

# Sistemi Elettrici per l'Energia



*"Benjamin, te l'ho detto mille volte di non giocare con l'aquilone..."*

## **IMPORTANTE**

Questi appunti non sono stati concepiti per essere sostitutivi né dei libri di testo, né tantomeno delle lezioni tenute dai professori.

Sono il mio strumento di preparazione all'esame, ma dato che nell'arco della mia carriera universitaria sono stati utili a varie colleghi ho deciso di renderli pubblicamente accessibili.

Per raggiungere la preparazione necessaria ad affrontare l'esame questi appunti non sono sufficienti: sono troppo sintetici ed essenziali.

Sono un valido strumento per prepararsi all'esame, non supporto di studio.

Alcune parti potrebbero essere incomplete o magari errate, sono pur sempre state scritte da uno studente. Per questo il libro di testo resta la fonte più affidabile e completa di informazioni.

Detto questo vi auguro un buono studio e in bocca al lupo per l'esame.

Emanuele "Laeman" Freddi

# Indice

<b>1. SOVRATENSIONI .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. Introduzione – classificazione delle sovratensioni.....</b>	<b>5</b>
1.1.1. Impulso atmosferico e impulso di manovra convenzionali.....	7
1.1.2. Sovratensioni differenziali e di modo comune .....	8
<b>1.2. Sovratensioni atmosferiche.....</b>	<b>9</b>
1.2.1. Il fulmine .....	9
1.2.2. Comportamento ad impulso dei dispersori di terra .....	12
1.2.3. L'arco di ritorno.....	15
1.2.3.1. Arco di ritorno per linee con due funi di guardia .....	18
1.2.3.2. Backflashover rate.....	19
1.2.4. Sovratensioni indotte sulle linee aeree – modello di Rusck .....	20
1.2.5. Sovratensioni indotte nei sistemi elettrici utilizzatori .....	22
1.2.5.1. Sovratensioni per accoppiamento resistivo .....	22
1.2.5.2. Sovratensioni per accoppiamento induttivo.....	25
1.2.6. Propagazione delle sovratensioni attraverso i trasformatori .....	27
<b>1.3. Sovratensioni sostenute e di manovra.....</b>	<b>30</b>
1.3.1. Sistemi in AT.....	30
1.3.1.1. Guasto in linea.....	30
1.3.1.2. Eliminazione del guasto in linea .....	30
1.3.1.3. Energizzazione di linea .....	30
1.3.1.4. Richiusura monofase di linea .....	31
1.3.1.5. Richiusura trifase di linea .....	32
1.3.1.6. Perdita di carico .....	32
1.3.1.7. Energizzazione di trasformatore .....	33
1.3.1.8. Apertura di correnti magnetizzanti .....	33
1.3.1.9. Risonanza e ferrorisonanza .....	36
1.3.1.10. Manovra di sezionatore (in aria) .....	36
<b>1.4. Protezione dalle sovratensioni .....</b>	<b>39</b>
1.4.1. Protezione delle linee attraverso le funi di guardia .....	40
1.4.1.1. Schermatura perfetta delle funi di guardia .....	43
1.4.2. Dimensionamento delle catene di isolatori .....	45
1.4.3. Protezione dei cavi da fulminazione diretta .....	50
1.4.4. Utilizzo dei Surge Protection Device (SPD) .....	51
1.4.4.1. Installazione degli SPD .....	54
1.4.5. Lightning Protection Zone (LPZ).....	57
<b>2. COORDINAMENTO DEGLI ISOLAMENTI.....</b>	<b>58</b>
<b>2.1. Introduzione – metodo deterministico e metodo statistico.....</b>	<b>58</b>
<b>2.2. Metodo statistico.....</b>	<b>59</b>
2.2.1. Valutazione del rischio di scarica di un isolamento .....	59
2.2.2. Curva di probabilità di scarica .....	60

2.2.2.1. Metodo dei livelli multipli .....	60
2.2.2.2. Metodo up and down.....	61
2.2.3. Curva tensione-ritardo alla scarica .....	62
2.2.4. Rappresentazione statistica delle sovratensioni e dei guasti .....	63
2.2.5. Valutazione del numero di eventi pericolosi attesi.....	64
2.2.5.1. Valutazione del rischio di fulminazione diretta per strutture a terra .....	64
2.2.5.2. Valutazione del rischio di fulminazione per linee aeree – Shielding Failure Rate.....	65
2.2.5.3. Valutazione del rischio di fulminazione indiretta per linee aeree .....	65
2.2.6. Valutazione del rischio legato alle sovratensioni da fulminazione .....	67
<b>3. EQUIPAGGIAMENTI DI LINEA E DI STAZIONE.....</b>	<b>70</b>
<b>3.1. Schemi di stazione .....</b>	<b>70</b>
3.1.1. Schema a semplice sbarra.....	71
3.1.2. Schema a semplice sbarra con sezionatori di by-pass .....	72
3.1.3. Schema a singola sbarra e sbarra di traslazione .....	73
3.1.4. Schema a doppia sbarra.....	74
3.1.5. Schema a doppia sbarra e sbarra di traslazione .....	75
3.1.6. Schema a doppia sbarra a due interruttori per montante.....	76
3.1.7. Schema a doppia sbarra ad 1 interruttore e ½ per montante .....	77
3.1.8. Schema a doppia sbarra ad 1 interruttore e ⅓ per montate .....	78
3.1.9. Schema ad anello .....	79
<b>3.2. Classificazione dei guasti e delle anomalie di funzionamento.....</b>	<b>80</b>
<b>3.3. Il sistema protettivo.....</b>	<b>81</b>
3.3.1. I relé .....	82
3.3.1.1. Relé digitali.....	84
3.3.2. Protezione dei trasformatori di potenza.....	85
3.3.3. Protezioni dei generatori .....	87
3.3.4. Protezione delle linee – relé distanziometrici.....	88
<b>3.4. L'esafluoruro di zolfo .....</b>	<b>92</b>
3.4.1. Proprietà generali dell'SF <sub>6</sub> .....	92
3.4.2. Caratteristiche dielettriche dell'SF <sub>6</sub> .....	94
3.4.2.1. Influenza della pressione e della forma d'onda della tensione applicata .....	96
3.4.2.2. Influenza della rugosità superficiale degli elettrodi .....	97
3.4.2.3. Influenza della pulizia degli elettrodi .....	97
3.4.2.4. Influenza delle particelle conduttrici e isolanti .....	98
3.4.2.5. Influenza dell'umidità.....	98
3.4.2.6. Miscugli con altri gas .....	99
3.4.2.7. Prodotti di decomposizione a seguito dell'arco elettrico .....	99
3.4.3. Caratteristiche termodinamiche dell'SF <sub>6</sub> .....	100
<b>3.5. Interruttori in SF<sub>6</sub> .....</b>	<b>101</b>
3.5.1. Interruttori autopneumatici (pure puffer) .....	102
3.5.2. Interruttori ad autogenerazione (autopuffer) .....	104
<b>3.6. Stazioni blindate in SF<sub>6</sub>.....</b>	<b>106</b>
3.6.1. Struttura delle stazioni blindate in SF <sub>6</sub> .....	107
3.6.1.1. Blindatura.....	109

3.6.1.2. Interruttori .....	109
3.6.1.3. Sezionatori .....	109
3.6.1.4. Trasformatori di tensione .....	110
3.6.1.5. Trasformatori di corrente.....	111
3.6.1.6. Terminali e isolatori passanti .....	111
3.6.1.7. Isolatori conici .....	112
3.6.2. Pressione di riempimento degli impianti blindati .....	113
3.6.3. Arco interno e mezzi di protezione .....	114
<b>4. TRASMISSIONE IN CORRENTE CONTINUA .....</b>	<b>116</b>
<b>4.1. Tipologie di sistemi HVDC.....</b>	<b>117</b>
4.1.1. Sistemi monopolari con ritorno a terra .....	117
4.1.2. Sistemi bipolari .....	118
<b>4.2. Tecnologie HVDC.....</b>	<b>119</b>
4.2.1. Il fenomeno corona.....	119
4.2.1.1. Perdite per effetto corona .....	122
4.2.1.2. Le correnti ioniche per effetto corona .....	123
4.2.1.3. Radio interferenze per effetto corona .....	124
4.2.1.4. Rumore audio prodotto dall'effetto corona .....	126
4.2.2. Campi elettrici e magnetici al suolo.....	128
4.2.2.1. Campi elettrici al suolo.....	128
4.2.2.2. Campi magnetici al suolo .....	129
4.2.3. Isolatori .....	130
4.2.4. Cavi.....	133
4.2.4.1. Campi elettrici sull'isolante .....	134
4.2.4.2. Le cariche di spazio .....	135
<b>APPENDICE.....</b>	<b>136</b>
<b>i. Richiami di statistica .....</b>	<b>136</b>
i.a. Distribuzione Gaussiana .....	136
i.b. Probabilità serie e parallelo .....	137
<b>ii. Definizioni .....</b>	<b>138</b>
<b>iii. Riferimenti normativi.....</b>	<b>139</b>

