiche fra Generazione distribuita e tempi di attesa alla richiusura rapida delle protezioni su reti MT**

### **1.71 Introduzione**

In questo capitolo sono trattati i problemi connessi all'aumento dei tempi di richiusura rapida delle protezioni su linee MT in presenza di nuove configurazioni della rete e di generazione distribuita al suo interno che costituiscono le linee di ricerca e di applicazione del modello di riadesco del guasto temporaneo. Infatti, i futuri assetti della rete di distribuzione prevedono il passaggio a nuovi schemi di esercizio in parallelo con una penetrazione sempre crescente di generazione di tipo distribuito. Ciò conduce a una serie di problematiche non certo trascurabili e l'aumento dei tempi di attesa alla richiusura rapida degli interruttori di protezione potrebbe favorire il perdurare di alcune criticità insostenibili per l'esercizio affidabile ed in sicurezza dell'intero sistema di distribuzione dell'energia elettrica.

### **1.72 Generazione Distribuita e SMART Grid**

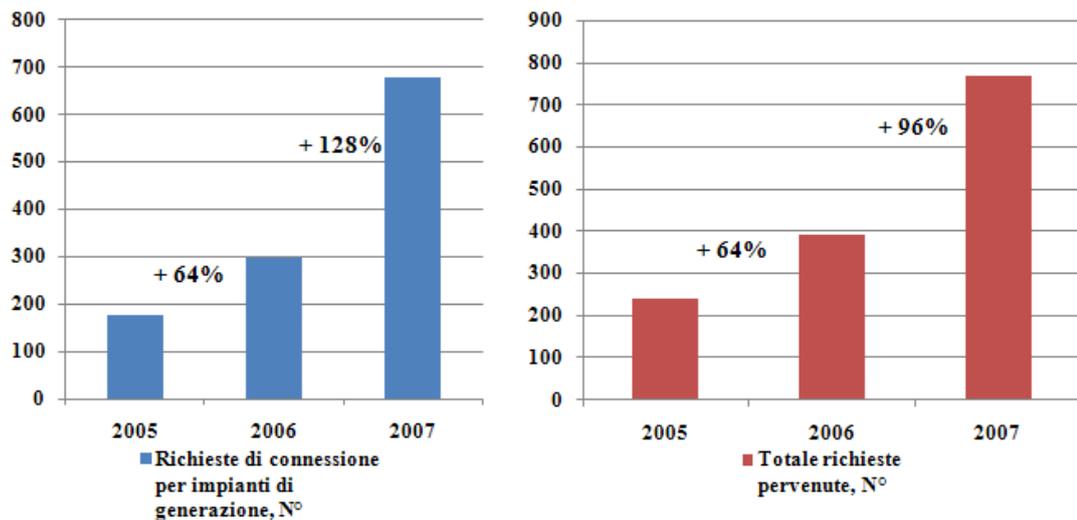
I cambiamenti che negli ultimi anni hanno interessato il settore dell'energia in tutti i suoi ambiti hanno aperto la strada a vari settori di ricerca connessi soprattutto con le problematiche d'implementazione e funzionamento in sicurezza degli impianti di generazione distribuita. Le trasformazioni ancora in atto sono molteplici e coinvolgono tutti i settori della filiera produttiva. Infatti, il nuovo regime di mercato libero, la sempre maggiore difficoltà di approvvigionamento di fonti energetiche di tipo fossile e la conseguente diversificazione energetica, nonché lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili ed una visione che sia ecosostenibile della risorsa energetica, fanno sì che la sua produzione, distribuzione ed utilizzo debbano essere ripensate sotto il profilo tecnico, economico e sociale.

E' utile a questo punto, chiarire meglio il quadro generale nel quale si colloca l'argomento oggetto di questo capitolo. Sotto il nome di generazione distribuita è possibile annoverare tutti gli impianti di generazione con una potenza nominale inferiore ai 10 MVA e connessi, di solito, alla rete di distribuzione. Come sottoinsieme si ha la microgenerazione, cioè l'insieme degli impianti di produzione di energia elettrica aventi capacità di generazione non superiore ad 1 MW, anche in assetto cogenerativo. Per completezza, all'interno delle Delibera dell'AEEG ARG/elt 81/10 vengono adottate le seguenti definizioni (38):

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA;
- **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è un sottoinsieme della GD);
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della GD e della PG).

L'articolazione di questa produzione presenta la caratteristica di avere una forte presenza di impianti di produzione da fonte rinnovabile. Precisamente, il 70% circa della produzione nella generazione distribuita deriva da questo tipo di fonte e nella microgenerazione la percentuale è ancora più consistente attestandosi a poco più del 90%. Se a ciò si aggiunge come data di riferimento il 1999, anno di entrata in vigore del Decreto Bersani, avente come oggetto la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si può, in un certo senso, completare il quadro dell'evoluzione del sistema elettrico. Infatti, questo può essere brevemente riassunto pensando che da un lato si assiste allo sviluppo di impianti di piccola taglia, idonei a soddisfare le richieste di energia di poche centinaia di persone o addirittura alcune unità, che si avvalgono, per la produzione, di risorse presenti in natura e quindi rispettose della stessa. Dall'altro il passaggio da un sistema verticalmente integrato ed un regime economico di monopolio puro, dove si aveva un'unica società proprietaria

dell'intero complesso delle infrastrutture e responsabile di tutte le scelte e le azioni atte a garantire la disponibilità e l'utilizzo per tutti gli utenti della risorsa energetica, ad uno nel quale tutti possono ora divenire produttori di energia, ma anche esercenti sfruttando il nuovo regime di mercato divenuto di tipo libero e quindi sotto l'egida della concorrenza. Quindi, la tecnologia che si integra con l'ambiente, che diventa più che mai risorsa, e dall'altra parte il mercato, che unito alla legislazione, favorisce questo sviluppo rendendo tutti i cittadini non può esclusivamente utenti o consumatori, ma forti di una libera iniziativa e quindi, in un certo senso, protagonisti di un progresso tecnologico e sociale. Per fornire ancor di più una visione d'insieme di questa evoluzione si può considerare l'andamento delle richieste per la connessione di produttori alla rete di ENEL Distribuzione al 2007 (dato consolidato), anno di liberalizzazione totale dei mercati dell'energia e conseguente apertura di questi ultimi anche agli utenti finali (**Figura 1.86**).

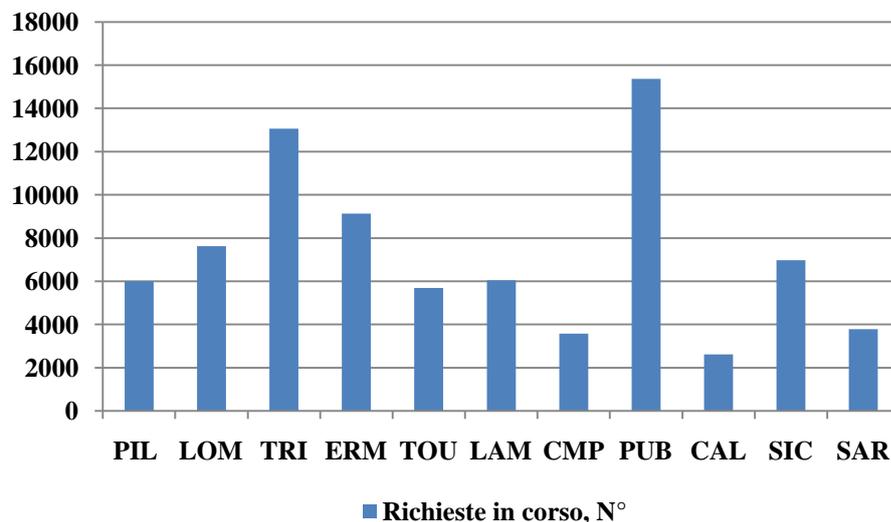


**Figura 1.86: Nuova richieste di connessione per anno:2005-2007 (Fonte TERN A s.p.a.)**

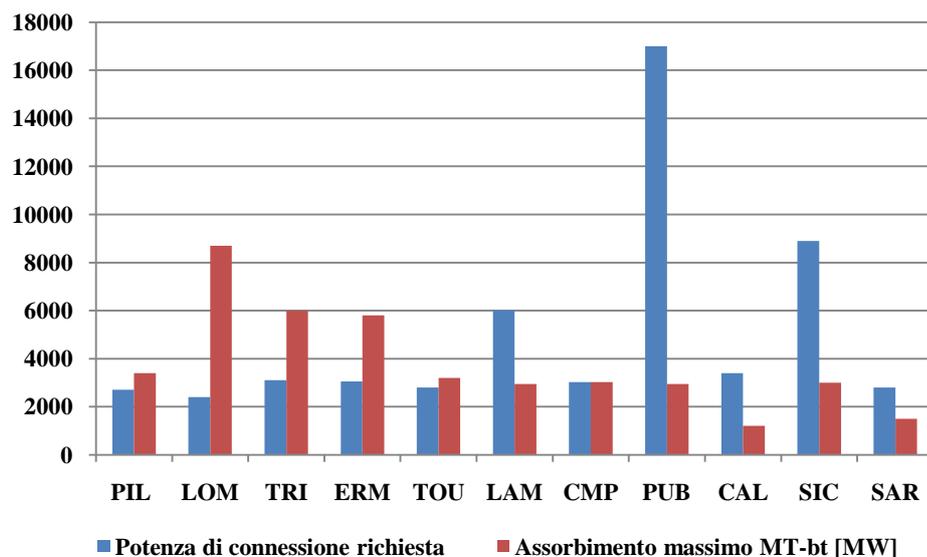
Ciò rappresenta un chiaro segno dell'interesse da parte degli utenti per le nuove forme di autoproduzione dell'energia e per la nuova filosofia che accompagna il loro sviluppo, dovute anche ai numerosi sistemi di incentivazione, sia di tipo amministrato sia basato su meccanismi di mercato, volti a promuovere un rapido sviluppo della produzione di energia

elettrica da FER: tariffe incentivata (CIP6), Certificati verdi, Tariffa onnicomprensiva e Conto energia. A questi si uniscono poi alcune disposizioni specifiche relative all'accesso al sistema elettrico, che prevedono, tra l'altro, la garanzia della priorità di dispacciamento e la non abilitazione alla fornitura di risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento per le FER, oltre a procedure semplificate per la connessione alla rete.

Tutti questi provvedimenti hanno contribuito al progressivo aumento negli ultimi anni delle installazioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili (soprattutto eolico e fotovoltaico) su tutti i livelli di tensione, rispetto alla totale produzione lorda nazionale di energia elettrica (**Figura 1.87**, **Figura 1.88**). Al 28 febbraio 2011 risulta usufruire del 1° e 2° Conto energia un numero pari a 171.105 impianti fotovoltaici, per una potenza installata di 3.797 MW (dati pubblicati il 8/3/2011 sul sito GSE) [31].