# 1. Sovratensioni

## 1.1. Introduzione – classificazione delle sovratensioni

Il **sistema elettrico** è sottoposto, durante l'esercizio, a diversi tipi di sollecitazioni: elettriche, termiche e meccaniche. Si vogliono considerare, in questa sede, le sollecitazioni di tipo elettrico. Si distinguono:

- **Sollecitazioni elettriche permanenti:** sono le sollecitazioni che il sistema deve sostenere in regime continuativo. Possono essere:
  - **AC:** tensione alternata sinusoidale<sup>1</sup>.
  - **DC:** tensione continua<sup>2</sup>.
- **Sollecitazioni elettriche transitorie o sovratensioni:** sono le sollecitazioni che si verificano in un certo punto ed istante in un sistema elettrico, che supera il valore massimo del sistema e che si esaurisce un tempo rapido. Sono contraddistinte da diversi tipi di forme d'onda. La normativa distingue tre categorie di sovratensioni: **rapide, di manovra e temporanee (o sostenute):**
  - **Sovratensioni rapide** ( $\sim \mu s$ ): fulminazione diretta di una linea o in prossimità di essa;
  - **Sovratensioni di manovra** ( $\sim ms$ ): dovute a manovre in rete (apertura, chiusura di interruttori, etc...);
  - **Sovratensioni temporanee o sostenute** ( $\sim s - min$ ): sono sovratensioni che si possono verificare quando il sistema elettrico si trova in determinate condizioni (risonanza, effetto Ferranti).

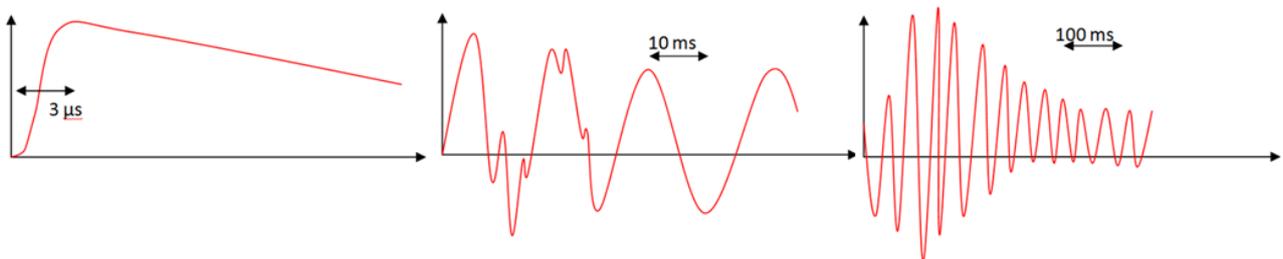


Figura 1 - Sovratensioni rapide, di manovra e sostenute.

<sup>1</sup>Si ricorda che una tensione sinusoidale è caratterizzata da un valore di cresta, un valore efficace e una frequenza. Una tensione si dice sinusoidale quando è verificata la condizione:

$$\frac{V_{cresta}}{V_{eff}} = \sqrt{2} \pm 5\%$$

<sup>2</sup>Una tensione continua è caratterizzata da un valore medio, e un valore massimo e minimo. Se è verificata la condizione per cui:

$$\frac{V_{max} - V_{min}}{V_m} = \frac{\Delta V}{V_m} \leq 5\%$$

allora la tensione di può ritenere continua.

La norma IEC 60071-4 classifica le sovratensioni in base alla durata e l'intensità:

- Lightning overvoltages (FFO);
- Switching overvoltages (SFO);
- Temporary overvoltages (TOV).

La normativa, inoltre, stabilisce una classificazione anche in base alla frequenza delle sovratensioni:

- Low frequency
  - Continuous ( $f = 50 \div 60 \text{ Hz}$ )
  - Temporary ( $10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ )
- Transient
  - Slow-front ( $20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5000 \mu\text{s}$ )
  - Fast-front ( $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ )
  - Very-fast-front ( $3 \text{ ns} < T_1 < 100 \text{ ns}$ )

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_t$ <sup>1)</sup>	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	<sup>1)</sup>
Standard withstand test	<sup>1)</sup>	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> To be specified by the relevant apparatus committees.

È possibile, infine, classificare le sovratensioni in base alla loro **origine**:

- **Sovratensioni di origine interna:** sono dovute alle manovre o ai guasti;
- **Sovratensioni di origine esterna:** sono dovute ai fulmini.

### 1.1.1. Impulso atmosferico e impulso di manovra convenzionali

La normativa definisce la **forma d'onda impulsiva** come la seguente:

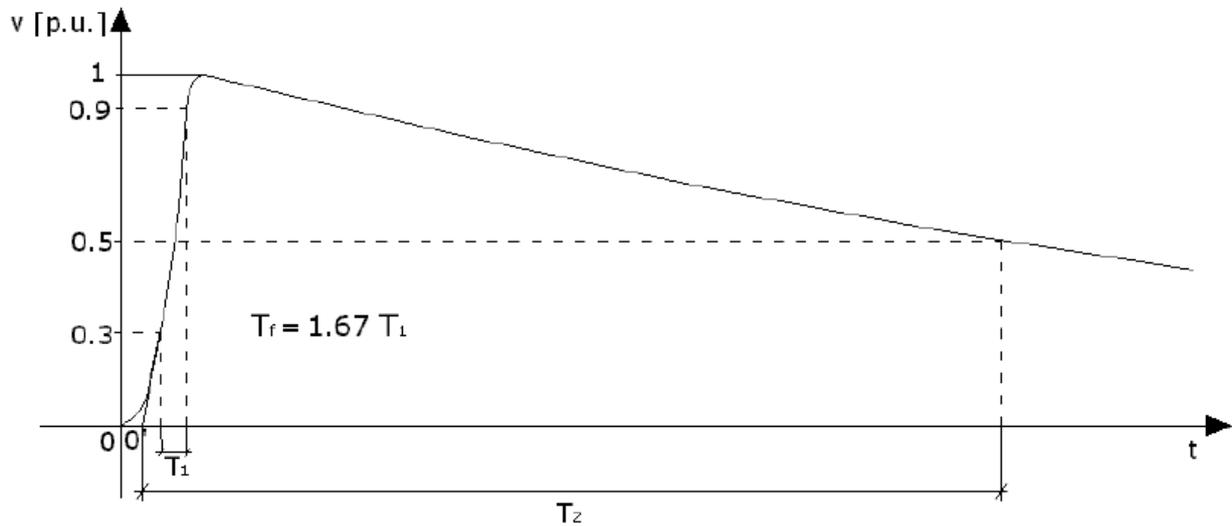


Figura 2 - Impulso atmosferico convenzionale.

Per caratterizzare l'impulso si distinguono due tempi caratteristici: il **tempo di salita del fronte**  $T_1$  e il **tempo all'emivalore**  $T_2$  definiti come:

$$T_1 = 1,67 \cdot (t_{90\%} - t_{30\%})$$

$$T_2 = (t_{50\%} - t_{0'})$$

Dove il tempo  $t_{0'}$  è il tempo convenzionale di inizio dell'impulso ottenuto prolungando la retta che interpola l'onda in  $t_{90\%}$  e in  $t_{30\%}$ .