**Figura 1.87: Richieste di connessioni MT e bt al 27/10/10**



**Figura 1.88: Confronto Potenza di connessione richiesta e carico di picco**

Una così massiccia penetrazione di generazione distribuita all'interno del sistema elettrico non provoca però effetti esclusivamente positivi. Tanto è vero che se da un lato si assiste alla nascita di nuovi mercati, primo fra tutti quello della microgenerazione, attraverso la commercializzazione di impianti prevalentemente di tipo rinnovabile da qualche decina di kilowattora a qualche megawatt e la creazione di una consapevolezza più matura sull'utilizzo di questa risorsa, dall'altro vengono alla luce dei problemi di non facile risoluzione, uno su tutti la gestione di questi nuovi flussi energetici.

Infatti, mentre nel passato la struttura del sistema era quella illustrata al Capitolo 1, con delle cabine primarie di distribuzione dalle quali si dipartivano, con una distribuzione esclusivamente radiale, le linee di alimentazione per i vari centri di consumo, e quindi con un flusso energetico unidirezionale ora, con una generazione distribuita nel territorio in maniera sempre più capillare, i detti flussi di potenza attiva e reattiva diventano bidirezionali e molteplici, quindi la loro gestione diviene un problema di primo piano per garantire il corretto funzionamento dell'intero sistema.

Questo ha condotto alla necessità di implementare nuovi schemi di esercizio per la rete di distribuzione (descritti nel paragrafo 12.3), e nuove tecniche ed apparecchiature di protezione entrambe volte a mantenere ed aumentare, ove possibile, gli standard di qualità del servizio elettrico. Infatti, una massiccia penetrazione di Generazione Distribuita allacciata alle reti di distribuzione in media tensione impone l'adozione di tecniche innovative per la protezione della rete a fronte di eventi che possono alterare il suo corretto funzionamento come guasti o funzionamenti anomali degli impianti ad essa collegati. In particolare, lo sviluppo e diffusione di nuove tecniche di telecomunicazione affidabili e a costo contenuto può condurre verso l'adozione di sistemi di protezione ad azione non limitatamente locale. L'uso di protezioni non interattive con lo specifico stato di funzionamento della rete costituisce un limite alla diffusione di unità di Generazione Distribuita e al loro possibile sfruttamento a valore aggiunto (ad esempio la possibilità di funzionare in isola intenzionale).

Sono state affrontate e sono presenti in letteratura diverse problematiche legate all'introduzione di unità generanti allacciate lungo la rete di distribuzione MT protetta con tecniche classiche basate sull'ipotesi di passività della rete [41]. La presenza di GD di taglia confrontabile con quella dei carichi locali può infatti condurre a funzionamenti anomali dei dispositivi di protezione, che possono condurre a mancati interventi o a scatti intempestivi [42][43]. Tali malfunzionamenti possono pregiudicare pesantemente la qualità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica alle utenze.

Solo attraverso un complesso sistema di protezioni in grado di interpretare le condizioni istantanee della rete si potrà realizzare una massiccia penetrazione di generazione locale nelle reti di distribuzione senza pregiudicare i requisiti di stabilità e di qualità della fornitura di energia elettrica agli utenti. I parametri che tale sistema di protezioni dovrebbe valutare sono molteplici, sia a riguardo dei carichi (potenza assorbita ed eventuali previsioni sulla domanda a breve termine) che delle linee di distribuzione (caratterizzazione dei tratti, loro corrente nominale ecc.). A queste informazioni si

aggiungono quelle inerenti alle caratteristiche delle unità di generazione allacciate alla rete (tipologia e taglia della macchina, punto di allacciamento, effettivo stato di funzionamento e di connessione alla rete, ecc.) [44].

Tutti questi aspetti conducono al concetto, individuato a livello internazionale, di “SMART GRID”, sottintendendo strutture e modalità operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell’intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione della efficienza energetica, ad un maggiore coinvolgimento degli utenti finali attivi e passivi e, con prospettive di applicazione più lunghe, allo sviluppo di un dispacciamento locale [45].

In sostanza quindi delle reti intelligenti e interattive su scala locale che siano: flessibili, affidabili, accessibili ed economiche. La prima e la seconda caratteristica derivano dal fatto che queste dovranno essere in grado di adattarsi alle richieste o offerte in tempo reale dei clienti attivi e/o passivi e garantire che tutto ciò avvenga senza l’insorgere di congestioni o disservizi sia di breve che di lunga durata. Le altre due riguardano invece l’aspetto amministrativo - regolatorio sia per l’accesso allo sfruttamento della rete che per la determinazione dei corrispettivi o oneri in capo ai vari attori presenti siano essi produttori, consumatori o distributori. Di recente, proprio sotto quest’ultimo punto di vista, le autorità competenti, quali l’Autorità per l’energia elettrica ed il gas, hanno riconosciuto la nuova Norma CEI 0-16 e CEI 0-21 quali regole tecniche di riferimento a cui tutte le imprese distributrici devono attenersi per la connessione di utenti attivi e passivi alla rete di distribuzione. Queste introducono varie novità fra cui la definizione di soglie massime di potenza per la connessione alla rete BT o MT, caratteristiche dei sistemi di protezione, nuovi corrispettivi ed in generale, uno snellimento dei tempi per il completamento dell’iter amministrativo e tecnico per la realizzazione della stessa.

In definitiva, negli ultimi anni si è assistito alla nascita di un nuovo soggetto, definito con un termine inglese “prosumer” (producer e consumer), cioè produttore e consumatore, che

si affaccia nel panorama economico e sociale grazie al nuovo legame fra produzione e consumo della risorsa energetica. Esso è oggi in grado di interfacciarsi con la rete grazie all'affermarsi di nuove fonti energetiche, quali quelle di natura rinnovabile, e l'affinamento di altre come la cogenerazione ad alto rendimento utilizzando turbine alimentate a gas o motori a combustione interna, ma, soprattutto, attraverso la liberalizzazione dei mercati dell'energia. Questo richiede che l'intero sistema elettrico muti la sua filosofia da una centrata verso la produzione e la continuità del servizio ad una orientata verso il cliente, ora sia attivo che passivo, ed alla qualità del servizio. Per ottenere questo scambio continuo di flussi energetici e monetari in ambo i versi sia le infrastrutture che la regolamentazione tecnico-amministrativa, attraverso micro reti, ICT e Norme che contengano al loro interno tempi ridotti e determinazione certa di corrispettivi ed oneri, dovranno subire profondi cambiamenti. Tutto ciò porterà ad un sistema in grado di far dialogare produttori e consumatori; di interpretare in anticipo le esigenze e adattare con flessibilità la produzione; di gestire una consistente mole di informazioni e di utilizzarle per ottimizzare l'impiego delle risorse, per spingere al massimo l'efficienza energetica e contribuire altresì al miglioramento ambientale.

### **1.73 Tecnologie per la Generazione Distribuita**

In generale, le tecnologie impiegate negli ambiti della GD si suddividono in base al tipo di produzione che può essere di tipo termoelettrico o non termoelettrico; quelle di tipo termoelettrico possono generare sola energia elettrica o una combinazione di energia elettrica e termica [46].

Le tecnologie di produzione usate per i sistemi di generazione e cogenerazione elettrica sono quelli indicati di seguito:

- **Motori a combustione interna** (MCI) o motore endotermico è un particolare motore termico nel quale avviene la combustione di una miscela composta da un carburante (benzina) o un combustibile (gasolio, metano, GPL, cherosene, ecc.) e un comburente (aria) all'interno di una camera di combustione, i quali vengono

immessi tramite un impianto d'alimentazione. Il calore prodotto è trasformato in lavoro meccanico, mentre il prodotto della combustione è espulso attraverso un impianto di scarico. Il maggiore vantaggio di questa tecnologia è il basso costo di produzione e di manutenzione, mentre il principale difetto è il livello di emissioni nocive che è fortemente variabile a seconda della tipologia e della taglia;

- **Motori Stirling:** sono motori a combustione esterna inventati da Robert Stirling nel 1816. Il funzionamento del motore segue il cosiddetto ciclo Stirling;
- **Microturbine a gas (MTG):** sono un particolare tipo di turbina a gas caratterizzata da taglie di potenza elettrica tipicamente nell'intervallo che va dai 30 ai 200 kW, con rendimenti elettrici dell'ordine di 25-30%. Le microturbine sono particolarmente adatte per applicazioni di cogenerazione in quanto rendono disponibili grandi quantità di calore ad alta temperatura che possono essere vantaggiosamente impiegate per riscaldamento e/o condizionamento di edifici;
- **Celle a combustibile:** sono dispositivi elettrochimici che permettono di ottenere elettricità direttamente da idrogeno e ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica;
- **Impianto fotovoltaico:** è un impianto elettrico che sfrutta l'energia solare per produrre energia elettrica mediante conversione della radiazione solare in energia elettrica per mezzo di dispositivi a semiconduttore i quali, se colpiti dalla luce, sono in grado di liberare delle coppie di cariche elettriche elettrone/lacuna. Con le attuali tecnologie la produttività di un sistema fotovoltaico alle nostre latitudini è, includendo le perdite, variabile tra 1000÷1500kWh/y·kWp, mentre il rendimento d'impianto al netto delle perdite raggiunge il 10% (quello complessivo può superare il 15%). Il costo del kWh prodotto varia fortemente a seconda del valore dell'insolazione (incide sulla produttività) e della tipologia dell'impianto. Per l'Italia il prezzo di vendita dell'energia si aggira attorno a 0.50 €/kWh (casi estremi: 0.35 €/kWh nel sud, 0.58 €/kWh nel nord) [48]. Si vede quindi che il costo

dell'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico non è competitivo con quello delle fonti primarie, sia per quanto riguarda il costo industriale, sia per il prezzo del mercato. È per questo che nei principali paesi dell'Unione Europea si ricorre ad opportune forme di incentivazione per promuoverne l'utilizzo e lo sviluppo tecnologico, al fine di ottenere in futuro una sensibile riduzione dei costi.

- **Impianto eolico:** sistemi impiegati per la conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica. Le macchine eoliche o aerogeneratori trasformano l'energia eolica del vento in energia meccanica di rotazione, che poi viene convertita in energia elettrica. Esistono taglie di aerogeneratori che vanno da 500÷750 kW fino a 3÷4 MW, con diametri del rotore fino a 70 m. La conversione dell'energia da meccanica ad elettrica avviene tramite un generatore rotante che può essere sincrono o asincrono, accoppiati direttamente alla rete oppure disaccoppiati tramite convertitori. La questione dell'impatto ambientale delle centrali eoliche (wind farm) e della tutela del patrimonio naturalistico è tuttora il maggiore ostacolo alla diffusione di questa tecnologia nel nostro Paese, ormai giunta ad un elevato livello di maturità e di piena competitività con le fonti primarie. Infatti, la caratteristica di sfruttare una fonte rinnovabile, pulita, disponibile localmente e gratuita ha come contropartita la bassa concentrazione energetica, per cui gli aerogeneratori devono avere dimensioni ragguardevoli in rapporto alla potenza prodotta, con un effetto negativo sul paesaggio. All'impatto visivo si aggiunge, poi, quello acustico (elevata rumorosità) e sul territorio (flora e fauna).
- **Impianti idroelettrici di piccola taglia:** questi sfruttano l'energia cinetica che l'acqua acquista nel passaggio attraverso salti geodetici. La trasformazione da energia potenziale in energia meccanica dell'acqua avviene per mezzo di turbine, messe in rotazione dalla massa di acqua che transita al loro interno e collegate ad alternatori che provvedono alla conversione in energia elettrica. Quando si parla di

generazione distribuita di natura idroelettrica si intende, però, lo sfruttamento di piccoli dislivelli disponibili anche in fiumi o torrenti con portate limitate, usati da piccole centrali in grado di produrre al massimo una decina di MW. Mentre gli impianti di grosse dimensioni con invasi per milioni di metri cubi d'acqua, pur sfruttando una fonte di energia rinnovabile, hanno un impatto negativo sull'ambiente, le considerazioni ambientali possono cambiare radicalmente per gli impianti idroelettrici di piccola taglia. Ad esempio, i benefici ambientali legati alla realizzazione di impianti micro-hydro sono notevoli: tali impianti, utilizzando una risorsa pulita come l'acqua, possono fornire energia elettrica a zone altrimenti isolate o raggiungibili solo con opere di maggiore impatto ambientale, concorrendo alla riduzione della dipendenza energetica dai combustibili fossili ed non producendo emissioni di gas serra, né altre sostanze inquinanti. Gli impianti idroelettrici di piccola taglia rappresentano quindi una importante fonte energetica rinnovabile e possono contribuire attivamente allo sviluppo sostenibile del territorio in cui sono inseriti [3].