Per l'**impulso atmosferico convenzionale** i tempi caratteristici sono pari a:

$$\begin{cases} T_1 = 1,2 \mu s \pm 30\% \\ T_2 = 50 \mu s \pm 20\% \end{cases}$$

Mentre per l'**impulso convenzionale di manovra**:

$$\begin{cases} T_1 = 250 \mu s \pm 20\% \\ T_2 = 2500 \mu s \pm 60\% \end{cases}$$

### 1.1.2. Sovratensioni differenziali e di modo comune

---

La sovratensione si può stabilire tra i conduttori attivi, oppure tra i conduttori attivi e terra. A seconda di ciò, si distinguono:

- **Sovratensioni differenziali o trasversali:** sono le sovratensioni che si manifestano tra i conduttori attivi (fasi) di un circuito;
- **Sovratensioni di modo comune o longitudinali:** sono le sovratensioni che si manifestano tra un qualsiasi conduttore attivo e terra.

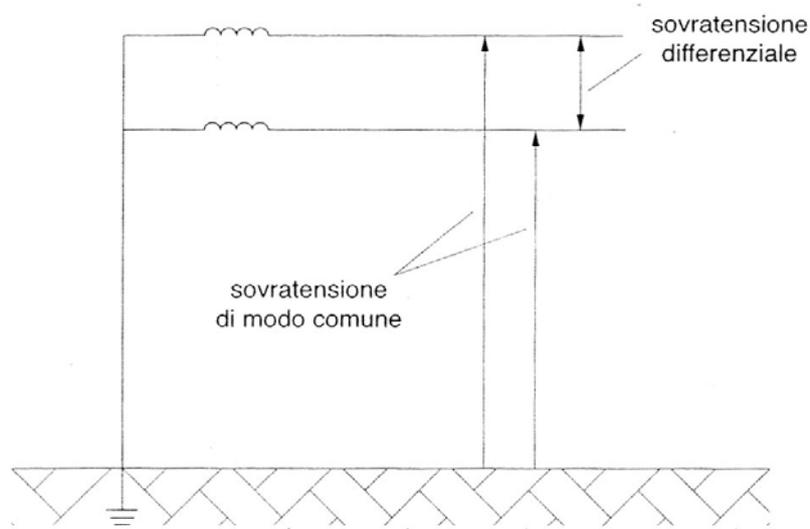


Figura 3 - Sovratensioni differenziali e di modo comune.

## 1.2. Sovratensioni atmosferiche

### 1.2.1. Il fulmine

Le **sovratensioni atmosferiche** sono sovratensioni rapide provocate da fulminazione diretta o indiretta delle linee.

Il **fulmine** è una scarica elettrostatica tra una nube carica ed il suolo. I meccanismi che portano una nube a caricarsi sono molto complessi, ma possono essenzialmente essere visti come lo sfregamento della particelle in sospensione tra loro, dovuti ai moti ascensionali e ai venti. Anche la polarità della carica dipende da numerosi fattori. Tuttavia, in generale, è possibile dire che nei climi tropicali la nube si carichi negativamente nella parte inferiore e positivamente in quella superiore. Si parla dunque di **nube negativa**. Per induzione il terreno si carica di cariche di segno opposto alle cariche della parte inferiore nella nube. Dal momento che, nei nostri climi, circa il 90% dei fulmini sono generati da nubi cariche negativamente, d'ora in avanti si supporrà la nube con carica negativa, ma i meccanismi rimangono pressoché invariati nel caso di nube carica positivamente. Il principio secondo cui si sviluppa un fulmine è rappresentato in figura:

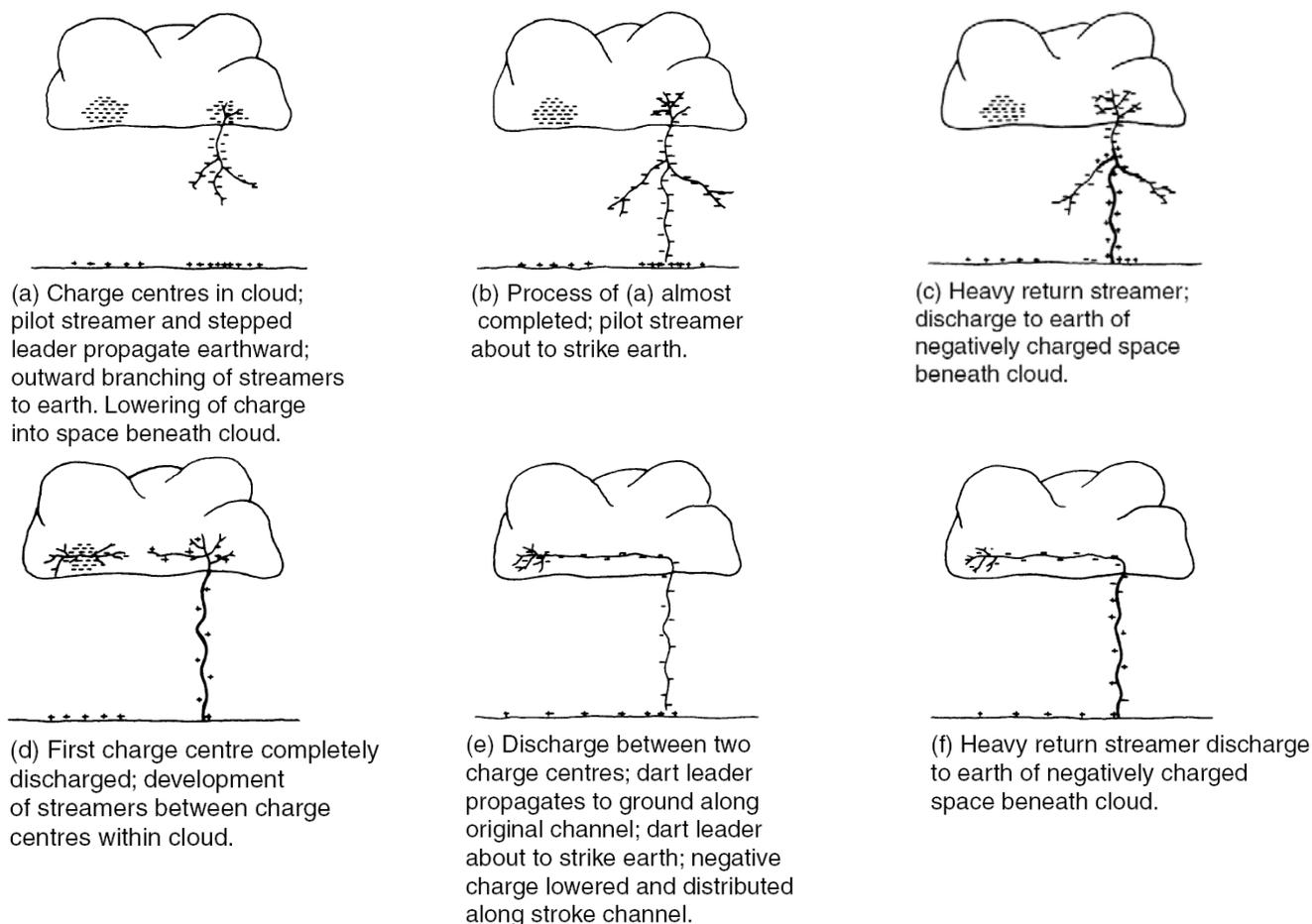


Figura 4 - Meccanismo di formazione del fulmine.

- La base della nube si trova ad alcuni chilometri dalla terra. Viste le condizioni dell'aria ad alte quote ci sono molte possibilità che si inneschi un canale ionizzato che avanza verso terra. Questo canale (**streamer** o **leader**) avanza "a scatti" e può deviare e ramificarsi lungo il percorso. Man mano che questo canale si avvicina a terra, le cariche a terra si spostano e tendono ad accentrarsi nella zona del leader. In presenza di linee elettriche, le cariche tendono a spostarsi sulla sommità dei tralicci.
- A questo punto si può formare o meno un canale ionizzato ascendente, che parte dalla terra o dalla struttura metallica verso la nube. Questi canali prendono il nome di **downward leader** e **upward leader**. Un upward leader si forma, tipicamente, in presenza di strutture a terra (tipicamente alte e a punta come grattacieli, antenne, ...).
- A prescindere dalla possibilità che si sia formato un leader ascendente (in questo caso si parla di fulmini ascendenti), quando questi due canali si congiungono, oppure il downward leader tocca terra, si ha la scarica vera e propria, con l'annullamento repentino delle cariche. Avviene, il cosiddetto colpo di fulmine (**return stroke**). Le correnti in gioco sono molto elevate, in quanto  $i = \frac{dq}{dt}$  e la carica della nube può essere anche di alcuni Coulomb.
- La carica interessata al fulmine, tuttavia, è dell'ordine di alcuni millicoulomb. All'interno della nube iniziano a formarsi canali ionizzati che trasferiscono altra carica nei pressi del canale verso terra, rimasto ionizzato dal return stroke.
- Dopo alcuni millisecondi dalla prima scarica si ha un secondo impulso di corrente lungo il medesimo canale ionizzato creato dal precedente fulmine.
- Questo processo può proseguire anche per altre scariche (fino a 20, ma mediamente si registrano 4-5 colpi di fulmine). I fulmini successivi sono più rapidi, ma di ampiezza minore.