### **1.74 Stabilità dinamica della GD in presenza di un guasto**

Il concetto di stabilità di un sistema dinamico può essere definito come la capacità del sistema di rimanere sufficientemente “vicino” al proprio punto di funzionamento (equilibrio) in presenza di un disturbo. In particolare, con il termine “stabilità transitoria” si intende la capacità di un sistema elettrico a rimanere stabile se soggetto a grandi e improvvise perturbazioni, come i guasti che occorrono nei sistemi elettrici di potenza.

Di seguito vengono riportate dei brevi richiami sul comportamento dinamico delle tipologie di unità GD impiegate nella pratica.

#### **1.74.1 Generatori Sincroni**

Durante le normali condizioni di funzionamento, com'è noto, il rotore del generatore sincrono ruota alla velocità di sincronismo con un angolo di rotore determinato dall'equilibrio tra potenza meccanica  $P_m$  in ingresso e potenza elettrica  $P_e$  prodotta.

Quando nella rete interviene un guasto, la potenza elettrica prodotta  $P_e$  si riduce improvvisamente in funzione dell'istantanea variazione della tensione della rete.

Questo produce un'accelerazione del GS proporzionale alla differenza tra la potenza meccanica  $P_m$ , rimasta costante e quella elettrica  $P_e$  diminuita, secondo la relazione (56):

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \quad (56)$$

dove:

- $\omega_s$ : velocità angolare;
- $t$ : tempo;
- $H$ : costante d'inerzia delle masse rotanti.

Una volta che il guasto viene estinto, naturalmente o per l'intervento delle protezioni, l'alterazione della condizione di equilibrio, produce delle oscillazioni della velocità (e quindi dell'angolo di rotore) che possono continuare fino alla perdita del sincronismo (condizione di instabilità) oppure estinguersi se il generatore riesce a raggiungere una nuova condizione di equilibrio tra potenza meccanica e potenza elettrica (una volta esaurita l'energia cinetica accumulata dalle masse rotanti durante il guasto).

L'angolo massimo entro cui il GS rimane stabile determina il tempo di intervento del sistema delle protezioni. Si definisce allora il tempo di estinzione critico (CCT) come massimo intervallo di tempo, a partire dall'istante di guasto, in cui i dispositivi di protezione possono intervenire per eliminare il guasto senza che il GS superi i limiti di stabilità.

#### **1.74.2 Generatori ad Induzione**

La coppia elettromagnetica  $T_e$  sviluppata all'interno della macchina ad induzione, è proporzionale al quadrato della tensione di rete (ai terminali della macchina) secondo l'equazione (57):

$$T_e = K \cdot s \cdot V^2 \quad (57)$$

ove:

- K: costante dipendente dalle caratteristiche della macchina;
- s: scorrimento;
- V: tensione alla sbarra.

Il comportamento dinamico dei generatori asincroni è regolato invece dall'equazione (58): se la coppia meccanica  $T_m$ , viene mantenuta costante, ad una riduzione della coppia elettromagnetica  $T_e$ , per esempio dovuta all'occorrenza di un guasto nella rete, il rotore subisce un'accelerazione ( $d\omega/dt$ ).

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (58)$$

con:

- J: momento d'inerzia masse rotanti;
- $T_m$ : coppia meccanica applicata al rotore;
- $T_e$ : coppia elettromagnetica prodotta dalla macchina;
- $\omega$ : velocità angolare del rotore.

Quando si verifica un guasto di rete, all'apertura delle protezioni viene a mancare la tensione di rete per tutto il tempo fino alla prima richiusura: la brusca perdita di tensione azzerava quasi istantaneamente la coppia elettromagnetica mentre quella meccanica applicata all'asse rimane pressoché costante. Il risultato è un'accelerazione che determina accumulo di energia cinetica nelle masse rotanti.

Alla prima richiusura si viene a ricostituire il campo al traferro e questo fatto determina l'assorbimento di una forte corrente di inserzione che a sua volta determina al punto di connessione una notevole caduta di tensione. La coppia elettromagnetica risultante (resistente) si riduce di nuovo e nell'ipotesi di coppia meccanica (motrice) costante l'effetto è un nuovo aumento della velocità del rotore. Ad ogni modo, se la coppia elettromagnetica che si viene a creare è sufficientemente elevata da compensare l'energia cinetica cumulata durante la condizione di guasto, il rotore rallenta ed è possibile raggiungere un nuovo punto di equilibrio attraverso alcune oscillazioni smorzate. In caso

contrario la macchina continuerà ad aumentare la sua velocità indefinitamente fino all'intervento delle protezioni che ne determineranno la sua messa fuori servizio.

Il tempo di estinzione critico (CCT) viene allora definito anche per queste unità di generazione come il massimo tempo entro il quale un guasto deve estinguersi affinché il GI non perda la stabilità [35].

### **1.74.3 Convertitori Statici**

Molte unità di produzione impiegate nella generazione distribuita sono collegate mediante un convertitore DC/AC o mediante un convertitore AC/DC/AC.

Lo schema impiegato per le unità GD interfacciate tramite convertitore è riportato in **Figura 1.89** [36], [37]. La generica sorgente DC presente nello schema vuole rappresentare un qualunque tipo di unità di generazione che produce potenza in DC (es. impianto fotovoltaico), oppure in AC, ma a frequenza diversa da quella industriale (es. microturbine o generatori eolici). In quest'ultimo caso, una modellizzazione più accurata presenterebbe un convertitore AC/DC/AC (con modulo raddrizzatore a monte), che trasforma la corrente AC in uscita dalla microturbina in DC, e successivamente in AC a frequenza industriale, ma ai fini dello studio è sufficiente modellizzare il solo convertitore più esterno, connesso alla rete.

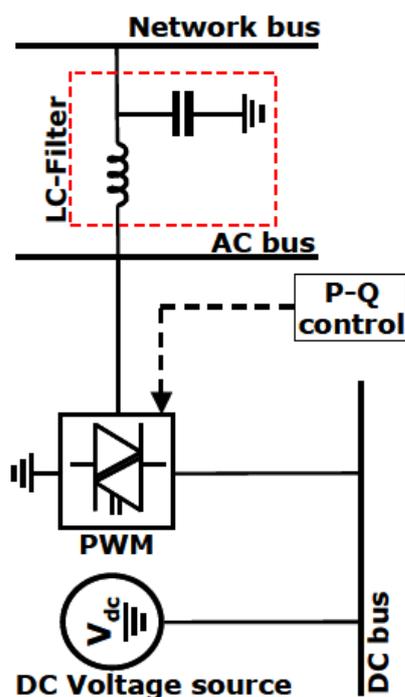


Figura 1.89: Schema del modello di unità GD interfacciata con convertitore

Infatti, assumendo che la domanda di potenza sia sempre entro la capacità di generazione dell'unità GD interfacciata tramite il convertitore e che un eventuale sistema di controllo del generatore mantenga costante la tensione al terminale DC, l'analisi dinamica può essere ristretta al solo inverter, senza la necessità di un modello del complesso comportamento dinamico del gruppo a monte. Infatti, al contrario delle macchine rotanti, i convertitori non hanno le inerzie tipiche dei generatori sincroni o asincroni e sono quindi caratterizzati da un comportamento molto più pronto nei confronti delle brusche perturbazioni. In pratica la rapidità della risposta e la tipologia della stessa dipendono in modo essenziale dal sistema di controllo adottato, che normalmente tenta di mantenere costanti le grandezze elettriche al punto di interfaccia, e lo studio del comportamento dinamico può essere limitato allo studio del solo sistema di controllo [36].

Il sistema di controllo tipicamente adottato per il controllo di convertitori grid-connected è del tipo P-Q [36], [37]. Tale controllo (**Figura 1.90**) effettua preliminarmente la

trasformazione delle grandezze di fase (essenzialmente la corrente misurata sul lato AC dell'inverter), nelle componenti diretta e in quadratura.

Il controllo della potenza attiva e reattiva è ottenuto, allora, mediante il confronto tra le  $i_d$  e  $i_q$  e i valori di riferimento  $i_{d\_ref}$  e  $i_{q\_ref}$ . Tali valori di riferimento sono dinamicamente calcolati sulla base del segnale di tensione della rete a potenza prevalente cui è allacciato l'inverter e dei set-point di potenza attiva e reattiva  $P_{ref}$  e  $Q_{ref}$  definiti dall'utente. Infine, i segnali di tensione  $v_{md}$  e  $v_{mq}$  in uscita dai blocchi di controllo sono trasformati nelle componenti reale e immaginaria di tensione che vengono direttamente applicati come riferimento del PWM-inverter.

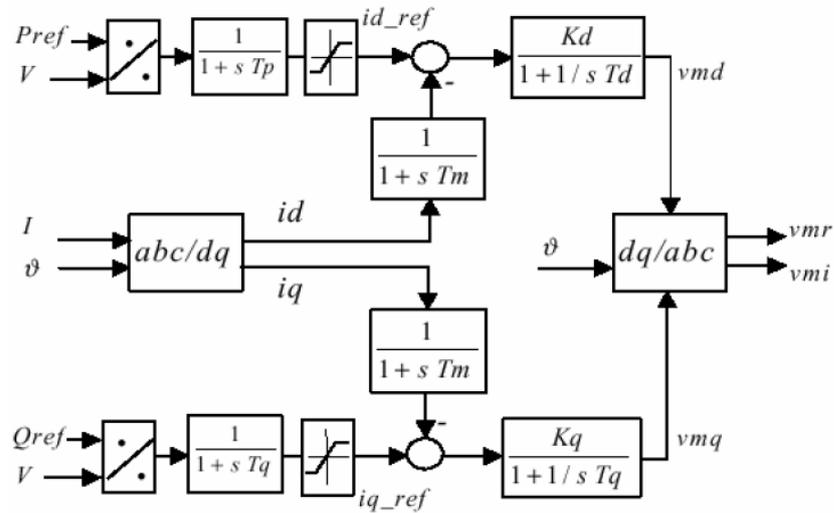


Figura 1.90: Schema del sistema di controllo P-Q

#### 1.74.4 Sistemi multi-macchine

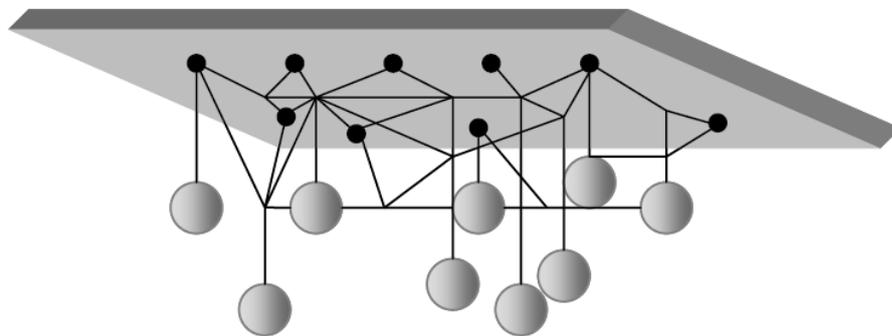
Il comportamento dinamico di un sistema elettrico di potenza si complica notevolmente se i generatori allacciati alla stessa porzione di rete sono più di uno.