Il primo colpo è il principale responsabile degli effetti di accoppiamento resistivo ( $V_R = RI$ ), mentre le scariche successive incidono maggiormente sugli effetti induttivi ( $V_M = M \frac{di}{dt}$ ). In definitiva il fulmine è una scarica elettrostatica in aria, caratterizzata da una serie di "colpi" che si susseguono a distanza ravvicinata:

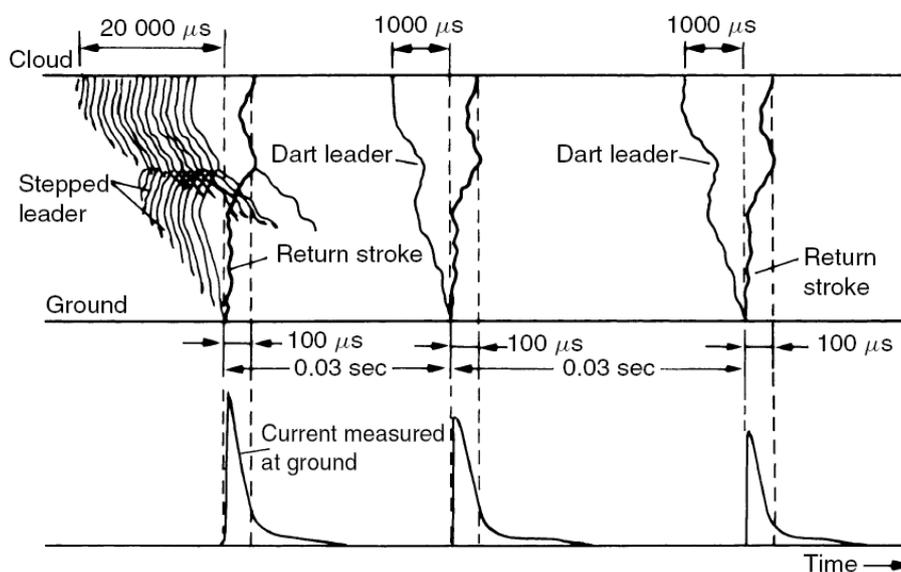


Figura 5 - Sviluppo temporale di un fulmine e colpi successivi.

Le correnti di fulmine vanno da 2 a 200 kA, con una distribuzione statistica tipo:

$$p(I) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_I} e^{-\frac{1}{2\sigma_I^2} \ln^2\left(\frac{I}{I_m}\right)}$$

Rappresentata in figura:

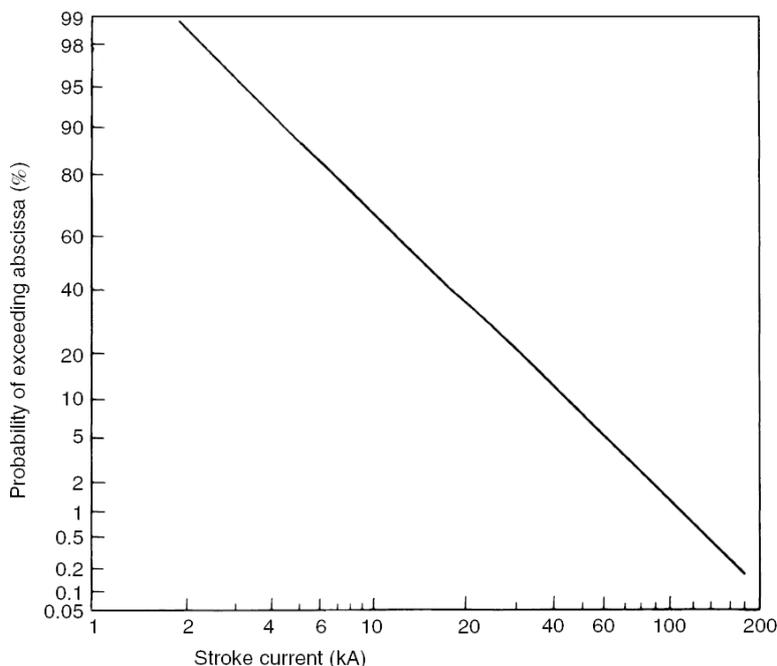


Figura 6 - Distribuzione statistica delle correnti di fulmine.

Tra i parametri più importanti per la caratterizzazione dei fulmini, oltre alla corrente, sono la carica e l'energia associate ad esso:

$$Q = \int i(t)dt \quad [A \cdot s] \qquad E = \int i^2(t)dt \quad [A^2 \cdot s]$$

Altri parametri importanti sono rispettivamente la corrente di fulmine, la rapidità del fronte, il tempo al fronte e il tempo all'emivalore:

$$I [kA]; \quad \left(\frac{di}{dt}\right)_{max} \left[\frac{kA}{\mu s}\right]; \quad T_1 [\mu s]; \quad T_2 [\mu s];$$

I fulmini positivi sono tipicamente caratterizzati da un solo colpo di intensità molto elevata (fino a circa 150 kA) e con durata dell'impulso molto elevata (600 μs all'emivalore). I fulmini negativi, invece, sono tipicamente caratterizzati da più colpi in sequenza, ma ognuno di intensità inferiore (fino a circa 80 kA) rispetto ai fulmini positivi e con forme d'onde vicine alla 1,2/50 μs. La norma rappresenta la **corrente di fulmine** con due forme d'onda:

Forma d'onda primo colpo	Forma d'onda colpi successivi
10/350 μs	0,25/100 μs

## 1.2.2. Comportamento ad impulso dei dispersori di terra

Un dispersore di terra quando è chiamato a disperdere una corrente continua, si può schematizzare senza errore attraverso una resistenza di terra. Quando, invece, deve disperdere una corrente alternata non è più corretto parlare di resistenza, ma si rende necessario introdurre un'impedenza di terra. Tuttavia a basse frequenze (come può essere quella industriale di  $50 \div 60 \text{ Hz}$ ) si possono trascurare gli effetti induttivi e considerare il dispersore come una resistenza. Quando un dispersore è chiamato a disperdere correnti di fulmine, ovvero impulsive (caratterizzate da frequenze dell'ordine dei  $\text{MHz}$ ), bisogna necessariamente ricorrere al concetto di impedenza di terra. Si consideri, ad esempio, un dispersore a filo interrato orizzontalmente ed il suo circuito equivalente:

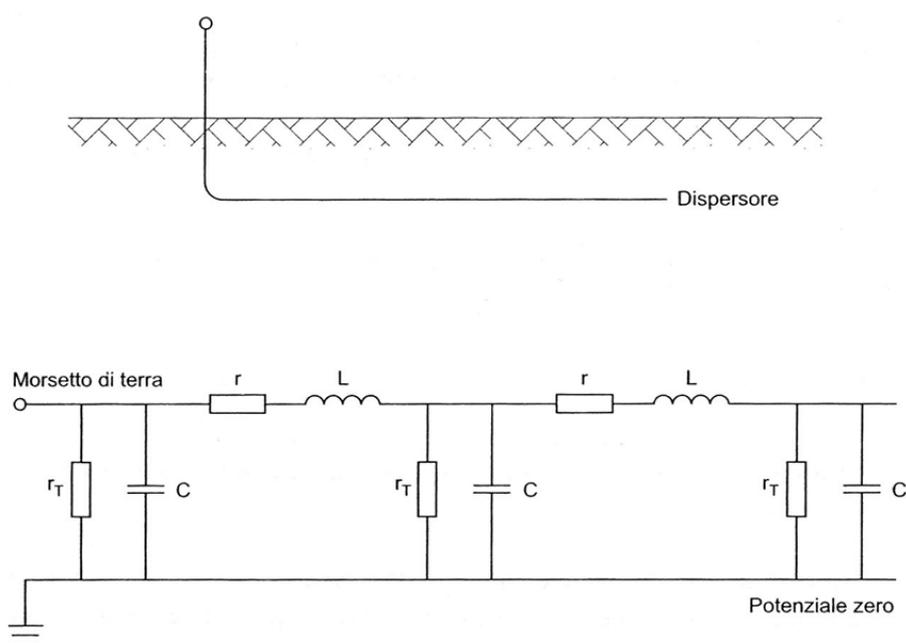


Figura 7 - Circuito equivalente di un dispersore a filo interrato orizzontalmente.