Mentre se si è in presenza di un generatore singolo è possibile approssimare l'intero sistema al solo generatore connesso ad una sbarra di potenza infinita, quando un guasto interviene in un sistema multi-macchine tale assunzione non è più giustificata, perché a risentire dell'effetto di un determinato guasto sono più unità di generazione [27], [28].

Quando diverse unità GD sono connesse ad una rete relativamente debole è necessario, infatti, che il modello dinamico tenga conto anche delle interazioni tra i diversi generatori e

tra la singola unità di generazione e i grossi carichi rotanti eventualmente presenti in rete. Nelle reti di distribuzione magliate, prevedibile evoluzione di tali reti in un prossimo futuro come evidenziato nel paragrafo successivo, le stazioni di trasformazione si trovano elettricamente poco distanti tra loro e un guasto in un qualsiasi punto della rete influenza nodi alimentati da CP diverse. Il guasto che produce gli effetti peggiori può quindi occorrere in un punto diverso dai terminali dei singoli generatori [28].

In [28] il comportamento dinamico di un sistema elettrico di potenza multi-macchine è assimilato ad un sistema meccanico di masse e molle smorzato. Le masse, che rappresentano i generatori, si trovano in equilibrio, sospese su una “rete” di fibre elastiche (che rappresentano le linee elettriche), ad esempio come in **Figura 1.91**.



**Figura 1.91: Analogia meccanica dell'oscillazione di un sistema multi-macchine**

Durante il regime stazionario ognuna delle fibre è sottoposta ad una forza inferiore al proprio carico di rottura (limite di stabilità in regime permanente). Quando una delle fibre viene improvvisamente tagliata a seguito di una perturbazione (guasto e successivo isolamento della linea guasta), le masse possono sperimentare delle oscillazioni transitorie dovute a fluttuazioni delle forze di equilibrio tra le fibre (oscillazioni del rotore dei GS e GI e nuove ripartizioni dei flussi di potenza nelle linee). Un modello meccanico di questo tipo, pur avendo diverse limitazioni che lo rendono meno complesso dell'analogo elettrico, evidenzia facilmente le difficoltà di modellizzazione e di analisi di un sistema elettrico di potenza con più unità di generazione.

La rimozione delle semplificazioni adottate per un sistema con macchina singola richiede l'uso di un modello molto complesso per i generatori, per la rete e per il sistema di controllo. La maggior parte dei software commerciali, capaci di simulare il comportamento dinamico dei sistemi elettrici, riescono a calcolare la soluzione numerica delle equazioni differenziali e algebriche che descrivono il sistema di potenza. Un modello realistico di generatore è, infatti, costituito da diverse equazioni differenziali non lineari, che devono essere combinate con le equazioni algebriche che descrivono la rete. Questo accoppiamento richiede ad ogni passo della ricerca della soluzione delle equazioni differenziali, la soluzione di un problema di load-flow [28].

Nella pratica il comportamento di più generatori, per esempio tutti GS, in uno stesso sistema elettrico, a seguito di un disturbo, può diversificarsi in quattro modi [27] [28]:

1. il generatore o i generatori più vicini al guasto possono perdere il sincronismo senza nessuna oscillazione della velocità attorno al sincronismo; gli altri generatori che risentono del guasto possono subire un periodo di oscillazione fino ad un eventuale ripristino del sincronismo;
2. il generatore o i generatori più vicini al guasto perdono il sincronismo dopo diverse oscillazioni della velocità del rotore;
3. il generatore o i generatori più vicini al guasto sono i primi a perdere il sincronismo, eventualmente seguiti dagli altri GS presenti nel sistema;
4. il generatore o i generatori più vicini al guasto presentano un periodo di oscillazione senza perdere la stabilità, mentre uno, o più generatori anche lontani dal guasto perdono il loro sincronismo.

Solo il primo caso è adatto ad essere modellizzato con un solo generatore connesso ad una sbarra di potenza infinita, negli altri tre casi l'oscillazione e l'eventuale instabilità del generatore più vicino è dovuta principalmente all'interazione con i generatori più lontani dal punto di guasto. Nel secondo caso il GS vicino potrebbe rimanere entro i limiti di stabilità ma non appena anche gli altri generatori cominciano ad oscillare, le condizioni dell'intero sistema si alterano e il GS più vicino perde il sincronismo. Nel terzo caso il GS

più vicino è il primo a perdere la stabilità e indubbiamente è quello che risente maggiormente degli effetti del guasto, ma anche gli altri generatori possono perdere il sincronismo. Il quarto caso è quello tipico di un sistema con diversi GS lontani dal punto di guasto e debolmente interconnessi nel sistema. Questo comportamento si potrebbe avere anche a seguito di una riconfigurazione della rete a seguito dell'eliminazione di un dato guasto.

### **1.75 Effetti dell'allungamento del tempo di attesa alla richiusura con GD**

In questo paragrafo si vogliono evidenziare le possibili criticità sull'intervento delle protezioni derivanti da una consistente penetrazione di generazione distribuita all'interno del sistema di distribuzione in MT in presenza di un guasto, sia esso monofase o polifase. Infatti, come spiegato diffusamente in precedenza, la modalità di gestione e le strategie di protezione sono ancora oggi molto semplici. Di fatto oggi vengono posti relè di massima corrente a più soglie, finalizzati all'eliminazione dei cortocircuiti. Inoltre, per rilevare guasti di tipo monofase a terra vengono impiegate protezioni direzionali di corrente omopolare, in grado di operare l'eliminazione selettiva dei guasti. In prima battuta, sono più significative le protezioni contro cortocircuito polifase: a titolo esemplificativo si riportano le regolazioni più comunemente riscontrabili su queste protezioni di massima corrente di fase: i valori tipicamente diffusi (recentemente codificati nella Norma CEI 0-16) sono di circa 500-600 A per la soglia istantanea (senza ritardo intenzionale), e di circa 200-250 A per la soglia di corto ritardo (0,5 s). Risulta quindi critico gestire linee di MT su cui sia installata una quantità di generazione tale da fornire un contributo alla corrente di cortocircuito superiore al valore di regolazione istantanea sopraccitato. Infatti, in caso di guasto su una linea di media tensione, è necessario che operi istantaneamente la sola protezione associata a tale linea; qualora invece su una linea diversa dalla prima, ma afferente alla stessa sbarra MT, sia presente una quantità di generazione tale da fornire un contributo al cortocircuito superiore, si avrà comunque l'intervento delle protezioni di questa seconda linea, linea che invece sarebbe elettricamente esente da guasto [54].

Dal punto di vista dell'automazione di rete e delle possibili implicazioni negative che l'aumento dei tempi di attesa alla richiusura rapida delle protezioni può causare, è bene ricordare che in presenza di un guasto nelle linee, l'interruttore posto in cabina AT/MT interviene aprendo i propri contatti e attendendo qualche centinaio di millisecondi (attualmente tra i 0,4 e 0,5 ms) prima di effettuare la manovra di richiusura e rialimentare la linea precedentemente disconnessa. Questa procedura, come diffusamente spiegato in questa tesi, ha lo scopo di favorire l'autoestinzione del guasto e quindi ridurre il più possibile i disservizi percepiti da parte dell'utente. Aumentare questo tempo di attesa, come si è visto, porta sicuramente dei benefici in rete con percentuali marginali di GD ma può creare problemi nel caso in cui la GD sia presente in percentuali rilevanti. Infatti, se nella linea vi sono installati dei generatori e questi non vengono disconnessi all'insorgere della situazione critica (come prescritto dalla Norma), si incorre nella cosiddetta situazione di "isola indesiderata", ovvero nella possibilità che parti della rete rimangano "in tensione" nonostante il distributore abbia opportunamente operato sugli organi di rete. Inoltre, la richiusura dell'interruttore in cabina primaria potrebbe causare un parallelo in controfase per quei generatori connessi alla rete senza l'interposizione di convertitori statici, con l'insorgenza di sovratensioni sostenute e conseguenti possibili danni per le macchine. Le Norme ([35] e [36]) prevedono, come strategia per prevenire questo tipo di fenomeni indesiderati, una rapida disconnessione della generazione dalla rete in caso di perdita della stessa attraverso l'azione automatica del cosiddetto Dispositivo di Interfaccia (DDI), posto fra il dispositivo a protezione del generatore (o gruppo di generatori) denominato DDG e il Dispositivo Generale (DG) posto a valle della connessione dello stesso con la rete di distribuzione. Questo assicura sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete.

Non avendosi però ancora oggi una vera comunicazione fra la cabina primaria e i singoli generatori, l'interfaccia è in grado di avere solo informazioni di tipo locale delle grandezze di rete quali tensione e frequenza misurate ai morsetti dei generatori medesimi. Di

conseguenza queste protezioni agiscono in base esclusivamente a soglie di massima/minima tensione e frequenza. I tempi di intervento di queste protezioni risultano essere assai ridotti, e sono inoltre associati a soglie di intervento molto stringenti (**Tabella 1.16**) [32].

**Tabella 1.16: Soglie e tempi di intervento per DDI installati in reti di MT**

<b>Protezioni di interfaccia</b>	<b>Valori di taratura</b>	<b>Tempi di intervento</b>	<b>N° soglie</b>
<b>Massima tensione</b>	<b>1,2 Vn</b>	<b>≤ 170</b>	<b>59.S1 e 59.S2 (opz.)</b>
<b>Minima tensione</b>	<b>0,7 Vn</b>	<b>≤ 370</b>	<b>27.S1 e 27.S2 (opz.)</b>
<b>Massima frequenza</b>	<b>50,3 Hz</b>	<b>≤ 170</b>	<b>81&gt;S1 e 81&gt;S2 (opz.)</b>
<b>Minima frequenza</b>	<b>49,7 Hz</b>	<b>≤ 170</b>	<b>81&lt;S1 e 81&lt;S2 (opz.)</b>
<b>Massima tensione omopolare V0 lato MT</b>	<b>15%</b>	<b>ritardo intenzionale = 25s</b>	<b>59V0.S1</b>
<b>Protezione contro la perdita di rete</b>	<b>Allo studio</b>		

Questa scelta viene adottata proprio per permettere l'adozione delle richiuse automatiche in modo efficace ed eliminare la presenza dei generatori in un tempo molto breve (170 ms). Infatti, le soglie di frequenza, per esempio, sono regolate a 50,3 Hz per la massima frequenza e 49,7 Hz per la minima frequenza. E' però possibile che i detti valori vengano raggiunti anche per fenomeni di tipo transitorio diversi da un guasto e non derivanti da situazioni pericolose, ma di normale funzionamento. Stesso discorso per le soglie di massima e minima tensione. Inoltre, non bisogna qui dimenticare la cosiddetta NDZ (Non - Detection Zone), definita come quel range di carichi locali (i carichi all'interno della potenziale isola) per i quali i metodi di prevenzione dell'islanding (termine inglese associato a quello italiano di "isola indesiderata") potrebbero fallire e conseguentemente, non rilevare la condizione anomala [53]. Quindi, il metodo descritto e oggi utilizzato in

Italia per la prevenzione di questi fenomeni indesiderati costituisce una soluzione a basso costo, ma la sua relativamente ampia fascia di NDZ e i tempi di risposta molto variabili ed imprevedibili, associati ad una situazione futura non certo incoraggiante da questo punto di vista, visto la quantità crescente di generazione diffusa che indubbiamente verrà installata, rendono necessaria una riflessione e l'avvicinamento sempre più convinto ad altre tecniche di gestione. Una soluzione è rappresentata senza dubbio dai nuovi sistemi di comunicazione in grado di gestire i problemi di richiusura, rimuovendo le regolazioni così penalizzanti in termini di massima/minima frequenza sui relè di interfaccia, attraverso il trasferimento continuo e bidirezionale di informazioni dalla cabina primaria ai singoli generatori, in modo da coordinare il funzionamento delle protezioni in caso di richiusura. Ciò permetterebbe di rimuovere i vincoli circa il fattore di potenza imposti dalla Norma ([50]), i quali indicano, ai fini di un corretto funzionamento della protezione di interfaccia, un funzionamento con sola iniezione di potenza attiva ( $\cos\phi=1$ ), senza possibilità di regolazione. Perciò, l'esercizio delle reti MT con la concomitante presenza di ingenti quantità di generazione distribuita e di utenze passive è una via percorribile solo affrontando con successo queste problematiche, ovvero aumentando il livello di continuità e affidabilità con cui tali generatori mettono a disposizione la propria potenza [54].

In ultimo, dopo questa breve disamina senz'altro utile per inquadrare in modo preciso il problema, i risultati proposti in questa tesi, alla luce di quanto fin qui esposto, possono avere una conseguenza positiva per il sistema di distribuzione nel suo complesso, in quanto l'aumento dei tempi di attesa alla richiusura determina un decadimento dei guasti ancora presenti successivamente alla prima richiusura rapida delle protezioni (in modo molto evidente per guasti monofase in reti esercite con neutro compensato), ma solo se sussiste un preciso coordinamento con gli apparecchi di protezione posti a monte di impianti di generazione diffusi all'interno della rete. Oggi il problema viene limitato adottando soglie di intervento che escludono i generatori in tempi molto brevi, addirittura troppo stringenti se visti in un'ottica di sviluppo del sistema già nel medio periodo, e minori dei consolidati

tempi di attesa alla richiusura (circa 0,2s per i DDI contro i 0,4 o 0,5s per le protezioni poste in cabina).

In altre parole l'allungamento del tempo di richiusura fino alla soglia massima consentita non dovrebbe essere incompatibile con la presenza di GD, la quale dovrebbe essere disconnessa in tempi assai più brevi e si può riconnettere, anche in modo automatico, solamente in tempi superiori a 180 s. Purtroppo la filosofia attuale del sistema di protezioni richiesto dalla CEI 0-16, che si basa solamente su protezioni di passivo, non garantisce in modo completo contro il fenomeno dell'isola non intenzionale. In accordo con la filosofia smartgrid il problema potrebbe essere superato con l'ausilio di sistemi di telecomunicazione in grado di comandare l'intervento del dispositivo di interfaccia (tele scatto). Questa soluzione, prevista ad esempio nei progetti finanziati con la Del.39/10 di AEEG, è in grado di garantire il sicuro distacco del generatore connesso alla rete MT permettendo quindi la scelta ottimale del tempo di attesa per la prima richiusura automatica. Per gli utenti di bassa tensione il sistema del tele scatto è ovviamente possibile, ma assai più complesso e costoso per il numero elevato di impianti con i quali comunicare in tempi assai ridotti. In assenza di sistemi di telecomunicazioni, non sono pochi i casi in cui i generatori restano connessi alla rete di distribuzione anche durante il ciclo di apertura e richiusura. In questo caso occorre distinguere i diversi tipi di generatori connessi alla rete considerando in modo particolare i sincroni di piccola taglia connessi direttamente alla rete di distribuzione e privi di sistemi di regolazione e i piccoli generatori fotovoltaici connessi alla rete di bassa tensione. In modo particolare, i sincroni connessi restano connessi alla rete di distribuzione con uno scarto in frequenza massimo pari a 300 mHz; se si assume un non corretto funzionamento della protezione di interfaccia ed un tempo di attesa alla richiusura di 600-700 ms è facile osservare che alla richiusura della protezione di linea il generatore torna in linea con un angolo di sfasamento compreso fra 70°-90° che costituisce la condizione più critica per la macchina, essendo prossimi al limite di stabilità statica della macchina. Questa situazione può portare a danni considerevoli sulle parti in rotazione per sollecitazioni torsionali all'asse turbina-generatore sincro. Inoltre il mancato distacco del

generatore può perfino vanificare l'aumento del tempo di richiusura, in quanto l'arco, energizzato dal generatore non disconnesso, non viene deionizzato oppure la sovratensione alla richiusura è tale da superare le caratteristiche di tenuta di isolamento; in questi casi la richiusura sarebbe seguita da una nuova apertura anche nel caso di guasto temporaneo. Nel caso dei piccoli impianti fotovoltaici la richiusura in condizioni di sfasamento molto spinto è spesso in grado di danneggiare irreparabilmente il convertitore, con danni assai ingenti soprattutto a causa della mancata produzione di energia elettrica incentivata. E' facile comprendere quindi l'attenzione dei distributori e del Regolatore su una questione assai delicata, con risvolti economici ingenti. In generale, poiché il passaggio ad un sistema di protezioni intelligenti, non potrà avvenire se non gradualmente in un tempo medio lungo, il contributo del modello sviluppato nell'ambito della presente tesi può essere di due tipi:

1. Valutare l'impatto della GD sulla probabilità di reinnesco dell'arco elettrico su guasto temporaneo, anche qualora i tempi di attesa alla richiusura fossero mantenuti minimi. Un possibile risultato potrebbe essere quello di evidenziare che, anche mantenendo al minimo il tempo di attesa, la GD, a causa dell'isola non intenzionale, determina un numero di riaperture tali da pregiudicare sensibilmente la qualità del servizio agli utenti. In questo caso i risultati dell'applicazione del modello potrebbero portare alla richiesta di arricchire le protezioni di interfaccia con un ulteriore relè di tensione di terra omopolare in grado di ridurre la probabilità di mancati interventi.
2. Valutare statisticamente al variare del tempo di attesa alla richiusura il numero di volte in cui i generatori, le cui protezioni di interfaccia non siano intervenute tempestivamente, andrebbero ad eseguire un parallelo con la rete in condizioni critiche. In tal modo si potrebbe stabilire il miglior compromesso tra le diverse esigenze in attesa della definitiva introduzione delle smartgrid.

Il modello di simulazione e la metodologia Montecarlo sviluppati nella tesi sono in grado di fornire adeguate risposte ad entrambi i punti; si tratta di modellizzare, ad esempio in ambiente EMTP, i sistemi di generazione tipici e i relè delle protezioni di interfaccia

## 1.76 Conclusioni

Nella tesi è stato affrontato il problema del miglioramento della qualità del servizio nelle reti di distribuzione MT. A tal proposito sono stati valutati i benefici di sistema conseguibili tramite un opportuna taratura dei tempi di richiusura automatica delle protezioni. La pratica di richiusura automatica permette, infatti, di ottenere l'estinzione dell'arco elettrico conseguente ai guasti e, nel caso siano temporanei, la loro definitiva eliminazione; limitando in questo modo i disturbi recati agli utenti. L'allungamento del tempo di richiusura produce una riduzione della probabilità di reinnesco dell'arco diminuendo il numero di interruzioni brevi. Di conseguenza si ottiene il miglioramento degli indicatori di continuità del servizio.

Per effettuare l'analisi, sono stati individuati i modelli più adatti per la simulazione dell'arco elettrico conseguente ai guasti di linea e del ripristino della tenuta dell'isolamento. I modelli, implementati tramite EMTP RV, hanno permesso di simulare il guasto, l'autoestinzione ed il ripristino dell'isolamento in funzione dei parametri elettrici (tipo di guasto, istante di richiusura, stato del neutro, lunghezza delle linee, ecc.) e ambientali (temperatura, pressione, ecc.).

Il modello così ottenuto è stato verificato tramite l'implementazione di una rete test sufficientemente rappresentativa della situazione italiana. Tale rete è dotata di una dorsale avente lunghezza complessiva di 40 km, suddivisi tra un tratto di linea in cavo lungo 1 km con sezione di 185 mm<sup>2</sup> e due tratti di linea con una sezione di 70 mm<sup>2</sup>. Oltre alla dorsale sono presenti altri due tratti di linea collegati alla sbarra MT in modo da tenere conto, in maniera approssimata, dell'estensione tipica delle reti MT alimentate dalle cabine AT/MT. Questa caratteristica ha un'influenza non trascurabile nei casi di guasti monofase a terra, mentre è irrilevante nei casi di cortocircuito bifase o trifase.

Per le verifiche sulla rete, giacché i guasti non accadono sempre in condizioni limite, ma variabili in funzione di numerosi fattori, è stato necessario ricorrere ad una serie di simulazioni Monte Carlo. In questo modo, le variabili che influenzano il comportamento del guasto in modo più significativo vengono fatte variare secondo una certa distribuzione di probabilità.

A tal proposito, sono stati fatti due diversi cicli di simulazioni per ogni tempo di attesa considerato, distinguendo i casi in cui il guasto avvenisse all'interno di un quadro di MT o in aria libera. Il tempo di attesa è stato fatto variare a partire da 400 ms, che è il tempo di attesa attualmente utilizzato, fino ad 800 ms. Le probabilità di reinnesco così ottenute sono state messe a confronto tramite dei grafici.

I risultati più evidenti ottenuti mostrano che, nel caso di guasto monofase all'interno di un quadro, un aumento dell'attesa da 400 ms a 600 ms causa una riduzione della percentuale di reineschi intorno al 20%. Nei casi di guasto bifase dentro il quadro si osserva, per stesso intervallo di attesa, una riduzione del 2%, considerando però che le percentuali risultano essere già basse per il minimo tempo di attesa. Ciò è dovuto al fatto che all'interno di un quadro di MT la probabilità di occorrenza di un arco elettrico è molto bassa. Per quanto riguarda invece i casi di guasto in aria libera, per quelli di tipo monofase si osserva una drastica riduzione per detto range di aumento dell'intervallo di attesa alla richiusura che tende all'annullamento spingendo quest'ultimo alla soglia di 800 ms. Per guasti di tipo bifase, più probabili in aria libera, si assiste ad una evidente riduzione che conduce la percentuale di riadeschi a raggiungere valori del 13% circa (per tempo di attesa pari a 0,8 s).