Nel caso in cui il dispersore sia chiamato a disperdere una corrente a frequenza industriale, è possibile trascurare molti elementi del circuito equivalente, riducendo il tutto ad uno schema tipo:

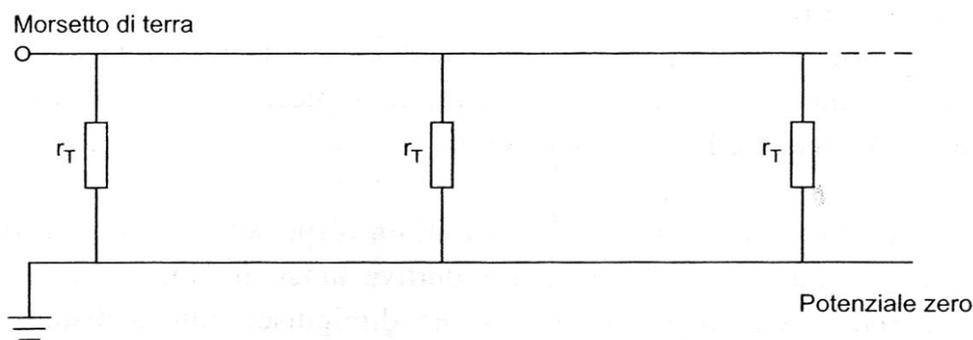


Figura 8 - Circuito equivalente a frequenza industriale di un dispersore a filo interrato orizzontalmente.

Quando, invece, il dispersore è chiamato a disperdere una corrente di tipo impulsivo, non è più possibile trascurare gli elementi non lineari del circuito. Fino a frequenze dell'ordine di alcuni  $kHz$ , è possibile considerare solo le induttanze longitudinali e le resistenze trasversali, trascurando gli altri elementi:

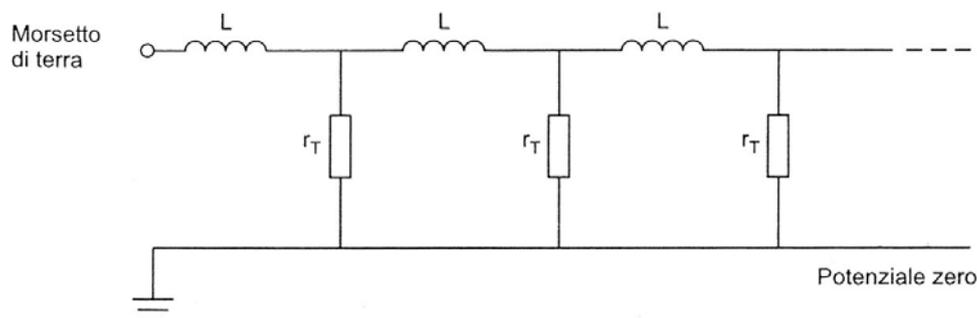


Figura 9 - Circuito equivalente alla frequenza di alcuni  $kHz$  di un dispersore a filo interrato orizzontalmente.

La stessa trattazione svolta per un filo interrato, si può estendere per una rete magliata, in cui i rami sono induttivi e i nodi hanno una conduttanza derivata a terra.

Per tenere conto di questi effetti, la norma CEI 81-10/3 introduce l'**impedenza di dispersione ad impulso**, definita come:

$$Z = \frac{V_{tm}}{I_m} = f(\rho, \text{geometria, dimensioni disper.}, T_1, I_m)$$

Si definisce **lunghezza efficace di un dispersore**, la lunghezza oltre cui non si verificano apprezzabili riduzioni dell'impedenza ad impulso del dispersore.

Di seguito sono riportati alcuni diagrammi ricavati per un dispersore a filo interrato:

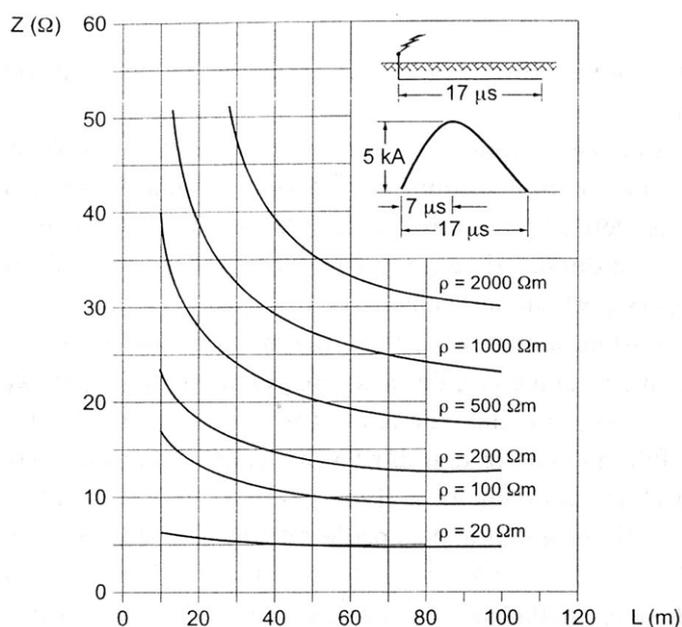


Figura 10 - Impedenza convenzionale di terra di un dispersore a filo.

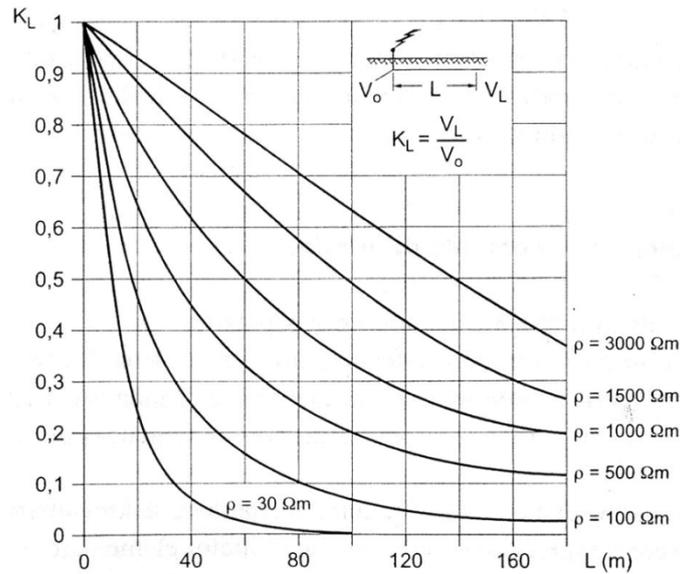


Figura 11 - La differenza di potenziale lungo il dispersore a filo aumenta con la lunghezza a causa della caduta di tensione induttiva.

Si riportano, infine, le resistenze di terra a frequenza industriale di alcuni dispersori tipici:

- Picchetto di diametro  $d$  e lunghezza  $L$ :

$$R = \frac{\rho \left( \ln \frac{8L}{d} - 1 \right)}{2\pi L}$$

- Semisfera, di raggio  $r_b$ :

$$R = \frac{\rho}{2\pi r_b}$$

- Rete di terra di area  $A$  a profondità  $L$ :

$$R = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

- Filo a profondità  $h$ , diametro  $d$ , disposto ad anello di raggio  $r$ :

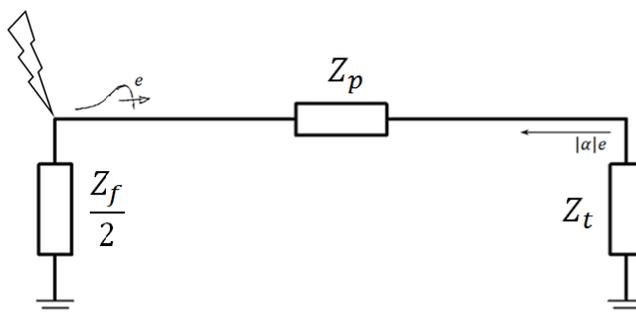
$$R = \frac{\rho}{4\pi^2 r} \left( \ln \frac{64r^2}{dh} \right)$$

Per scegliere il giusto dispersore bisogna considerare la resistività del terreno che non è costante con la profondità. È necessario posizionare il dispersore dove la resistività del terreno è inferiore.

### 1.2.3. L'arco di ritorno

Quando un fulmine colpisce direttamente un sostegno, la corrente di fulmine si divide tra le funi di guardia (che possono costituire due vie, nel caso in cui vi sia una sola fune di guardia, oppure quattro vie nel caso ve ne siano due). Una parte di corrente, però, fluisce verso terra attraverso il sostegno stesso. Per via dei fenomeni di riflessione che si generano, la sommità del sostegno si può portare ad un potenziale assai elevato, ed innescare quindi la scarica degli spinterometri di protezione degli isolatori. Questo fenomeno prende il nome di backflash o arco di ritorno.

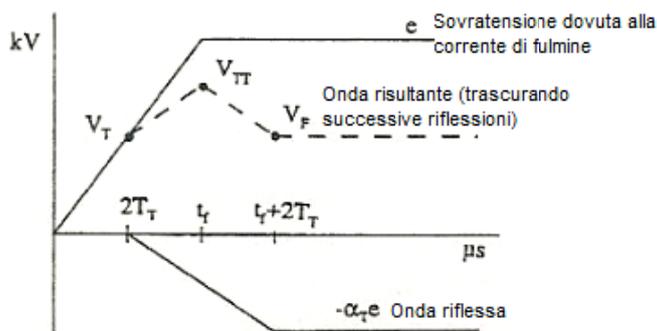
Si consideri un sostegno di una linea AT con una fune di guardia e tre conduttori di fase, colpito da un fulmine di corrente  $I_f$ . La rappresentazione elettrica completa di un sostegno è molto complicata tuttavia è possibile, in prima approssimazione, considerare il sostegno di impedenza d'onda  $Z_p$  da cui si dipartono due funi di guardia di impedenza  $Z_f$ . Il sostegno è a terra tramite una resistenza che, ad impulso, è caratterizzata da una certa impedenza  $Z_t$  (vedi § 1.2.2.). Lo schema elettrico equivalente è rappresentato di seguito:



Il coefficiente di riflessione  $\alpha$  è pari a

$$\alpha = \frac{Z_t - Z_p}{Z_t + Z_p}$$

Dal momento che l'impedenza d'onda dei tralicci  $Z_p$  si può assumere pari a  $150 \div 200 \Omega$ , mentre l'impedenza di impulso  $Z_t$  del picchetto varia tra i  $5 \div 10 \Omega$ , il coefficiente di riflessione è negativo. L'onda riflessa è, pertanto, negativa:



Il tempo impiegato per percorrere il traliccio dalla sommità alla base è pari a  $T_T = h_t/c$ , con  $h_t$  altezza del traliccio e  $c$  velocità della luce. La velocità di propagazione può ritenersi uguale a quella della luce, anche se nella realtà è leggermente inferiore.

La tensione  $e$  a cui si porterebbe la sommità del traliccio se non vi fossero fenomeni di riflessione è calcolabile mediante il partitore di corrente su  $Z_p$  e  $\frac{Z_f}{2}$ :

$$e = \frac{\frac{Z_f}{2} Z_p}{\frac{Z_f}{2} + Z_p} I_f = \frac{Z_f Z_p}{Z_f + 2Z_p} I_f$$

La tensione  $V_T$ , corrispondente al tempo  $2T_T$  (ovvero prima dell'inizio della riflessione) è pari a:

$$V_T = \frac{2T_T}{t_f} \cdot e$$

Il valore massimo della tensione  $V_{TT}$  dato dalla somma di tensione incidente e tensione riflessa è pari a

$$V_{TT} = e + \alpha \frac{t_f - 2T_T}{t_f} e = e \left[ 1 + \alpha - 2\alpha \cdot \frac{T_T}{t_f} \right]$$

Ovvero:

$$V_{TT} = \underbrace{\frac{Z_f Z_p}{Z_f + 2Z_p}}_{K_f} \left[ 1 + \frac{Z_t - Z_p}{Z_t + Z_p} - 2\alpha \cdot \frac{T_T}{t_f} \right] I_f = K_f \left[ \underbrace{\frac{2Z_t}{Z_t + Z_p}}_{\beta} - 2\alpha \frac{T_T}{t_f} \right] I_f$$

E quindi

$$V_{TT} = K_f \left[ \beta - 2\alpha \frac{T_T}{t_f} \right] I_f$$

Dove

$$K_f = \frac{Z_f Z_p}{Z_f + 2Z_p}; \quad \alpha = \frac{Z_t - Z_p}{Z_t + Z_p}; \quad \beta = \frac{2Z_t}{Z_t + Z_p};$$

Nota  $V_{TT}$  è possibile calcolare le tensioni a cui si portano le mensole ( $V_{MR}, V_{MS}, V_{MT}$ ) come:

$$V_{MR} = K_f \left[ \beta - 2\alpha \frac{T_{MR}}{t_f} \right] I_f$$

$$V_{MS} = K_f \left[ \beta - 2\alpha \frac{T_{MS}}{t_f} \right] I_f$$

$$V_{MT} = K_f \left[ \beta - 2\alpha \frac{T_{MT}}{t_f} \right] I_f$$

Dove  $T_{MR}, T_{MS}$  e  $T_{MT}$  sono i tempi di propagazione dalla rispettiva mensola fino alla base del palo.

Dette  $h_{MR}, h_{MS}, h_{MT}$  le altezze delle tre mensole per le fasi  $R, S, T$  si ha che

$$T_{MR} = \frac{h_{MR}}{c}; \quad T_{MS} = \frac{h_{MS}}{c}; \quad T_{MT} = \frac{h_{MT}}{c};$$

A seguito della fulminazione del palo, per via degli accoppiamenti induttivi, i conduttori di fase si portano ad una tensione proporzionale a quella della sommità del palo (e quindi delle funi di guardia, in quanto si può ritenere che la fune raggiunga lo stesso valore di tensione della sommità del traliccio).

Siano  $Z_{FR}, Z_{FS}, Z_{FT}$  le impedenze d'onda mutue tra fune di guardia e il rispettivo conduttore di fase  $R, S, T$ , e sia  $Z_{FF}$  l'impedenza d'onda propria della fune di guardia, pari a:

$$Z_{FF} = 60 \ln \frac{2h_t}{r_f}; \quad Z_{Fi} = 60 \ln \frac{D_{Fi}}{d_{Fi}} \quad \text{per } i = R, S, T$$

Dove  $r_f$  è il raggio della fune di guardia,  $D_{Fi}$  è la distanza tra la fune di guardia e l'immagine a terra dell' $i$ -esimo conduttore,  $d_{Fi}$  è la distanza tra la fune di guardia e l' $i$ -esimo conduttore. I coefficienti di accoppiamento fune-conduttore ( $C_{FR}, C_{FS}, C_{FT}$ ) per le tre fasi sono pari a:

$$C_{FR} = \frac{Z_{FR}}{Z_{FF}}; \quad C_{FS} = \frac{Z_{FS}}{Z_{FF}}; \quad C_{FT} = \frac{Z_{FT}}{Z_{FF}};$$

In definitiva, i conduttori di fase raggiungeranno una tensione pari a:

$$V_R = C_{FR}V_{TT}; \quad V_S = C_{FS}V_{TT}; \quad V_T = C_{FT}V_{TT};$$

Le tensioni ai capi delle catene di isolatori per le tre fasi ( $V_{IR}, V_{IS}, V_{IT}$ ) sono pari a:

$$V_{IR} = V_{MR} - V_R = K_F \left[ (1 - C_{FR})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MR} - C_{FR}T_T) \right] I_f$$

$$V_{IS} = V_{MT} - V_S = K_F \left[ (1 - C_{FS})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MS} - C_{FS}T_T) \right] I_f$$

$$V_{IT} = V_{MT} - V_T = K_F \left[ (1 - C_{FT})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MT} - C_{FT}T_T) \right] I_f$$