In definitiva, un aumento del tempo di attesa alla richiusura rapida delle protezioni conduce ad un sensibile miglioramento della continuità e qualità del servizio, in quanto diminuisce il numero di guasti transitori che si manifestano dopo la prima richiusura rapida delle protezioni di linea. Questa conclusione però acquista in valore tangibile in presenza di reti esercite in modo radiale e senza la presenza di generatori al suo interno. Infatti,

considerando che in un prossimo futuro gli schemi di esercizio sono destinati a subire un'evoluzione verso una configurazione di tipo magliato e che si prevede altresì una forte penetrazione di generazione distribuita in tale sistema, si rende necessaria l'effettuazione di altri studi considerando in prima battuta l'inserzione nella rete test di generazione distribuita. Ciò al fine di evidenziare, in presenza di un guasto di varia natura e cicli di attesa alla richiusura rapida maggiori di quelli attuali, i possibili danni che la GD potrebbe determinare all'intera funzionalità del sistema e ai suoi stessi apparati.

In conclusione, i risultati di questo studio tendono ad evidenziare il possibile miglioramento degli indici di qualità del servizio di distribuzione, e quindi indubbi benefici sia per le imprese che offrono questo servizio sia per gli utenti finali, attraverso una diversa tempistica di intervento delle protezioni di linea in presenza di una situazione di guasto. Tuttavia, senza un contemporaneo miglioramento dei dispositivi di comunicazione fra di esse ed, in generale, dell'intero sistema capace di garantire anche un livello superiore di continuità e affidabilità con cui i generatori mettono a disposizione la propria potenza, in parallelo con una diversa configurazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica, tali risultati potrebbe essere resi vani se non, addirittura, peggiori della realtà attuale.

## 2 Bibliografia

1. Bollen, "Voltage sags in three-phase systems", IEEE Power Engineering Review, vol. 21 n.9, Settembre 2001;.
2. Norma CEI EN 50160, "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", Aprile 2008;.
3. **PISANO, G.** *Reti di distribuzione innovative: analisi tecnico-economica delle reti attive a maglia chiusa e loro impatto sulla qualità del servizio.* DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA ED ELETTRONICA, UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI. Tesi di dottorato.
4. "Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems". *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution.*, **A.T. Johns, R.K. Aggarwal, Y.H. Song.** No.2,, 1994, , Vol. vol.141, p. 148-154.
5. "Digital Simulation of Fault Arcs in Medium-Voltage Distribution Networks". **M. Kizilcay, P. Seta.** Liege, Belgium : 15th Power Systems Computation Conference, PSCC, 22-26 August 2005.
6. "Modeling and Experimental Verification of High Impedance Arcing Fault in Medium Voltage Networks". **N.I. Elkalashy, M. Lehtonen, H.A. Darwish, M.A. Izzularab, A-M. I. Taalab.** 2; A, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 14,.
7. **Fabrizi, D.** *L'arco ed i contatti elettrici nel processo di interruzione.* s.l. : Pitagora Editrice Bologna, 1975.
8. **Hileman., A.** "Insulation coordination for Power Systems". . s.l. : Marcel Dekker, Inc. New York. , 1999.
9. **Bielajew, Alex F.** Fundamentals of Monte Carlo method for neutral and charged particle transport. s.l. : The university of Michigan, 1998.

10. **Martignano, A.** Sviluppo di un sistema di calcolo basato sul metodo Monte Carlo per la simulazione dosimetrica di trattamenti radioterapici clinici, confronto con sistemi convenzionali e verifiche sperimentali. s.l. : Tesi di laurea Università di Trento, 2002-2003.
11. **Buffon, G.** *Historie de l'Acad. Roy de Sci.* 1773. p. 43.
12. **Marsaglia, G.** "Random numbers fall mainly in the planes". s.l. : Nat. Acad. Sci. 61:25-28, 1968.
13. **Marzinotto, M.** "Coordinamento dell'isolamento delle linee in cavo a dielettrico estruso". . Dipartimento di Ingegneria Elettrica. Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica, Facoltà di Ingegneria Università "La Sapienza". Roma. : s.n., A.A. 2002 – 2005. Tesi di Dottorato di Ricerca. XVIII Ciclo.
14. Quadri MT, Schneider 2007;.
15. "Calculation of pressure and temperature in medium-voltage electrical installations due to fault arcs". **X Zhang, J Zhang, E. Gockenbach.** J. Phys. D: Appl. Phys. , Vol. 41 (2008) 105206 (11pp). doi:10.1088/0022-3727/41/10/105206.
16. **Anantavanich, Kittipong.** " Calculation of Pressure Rise in Electrical Installations due to Internal Arcs Considering SF6-Air Mixtures and Arc Energy Absorbers". Aachen University, . March 2010. Thesis RWTH .
17. **Frank Kreith.** "Principi di trasmissione del calore",. s.l. : Liguori Editore, , 1975;.
18. **Conte, Gaetano.** *Corso di impianti elettrici.* Milano : Hoepli.
19. **Iliceto, Francesco.** *Impianti Elettrici Vol.1.* s.l. : Patron.
20. **G. Simioli, P. Mapelli.** "Impatto della generazione distribuita sui sistemi di protezione di reti MT/bt – Analisi preliminare delle problematiche". Ottobre 2001.

21. **S. Corti, G. Simioli.** *“Indagine sull’approccio adottato a livello internazionale in materia di prevenzione del fenomeno dell’isola indesiderata”*. Giugno 2003.
22. **J. M Gers, E. J. Holmes.** *“Protection of electricity distribution networks – 2nd edition”*. 2004.
23. *Testing and Modeling of Low Current Arc in Free Air.*, **X. Yan, C. Wang, W. Chen.** Chongqing, China: : International Conference on High Voltage Engineering and Application, 2008, November 9-13.
24. **S. K. Salman, I. M. Rida.** *“Investigating the Impact of Embedded Generation on Relay Settings of Utilities” Electrical Feeders ”*. s.l. : IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, N°2, April 2001.
25. **R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri.** *“Analysis of Dynamic Performance of Dispersed Generation Connected through Inverter to Distribution Networks”*. Barcellona : CIRED 2003 – 17th International Conference on Electricity Distribution , 12-15 Maggio 2003. Session 4, Paper N°87.
26. **A. Borghetti, R. Caldon, S. Guerrieri, F. Rossetto.** *“Dispersed Generators Interfaced with Distribution Systems: Dynamic Response to fault and Perturbations”*. Bologna : 2003 IEEE PowerTech Conference , 23-26 giugno, 2003.
27. **N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac.** *“Embedded Generation”*. Londra : IEE Power and Energy Series n°31, 2000.
28. **J. Machowsky, J. W. Bialek, J. R. Bumby.** *“Power System Dynamics and Stability”*. s.l. : Wiley and Sons, 1997.
29. **T. Ackermann, V. Knyazkin.** *“Interaction between Distributed Generation and Distribution Network: Operation, Control and Stability Aspects”*. Barcellona : CIRED 2003 - 17th International Conference on Electricity Distribution , 12-15 Maggio 2003. Session 4, Paper N°40.

30. **R. Caldon, S. Gambini.** *"Efficacia di funzioni di protezione innovative per le reti di distribuzione e loro fattibilità tecnologica" (Parte D).* s.l. : Rapporto CESI Ricerca n. A5053273, Dicembre 2005.
31. **D. Moneta, D. Falabretti, V. Olivieri, M. Delfanti, A. Silvestri.** *"Definizione dei servizi ancillari forniti dalle risorse distribuite di una rete MT attiva. Revisione delle regole di connessione".* Milano : R.S.E. s.p.a., Marzo 2011.
32. **Gas, Autorità per l'Energia Elettrica ed il.** *Delibera ARG/elt 81/10, Allegato A: "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per gli anni 2007 e 2008".* 2009.
33. **V. Allegranza, R. Cicoria.** *"Descrizione di possibili nuove strutture di reti future con GD e relativi criteri di esercizio e pianificazione".* s.l. : Rapporto CESI Ricerca n. A3/009246, Giugno 2003.
34. **S. Brofferio, A. Attisani.** *"Potenzialità, limiti e vincoli per l'energia fotovoltaica in Italia".* s.l. : rivista AEIT, Marzo 2005.
35. *Norma CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".* s.l. : C.E.I. - Comitato Elettrotecnico Italiano, 2008.
36. *Norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria".* s.l. : C.E.I. - Comitato Elettrotecnico Italiano, 2010.
37. *Norma CEI 0-21: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica".* s.l. : CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano.
38. **Electric), G. Alma (Schneider.** *"Norma CEI 0-16: la regola tecnica di connessione e la qualità del servizio per gli utenti MT: gli utenti attivi".* Roma, Università La Sapienza : Seminario AEIT, 2009.

39. **Ward Bower, Michael Ropp.** " *Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*". s.l. : Sandia Report, Novembre 2002.
40. **Benini, Gallanti, Delfanti, Merlo.** " *Generazione Diffusa: una rivoluzione nella struttura e nella gestione del sistema energetico*". s.l. : Rivista "L'Energia Elettrica", 2008.
41. **Cerretti, A.** " *Il passaggio da neutro isolato a neutro compensato nelle reti di Media Tensione*". s.l. : ENEL SPA, 2006.
42. **Cataliotti, V.** *Impianti Elettrici - Vol III: "Analisi dei Sistemi di Distribuzione a Media e Bassa Tensione"*. Palermo : FLACCOVIO, 2004.
43. **Cristofori, A.** Dispense di Elettrotecnica, Università di Bologna.
44. **Carbone, R.** Dispensa di Sistemi Elettrici Industriali. s.l. : Università degli studi Mediterranea di Reggio Calabria, Facoltà di Ingegneria.
45. **Faletti, N.** *Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica Vol. I*. Milano : Pàtron, 1985.
46. Bollen, : "Power Quality". Svezia : s.n., Settembre 1998.
47. *ITIC Curve application note*. Washington DC : Technical Committee 3 (TC3) of Information Technology Industry Council, 2005.
48. Reclosing. s.l. : ABB Electric Utility School, 1994.
49. "Qualità dell'alimentazione elettrica negli impianti industriali". s.l. : ENEL Distribuzione, Febbraio 2006.
50. **Keulenaer, H.D.** " *Power Quality Self-Assessment Guide*". s.l. : European Copper Institute, Maggio 2002;.
51. " *Effects Voltage Sag on Single-Phase Domestic and Office Loads*". s.l. : Leonardo Energy, Electrical Power Quality & Utilization Magazine Volume 4, Settembre 2009.