Note queste tensioni, è possibile determinare le correnti di fulmine minime che innescano il backflash per ogni fase. La tensione di backflash dipende dalla distanza delle corna spinterometriche. La tensione critica di scarica  $V_{CFO}$  è quindi uguale per tutte e tre le fasi, ma le correnti di fulmine in grado di innescarla sono diverse:

$$I_{fR} = \frac{V_{CFO}}{K_F \left[ (1 - C_{FR})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MR} - C_{FR}T_T) \right]}$$

$$I_{fS} = \frac{V_{CFO}}{K_F \left[ (1 - C_{FS})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MS} - C_{FS}T_T) \right]}$$

$$I_{fT} = \frac{V_{CFO}}{K_F \left[ (1 - C_{FT})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MT} - C_{FT}T_T) \right]}$$

### 1.2.3.1. Arco di ritorno per linee con due funi di guardia

Nel caso in cui la linea dovesse avere due funi di guardia, i fenomeni di propagazione delle onde di tensione lungo il palo sono gli stessi già visti nel capitolo precedente, tuttavia il coefficiente  $K_F$  diviene, in questo caso, pari a

$$K_F = \frac{Z_f Z_p}{Z_f + 4Z_p}$$

Le tensioni indotte sui conduttori, divengono funzione delle correnti che scorrono su entrambe le funi di guardia:

$$V_R = Z_{FR}^{(1)} i_{F1} + Z_{FR}^{(2)} i_{F2}$$

$$V_S = Z_{FS}^{(1)} i_{F1} + Z_{FS}^{(2)} i_{F2}$$

$$V_T = Z_{FT}^{(1)} i_{F1} + Z_{FT}^{(2)} i_{F2}$$

Dove  $Z_{FR}^{(1)}, Z_{FR}^{(2)}, Z_{FS}^{(1)}, Z_{FS}^{(2)}, Z_{FT}^{(1)}, Z_{FT}^{(2)}$  sono le impedenze d'onda di accoppiamento tra i conduttori di fase e le due funi. La tensione sulle due funi  $V_{F1}$  e  $V_{F2}$ , analogamente, sarà:

$$V_{F1} = Z_{FF}^{(1)} i_{F1} + Z_{FF}^{(12)} i_{F2}$$

$$V_{F2} = Z_{FF}^{(12)} i_{F1} + Z_{FF}^{(2)} i_{F2}$$

Dove  $Z_{FF}^{(1)}$  e  $Z_{FF}^{(2)}$  sono le impedenze d'onda proprie delle funi 1 e 2, mentre  $Z_{FF}^{(12)}$  è l'impedenza d'onda mutua tra le funi di guardia.

Se il fulmine colpisce il palo, la tensione a cui si portano le due funi di guardia è la stessa. Essendo le due funi geometricamente identiche, la corrente che fluisce nelle due funi è la stessa, ovvero risulta che  $i_{F1} = i_{F2} = i_F$ . Da ciò segue che:

$$V_{F1} = V_{F2} = V_F = (Z_{FF} + Z_{FF}^{(12)}) i_F$$

In altre parole, in presenza di due funi di guardia, quando il fulmine colpisce il palo le due funi si possono considerare come un'unica fune di impedenza d'onda pari a

$$Z_{FF}^* = Z_{FF} + Z_{FF}^{(12)}$$

Le tensioni indotte sui conduttori saranno quindi pari a

$$V_R = (Z_{FR}^{(1)} + Z_{FR}^{(2)}) i_F = \frac{Z_{FR}^{(1)} + Z_{FR}^{(2)}}{Z_{FF}^*} V_F = C_{FR} V_F$$

$$V_S = C_{FS} V_F$$

$$V_T = C_{FT} V_F$$

Le massime tensioni indotte saranno dunque

$$V_R = C_{FR} V_{TT}$$

$$V_S = C_{FS} V_{TT}$$

$$V_T = C_{FT} V_{TT}$$

In definitiva le tensioni massime ai capi delle catene di isolatori sono ancora pari a:

$$V_{IR} = K_F \left[ (1 - C_{FR})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MR} - C_{FR} T_T) \right] I_f$$

$$V_{IS} = K_F \left[ (1 - C_{FS})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MS} - C_{FS} T_T) \right] I_f$$

$$V_{IT} = K_F \left[ (1 - C_{FT})\beta - 2 \frac{\alpha}{t_f} (T_{MT} - C_{FT} T_T) \right] I_f$$

### 1.2.3.2. Backflashover rate

Si definisce backflashover rate (BFR) il numero annuo di fulmini che, colpendo la linea, sono in grado di provocare il backflash.

$$BFR = 0,6 \cdot N_L [1 - P(I_{CFO})] \quad \left[ \frac{BFO}{\text{anno} \cdot 100\text{km}} \right]$$

Il coefficiente 0,6 è dovuto al fatto che non tutti i fulmini cadono sui sostegni, una parte cade sulle funi di guardia e questi fulmini sono meno pericolosi<sup>3</sup> per quanto riguarda il BFO.  $N_L$  è pari a:

$$N_L = N_g \frac{28 \cdot h_t^{0,6} + b}{10} \quad \left[ \frac{\text{fulmini}}{100\text{km} \cdot \text{anno}} \right]$$

Dove:

- $N_g$  numero di fulmini a km<sup>2</sup>
- $h_t$  altezza da terra del sostegno
- $b$  distanza tra le funi di guardia. Se ce n'è una sola  $b = 0$

<sup>3</sup> Cadendo sulla campata, l'onda di tensione che arriva al palo si è già attenuata lungo il percorso tra il punto di caduta del fulmine e la sommità del traliccio.

### 1.2.4. Sovratensioni indotte sulle linee aeree – modello di Rusck

La fulminazione indiretta avviene per accoppiamento induttivo tra il fulmine e la spira composta dalla linea e il ritorno a terra. Sia  $y$  la distanza tra il punto di caduta del fulmine e la linea di altezza  $h$ . L'ampiezza della sovratensione indotta dipenderà sia da  $y$  che da  $h$ . Tuttavia il problema è molto complesso dato il gran numero di variabili. Per semplificare la trattazione si può ricorrere al modello di Rusck, che propone una versione semplificata del fenomeno. Le ipotesi di validità del modello di Rusck sono:

- Linea illimitata, ovvero linea chiusa sull'impedenza caratteristica;
- Terreno perfettamente conduttore;
- Canale di fulmine rettilineo.

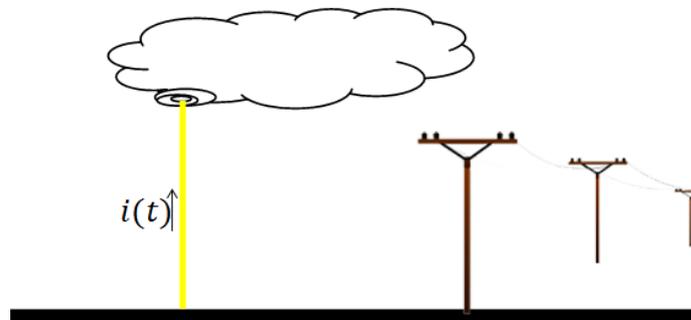


Figura 12 - Rappresentazione schematica di un fulmine che cade in prossimità di una linea aerea.