52. Quadro di Media Tensione Tipo 8DH10 fino a 24 kV. s.l. : Siemens.
53. *“Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011”*. s.l. : Relazione A.I.R. AEEG 333-07, 19 Dicembre 2007.
54. Coordinamento dell'isolamento- Parte 1: Definizioni, principi e regole. s.l. : CEI EN 60071-1, 2008.
55. *“Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment”*. s.l. : IEEE Standard 1346, New York 1998.
56. Coordinamento dell'isolamento-Parte 2: Guida di applicazione. s.l. : CEI EN 60071-2, 1998.
57. *Quadri normalizzati media e bassa tensione*. s.l. : IMEB.
58. *"Bull.Amer.Math. Soc."*. **Ulam S.M, Von Neumann J.** 53, 1947, p. 1120.
59. *“Study of a Circuit-Breaker Arc with Self-Generated Flow: Part I-Energy Transfer in the High-Current Phase”*. **A. Gleizes, A. Mahieddin Rahal, H. Delacroix, Phan Van Doan.** s.l. : IEEE Transactions on Plasma Science, Dicembre 1988, Vol. Vol. 16.
60. **Ing. G. Simioli, Ing. C. Bossi.** *Approfondimenti su alcune problematiche individuate come più critiche di impatto della GD sul sistema di protezione e controllo di reti MT/BT.* . s.l. : CESI Ricerca, 2001.
61. *"Applications of black box modelling to circuit breakers"*. **CIGRE Working Group.** n. 149, s.l. : Electra.
62. *EMTP Workbook II. Report*, **EPRI.** Febbraio 1987 : s.n.

63. *“Calculation of Pressure Rise in Electrical Installations due to Internal Arcs Considering SF6-Air Mixtures and Arc Energy Absorbers”*. **Anantavanich, Kittipong**. s.l. : Thesis RWTH Aachen University, Marzo 2010.

### 3 Appendice

Si riporta di seguito un esempio dello script utilizzato per effettuare le simulazione Montecarlo.

//Inclusione di script per l'avviamento di funzioni necessarie all'esecuzione del programma (simili alle librerie)

```
parseScriptFile('n_getmatpos.js');
```

```
parseScriptFile('make_file_name.dwj'); //always needed
```

```
parseScriptFile('program_.dwj'); //always needed
```

```
parseScriptFile('run_emtp.dwj'); //always needed
```

```
parseScriptFile('vsine_m.dwj');
```

```
NSIM=1000;
```

//Funzione necessaria all'importazione del circuito nel quale si vogliono eseguire le azioni previste di seguito (creazione di un oggetto corrispondente al circuito corrente e memorizzazione del percorso)

```
cct = currentCircuit();
```

```
designpath= cct.getAttribute('CctPath');
```

```
designfilename= designpath + cct.getAttribute('CctName');
```

```
prepare_design_folder(); //always needed
```

//Generate the Netlist for the first simulation, just in case the netlist does not exist

```
str=runExportToString('report scripts/EMTP Netlist.rfm',null,'NETLIST');
```

//Cancella i file precedentemente usati da MPLOT (false = non chiede se si vogliono cancellare i file, ma li cancella direttamente)

```
delete_plot_files(false);
```

//Crea il file Excel dei risultati e attraverso la funzione fid.appendline si inserisce una riga contenente i nomi delle variabili risultato.

```
var output_file = make_Newfile_name('_risultati.xls');
```

```
fid = SPFile(output_file);if(fid.openCreate()){
```

```

        fid.appendLine('n° simulazione\ttipo guasto\tposizione\tneutro\tlinea a monte\tcarico\tenergia
arco\ttempo inizio arco\tlunghezza iniziale arco\tapertura\tt richiusura\tresistenza
guasto\ttemperatura\treinnessco\tistante reinnessco\tTmin\tTmax\tbeta');
    }

//tagname="; (inizializzazione della variabile tagname che va assegnata ad MPLOT per caricare file di
circuiti diversi per esempio abbinati a simulazioni diverse)

//      Ciclo for per l'esecuzione delle simulazioni Montecarlo. Le fasi di simulazione sono descritte passo
per passo.

cc=0;

//Var=0;

//var F= new Array();

beta=1;

while((beta>=0.05)&&cc<NSIM){

    //Cancella i file di uscita di EMTP (in particolare il file .m) che sono il risultato del calcolo compiuto per
ogni simulazione.

        delete_plot_files(false);

        //Richiama la funzione carico_gg() che imposta un profilo di carico orario per un giorno tipo.

        carico=carico_gg();

        //Scelta del punto di guasto tramite la scelta casuale della lunghezza a monte del guasto, che è
compresa tra 100 m e 40 km. La lunghezza a valle è calcolata di conseguenza, tenendo conto che la somma
massima delle due lunghezze è di 40 km

        l_monte=myrand(100,40000,1);

        l_valle=l_monte==40000? 1 :(40000-l_monte);

        l_monte=l_monte/1000;

        l_valle=l_valle/1000;

        //La funzione implinea imposta i parametri delle due linee in funzione delle variabili l_monte e
l_valle

        implinea(l_monte,l_valle);

```

//il tipo di guasto viene impostato in funzione di un valore casuale, tenendo conto che nell'80% dei casi sarà monofase

```
//if (Math.random()<=0.9)
    //guasto='monofase';
//else
    //guasto='bifase';
```

```
guasto='monofase';
```

//Se il guasto è monofase la probabilità che si verifichi fuori dal quadro è del 95%, mentre se è bifase è del 50

```
//if (guasto=='monofase')
    //margine=0.95;
//else
    //margine=0.7;
```

//Una volta stabilita la probabilità memorizzata nella variabile margine, si stabilisce se il guasto è esterno o interno al quadro.

```
//if(Math.random()<=margine)
    //pos_guasto='fuori';
//else
    //pos_guasto='dentro';
```

```
pos_guasto='dentro';
```

//la probabilità che il neutro sia compensato piuttosto che isolato è del 50%

```
//if(Math.random()<=0.4)
    //    neutro='isolato';
//else
    //    neutro='compensato';
```

```
neutro='compensato';
```

```

//definizione dei parametri dell'arco

Delta_t_guasto_apertura=0.4;

Delta_t_apertura_chiusura=0.4;

t_inizio_arco=myrand(0.19,0.22,0);

t_fault = t_inizio_arco;

alpha=-0.4;

tau_0=0.00025;

larc_0=pos_guasto=='fuori'?(guasto=='monofase'?(myrand(0.05,0.1,0):(myrand(0.2,0.3,0))):
(guasto=='monofase'?(myrand(0.1,0.15,0):(myrand(0.2,0.25,0))));

Pr=0.5;

U0=900;

U0v=400;

R0=0.04;

R0v=0.008;

t_apertura_MT=t_inizio_arco+Delta_t_guasto_apertura;

t_richiusura_MT=t_apertura_MT+Delta_t_apertura_chiusura;

Vd_richiusura_MT=10000;

Hconv=pos_guasto=='fuori'?(myrand(45,125,1):(myrand(15,30,1)));

Hconv1=pos_guasto=='fuori'?(myrand(45,125,1):(myrand(45,125,1)));

//definizione dei parametri per il calcolo della probabilità di scarica

Po=101.3;

To=293;

P=101.3;

T=pos_guasto=='fuori'?(myrand(10,40,0)+273):(myrand(30,60,0)+273);

strike_dist=larc_0;

```

```

CFOs=pos_guasto=='fuori'? (guasto=='monofase'? 70:100):70;

Sigma=5;

//Ricerca del dispositivo che simula l'arco ed assegnazione all'attributo ModelData dei valori ricavati
in precedenza.

dev=cct.devices("Name","DEV2");

dev[0].setAttribute('ModelData','t_fault='+t_fault+';\nt_inizio_arco='+t_inizio_arco+';\nalpha='+alpha+';
\ntau_0='+tau_0+';\nlarc_0='+larc_0+';\nU0='+U0+';\nU0v='+U0v+';\nR0='+R0+';\nR0v='+R0v+';\nt_ap
ertura_MT='+t_apertura_MT+';\nt_richiusura_MT='+t_richiusura_MT+';\nVd_richiusura_MT='+Vd_richius
ura_MT+';\n');

//dev=cct.devices('Name','DEV1');

ResG=resguasto();

//funzione che imposta il tipo di guasto nel modello circuitale

faultype(guasto);

//funzione che imposta il collegamento del neutro a terra nel modello circuitale

stato(neutro);

//funzione che imposta i tempi di apertura e di richiusura nel componente che simula l'interruttore di
protezione

set_switch(t_apertura_MT,t_richiusura_MT);

//funzione che imposta i parametri per calcolare la probabilità di riadesco

temperatura(Po,To,P,T,strike_dist,CFOs,Sigma,Pr,Hconv,Hconv1);

aa=cc+1;

//avvio della simulazione

str=runExportToString('report scripts/EMTP Netlist.rfm',null,'NETLIST');

var netlist_file = Netlist_file_name(); //the file must exist

run_emtp(netlist_file,false,'n');

//Si cambia il nome del file che contiene i risultati in modo da poterlo elaborare con Mplot e
generare i file d'uscita.

```

```

        //tagname=tagname+aa+'';

rename_plot_file('n',cct);

dev=cct.devices('Script.Open.Dev','mplot_i.dwj'); //find MPLOTT on the screen

dev=dev[0];

parseScriptFile('mplot_m.dwj');

var oDevice = new oDevice_mplot(dev);

oDevice.ExtraFiles='1';

oDevice.Files='dataarcog.txt'; //the relative path is done in MPLOTT methods

oDevice.waitmode=-1; //wait till MPLOTT ends, attention in this example it means after closing data

oDevice.run();

//recupera il file di uscita per memorizzare i risultati in un file Excel

    parseScriptFile(check_my_filename('my_Reign.txt'));

    printf("\n'+V[0].maxy+'\n');

    //calcolo della convergenza del Monte Carlo

    F[cc]=V[0].maxy;

    E=val_att(F);

    Var=varianza(F,E);

    beta=conf(Var,E,aa);

    fid.appendLine(aa+'\t'+guasto+'\t'+pos_guasto+'\t'+neutro+'\t'+l_monte+'\t'+carico+'\t'+V[2].maxy+'\t'+t_inizio_arco+'\t'+larc_0+'\t'+t_apertura_MT+'\t'+t_richiusura_MT+'\t'+ResG+'\t'+T+'\t'+V[0].maxy+'\t'+V[0].maxx+'\t'+V[1].miny+'\t'+V[1].maxy+'\t'+beta);

//n° simulazione\ttipo guasto\tposizione\tneutro\tlinea a monte\tcarico\tenergia arco\ttempo inizio arco\tlunghezza iniziale arco\tt apertura\tt richiusura\tresistenza guasto\ttemperatura\treinnessco\tistante reinnessco\tTmin\tTmax\tbeta

printf("\n'+aa+'\t'+beta+'\n');

cc++;

}

```

```
//chiusura del file excel
```

```
fid.close();
```

```
function myrand(min,max,is_int){
```

```
    //Questa funzione estrae un numero casuale compreso tra i valori min e max. Se is_int è uguale a zero il numero estratto è frazionario, in caso contrario è intero.
```

```
    if(is_int==0)return((Math.random()*(max-min))+min);
```

```
    else return (Math.round(Math.random()*(max-min))+min);
```

```
}
```

```
function set_switch(t_apertura,t_chiusura){
```

```
    //questa funzione controlla i valori del componente DEV1 che rappresenta l'interruttore di protezione
```

```
    //cct=currentCircuit();
```

```
        dev=cct.devices("Name","DEV1");
```

```
dev=dev[0];
```

```
    sub_dev=dev.subCircuit.devices();
```

```
    //printf(sub_dev);
```

```
SW1=sub_dev[0]; //interruttore che simula l'apertura
```

```
SW2=sub_dev[1]; //interruttore che simula la richiusura
```

```
apre=Math.round(t_apertura*1000);
```

```
chiude=Math.round(t_chiusura*1000);
```

```
SW1.setAttribute('ParamsA','-1,'+apre+'ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,');
```

```
SW1.setAttribute('ParamsB','-1,'+apre+'ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,');
```

```
SW1.setAttribute('ParamsC','-1,'+apre+'ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,');
```

```
SW2.setAttribute('ParamsA',chiude+'ms,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,');
```

```
SW2.setAttribute('ParamsB',chiude+'ms,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,');
```

```

SW2.setAttribute('ParamsC',chiude+'ms,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,');

//printf("\n'+SW1.getAttribute('ParamsA')+'\n');

//printf("\n'+SW2.getAttribute('ParamsA')+'\n');

}

function temperatura(Po,To,P,T,strike_dist,CFOs,Sigma,Pr,Hconv){

    //questa funzione imposta il sottocircuito DEV5 che determina la probabilità.

    cct=currentCircuit();

    //Po=101.3;

    //To=293;

    //P=101.3;

    //T=313;

    //strike_dist=0.1;

    //CFOs=100;

    //Sigma=8;

    //DEV5 è un sottocircuito del dispositivo DEV2

    dev=cct.devices("Name","DEV2");

    dev=dev[0];

    sub_dev=dev.subCircuit.devices("Name","DEV5");

    sub_dev=sub_dev[0];

    sub_dev.setAttribute('ModelData','Po='+Po+';\nTo='+To+';\nP='+P+';\nT='+T+';\nstrike_dist='+strike_dist+';\nCFOs='+CFOs+';\nSigma='+Sigma+';');

    ssub=sub_dev.subCircuit.devices('Name','Pr');

    ssub=ssub[0];

    ssub.setAttribute('ParamsA',Pr+',S0,');

    ssub1=sub_dev.subCircuit.devices("Name","Haria");

    ssub1=ssub1[0];

```

```

    ssub1.setAttribute('ParamsA',Hconv+',S0,');

    ssub1=sub_dev.subCircuit.devices("Name","Hest");

    ssub1=ssub1[0];

    ssub1.setAttribute('ParamsA',Hconv1+',S0,');

    //printf("\n'+dev+'t'+ssub.attributeList()+'\n');
}

function carico_gg(){

    //Sceglie un numero intero compreso tra 1 e 24

    ora=myrand(1,24,1);

    cct=currentCircuit();

    //in base al numero scelto la variabile load assumerà il valore corrispondente.

    switch(ora){

        case(1): {load=1*0.39; break;}

        case(2): {load=1*0.38; break;}

        case(3): {load=1*0.35; break;}

        case(4): {load=1*0.30; break;}

        case(5): {load=1*0.30; break;}

        case(6): {load=1*0.29; break;}

        case(7): {load=1*0.30; break;}

        case(8): {load=1*0.45; break;}

        case(9): {load=1*0.65; break;}

        case(10):{load=1*0.8; break;}

        case(11):{load=1*0.84; break;}

        case(12):{load=1*0.85; break;}

        case(13):{load=1*0.85; break;}

        case(14):{load=1*0.86; break;}
    }
}

```

```

    case(15){load=1*0.87; break;}
    case(16){load=1*0.89; break;}
    case(17){load=1*0.94; break;}
    case(18){load=1*0.96; break;}
    case(19){load=1*0.98; break;}
    case(20){load=1*0.94; break;}
    case(21){load=1*0.85; break;}
    case(22){load=1*0.65; break;}
    case(23){load=1*0.55; break;}
    case(24){load=1*0.40; break;}
}

//cerca tutti i dispositivi il cui prefisso del nome è Load
dev=cct.devices('Name.Prefix','Load');

//per modificare le potenze reattive viene utilizzata la variabile reatt che viene posta pari
alla metà di load
reatt=load*0.5;

//funzione per ricavare automaticamente il numero di carichi
n_loads=dev.length;

//Assegna ai carichi il valore di load alla potenza attiva e il valore di reatt alla potenza
reattiva tramite l'attributo FormData
for(ss=0;ss<n_loads;ss++){
    dev[ss].setAttribute('FormData','0.4kVRMSLL,'+load+'MW,'+reatt+'MVAR,,1,,,,,');
    //printf("\n'+dev[ss].getAttribute('FormData')+'\n');
    //0.4kVRMSLL,1MW,0.5MVAR,,1,,,,,
}

return(load);

```

```

}

function faultype(guasto){

    //In base al tipo di guasto (monofase o bifase) gli interruttori SW_mono e SW_bi vengono
    aperti o chiusi opportunamente

    cct=currentCircuit();

    dev=cct.devices('Name.Prefix','SW');

    SW_mono=dev[6];

    SW_bi=dev[7];

    if(guasto=='monofase'){

        SW_mono.setAttribute('ParamsA','-1,1E15,0,0,0,,1,,1,.001,5,');

        SW_bi.setAttribute('ParamsA','1E15,10ms,0,0,0,,1,,1,.001,5,');

    }

    else {

        SW_mono.setAttribute('ParamsA','1E15,10ms,0,0,0,,1,,1,.001,5,');

        SW_bi.setAttribute('ParamsA','-1,1E15,0,0,0,,1,,1,.001,5,');

    }

    //printf('\n'+SW_mono+'\t'+SW_bi+'\n');

    //printf('\n'+dev[3].attributeList+'\n');

    //aperto: ParamsA=1E15,10ms,0,0,0,,1,,1,.001,5,

    //chiuso: ParamsA=-1,1E15,0,0,0,,1,,1,.001,5,

}

function stato(neutro){

    //A secondo che il neutro sia isolato o compensato, gli interruttori SW_isol e SW_comp vengono
    aperti o chiusi opportunamente.

    cct=currentCircuit();

```

```

dev=cct.devices('Name.Prefix','SW');

SW_isol=dev[2];

SW_comp=dev[3];

    if(neutro=='isolato'){

        SW_isol.setAttribute('ParamsA','-1,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,');

        SW_comp.setAttribute('ParamsA','1E15,10ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,');

    }

else {

        SW_isol.setAttribute('ParamsA','1E15,10ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,');

        SW_comp.setAttribute('ParamsA','-1,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,');

    }

//printf("\n'+SW_mono+'\t'+SW_bi+'\n');

//printf("\n'+dev[3]+'\n');

//aperto: ParamsA=1E15,10ms,0,0,0,,1,.1,.001,5,

//chiuso: ParamsA=-1,1E15,0,0,0,,1,.1,.001,5,

}

function implinea(l_monte,l_valle){

    cct=currentCircuit();

    //cerca tutti i componenti il cui nome ha prefisso PI

    dev=cct.devices('Name.Prefix','PI')

    //Seleziona i due componenti PI che corrispondono alla linea a monte ed a quella a valle.

    linea_monte=dev[1];

    linea_valle=dev[2];

    //Assegna i valori dei paramaetri caratteristici ai due tratti di linea (cambiando i valori è possibile
    ottenere il caso di linea telescopica).

    line_R_m=0.270*l_monte;

```

```

line_X_m=0.400*I_monte;

line_C_m=0.01*I_monte;

line_R_v=0.270*I_valle;

line_X_v=0.400*I_valle;

line_C_v=0.01*I_valle;

//I valori dei parametri caratteristici vengono inseriti in formato di matrice diagonale.

data_line_m=line_R_m+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_R_m+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_R_m+'\n';

data_line_m=data_line_m+line_X_m+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_X_m+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_X_m+'\n';

data_line_m=data_line_m+line_C_m+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_C_m+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_C_m+'\n';

data_line_m=data_line_m+'0 0 0'+'\n'+0 0 0+'0 0'+'\n'+0 0 0';

data_line_v=line_R_v+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_R_v+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_R_v+'\n';

data_line_v=data_line_v+line_X_v+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_X_v+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_X_v+'\n';

data_line_v=data_line_v+line_C_v+' 0 0'+'\n'+0 '+'line_C_v+' 0'+'\n'+0 0 '+'line_C_v+'\n';

data_line_v=data_line_v+'0 0 0'+'\n'+0 0 0+'0 0'+'\n'+0 0 0';

//printf('\n'+SW_mono+'\t'+SW_bi+'\n');

//printf('\n'+linea_monte.attributeList+'\n');

//I parametri caratteristici vengono inseriti nei dispositivi tramite l'attributo Modeldata

linea_monte.setAttribute('ModelData',data_line_m);

linea_monte.setAttribute('ParamsA','3,1,0,1Ohm,0,1uF,0,1,1,1,1,');

linea_valle.setAttribute('ModelData',data_line_v);

linea_valle.setAttribute('ParamsA','3,1,0,1Ohm,0,1uF,0,1,1,1,1,');

}

function resguasto()

{

cct=currentCircuit();

dev=cct.devices("Name","R2");

```

```
dev=dev[0];

prob=myrand(1,100,0);
if(prob<=53)
    {Rg=myrand(0,10,1);}
else
if(prob<=62)
    {Rg=myrand(11,50,1);}
else
if(prob<=72)
    {Rg=myrand(51,100,1);}
else
if(prob<=81)
    {Rg=myrand(101,250,1);}
else
if(prob<=85)
    {Rg=myrand(251,500,1);}
else
if(prob<=90)
    {Rg=myrand(501,1000,1);}
else
if(prob<=95)
    {Rg=myrand(1001,1500,1);}
else
if(prob<=96)
```

```

    {Rg=myrand(1501,3000,1);}

else

if(prob<=98)

    {Rg=myrand(3001,5000,1);}

else

if(prob<=99)
    {Rg=myrand(5001,10000,1);}

else

    {Rg=myrand(10001,20000,1);}

dev.setAttribute("ParamsA",Rg+",0,0,0,0,");

//printf("\t'+dev.getAttribute('ParamsA')+'\t");

return(Rg);

}

function val_att(F){

    somma=0

    for(ii=0;ii<F.length;ii++){

        addendo=F[ii];

        somma=somma+addendo;

    }

    aainv=1/F.length;

    E=somma*aainv;

    return(E);

}

function varianza(F,E){

    max=F.length;

    sum=0;

```

```

for(ii=0;ii<max;ii++){
    add=F[ii];
        FE=add-E;
        FE2=FE*FE;
        sum=sum+FE2;
    }
//printf("\t'+sum+'\t');
max1=(max-1);
//printf("\t'+max1+'\t');
if(max1>0){
    invmax=1/max1;
    Var=sum*invmax;
}
else{
    Var=0;
}
return(Var);
}
function conf(Var,E,aa){
    num=Math.sqrt(Var);
    radN=Math.sqrt(aa);
    den=E*radN;
    den=1/den;
    if(E>0&&Var>0)
        beta=num*den;
    else

```

```
        beta=1;
    return(beta);
}
```