La sovratensione per induzione secondo Rusck vale:

$$V = \frac{k_v \cdot 30 \cdot h \cdot I}{y}$$

Dove il coefficiente  $k_v$  tiene conto di vari fattori: attenuazione della corrente lungo il canale ionizzato, limitatezza della linea, etc...  $k_v$  vale poco più di 1. Per questo motivo si può anche dire, all'incirca, che:

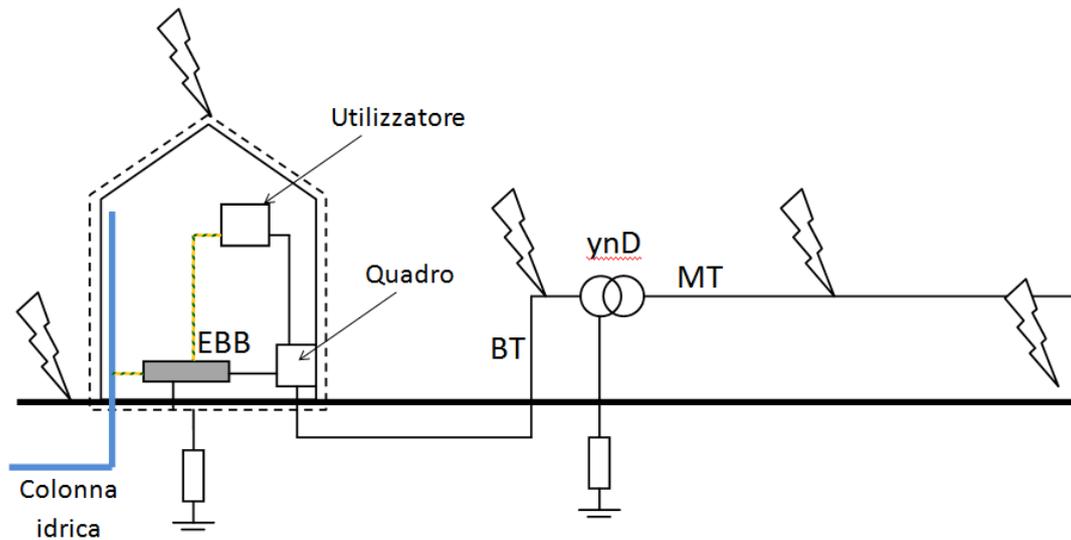
$$V \cong 40 \frac{h}{y} I$$

Tale sovratensione è il livello di tensione che si manifesta nel punto più vicino al punto di caduta del fulmine. Le sovratensioni indotte si allontanano dal modello  $1,2/50 \mu s$ , e sono onde da una coda breve, ossia con fronte dell'ordine di  $1 \div 1,5 \mu s$  e con coda all'emivalore a circa  $5 \div 6 \mu s$ . Dimensionando l'isolamento sull'onda atmosferica standard, quindi, ci si pone in condizioni di sicurezza (il contenuto energetico dell'onda reale sarà di certo minore).

Si supponga, ad esempio, di avere un fulmine di corrente di  $15 \text{ kA}$  che cade a  $300 \text{ m}$  di distanza da una linea BT con conduttori posti ad una altezza di  $6 \text{ m}$ . In questa situazione si avrebbe una sovratensione massima di  $12 \text{ kV}$ . Il livello di tenuta di ingresso di un quadro BT è  $6 \text{ kV}$ . In questo caso, quindi, sarebbe necessario prevedere nel quadro in ingresso un limitatore di sovratensione (§1.5). In realtà, però, durante la propagazione della sovratensione lungo una linea aerea si hanno

due fenomeni: uno di attenuazione ed uno di attenuazione della ripidità del fronte. Si stima che l'attenuazione sia dell'ordine di  $30\%/km$  mentre l'allungamento del tempo di fronte è di circa  $1 \mu s/km$ .

## 1.2.5. Sovratensioni indotte nei sistemi elettrici utilizzatori



La fulminazione lato MT, oltre ad essere poco probabile, viene attenuata dalla presenza del trasformatore MT/BT. Molto più critico è il caso di fulminazione diretta dell'edificio. Il fulmine viene drenato da "la gabbia" dell'edificio fino a terra. Si possono verificare sovratensioni per:

- **accoppiamento resistivo:** tutte le masse connesse all'Equipotential Bonding Bar (EBB) vanno in tensione in quanto l'EBB assume un potenziale pari al prodotto tra la corrente di fulmine e la resistenza di terra;
- **accoppiamento capacitivo**
- **accoppiamento induttivo:** tra la spira PE-FASE e il campo prodotto dalla corrente di fulmine che sta venendo drenata a terra. Per questo si utilizzano i cavi multipolari che riducono le dimensioni della spira. Si possono anche aumentare i percorsi che la corrente segue per essere drenata a terra in modo da ridurre l'entità dell'induzione. Se non si può fare nulla di tutto ci si può sempre porre un limitatore di sovratensione in ingresso dell'utilizzatore.

Tra gli altri effetti induttivi vi è un accoppiamento anche con la colonna idrica, che potrebbe portare alla scarica.

### 1.2.5.1. Sovratensioni per accoppiamento resistivo

Analizziamo ora, nel dettaglio, il caso di scarica diretta sull'edificio e la sovratensione per **accoppiamento resistivo**.

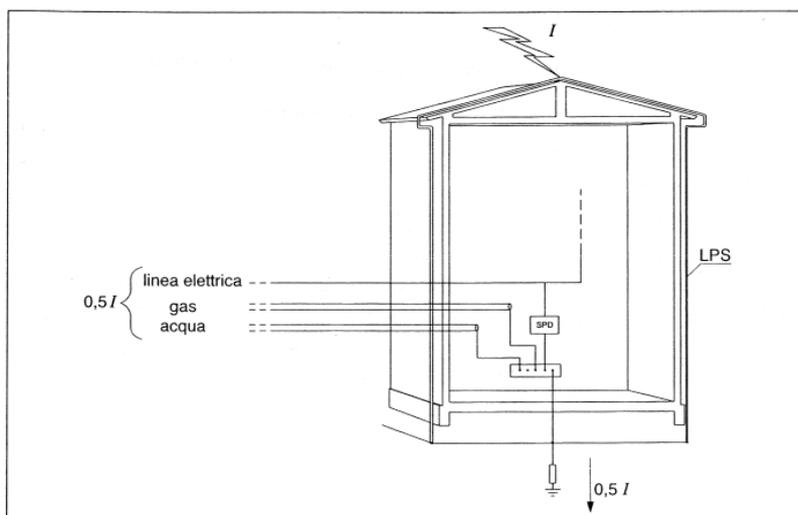


Figura 13 - Ripartizione approssimativa della corrente di fulmine tra i vari servizi.

In prima approssimazione si può considerare che la corrente di fulmine si divida equamente tra resistenza di terra e i servizi (gas, acqua) equipotenziale all'EEB. Nella realtà questa approssimazione è molto grossolana. Se si conosce l'impedenza d'onda (surge impedance) dei servizi  $Z_1$  e dell'impianto di terra  $Z$  è possibile calcolare le correnti che vanno da una parte e dall'altra come:

$$I_D = \frac{Z_1}{n_1 Z + Z_1} I \quad (\text{corrente di terra})$$

$$I_F = \frac{Z}{n_1 Z + Z_1} I \quad (\text{corrente sui servizi})$$

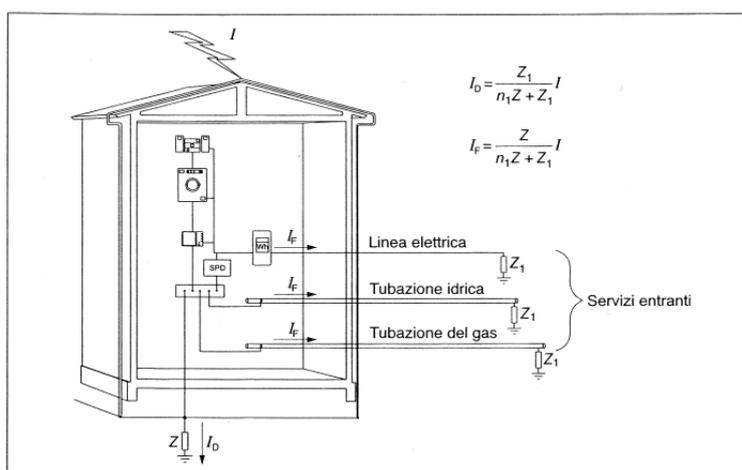


Figura 14 - Ripartizione della corrente di fulmine tra i vari servizi secondo la regola del partitore di corrente.

Si consideri l'impianto connesso francamente con l'EEB attraverso un PE. In caso di fulminazione l'EEB si porta ad un potenziale elevato e tutte le masse si portano allo stesso potenziale. Se l'alimentazione dei carichi avviene mediante un cavo schermato, con lo schermo messo a terra, una parte della corrente fluisce su questo schermo e determina una caduta di tensione sullo schermo stesso.

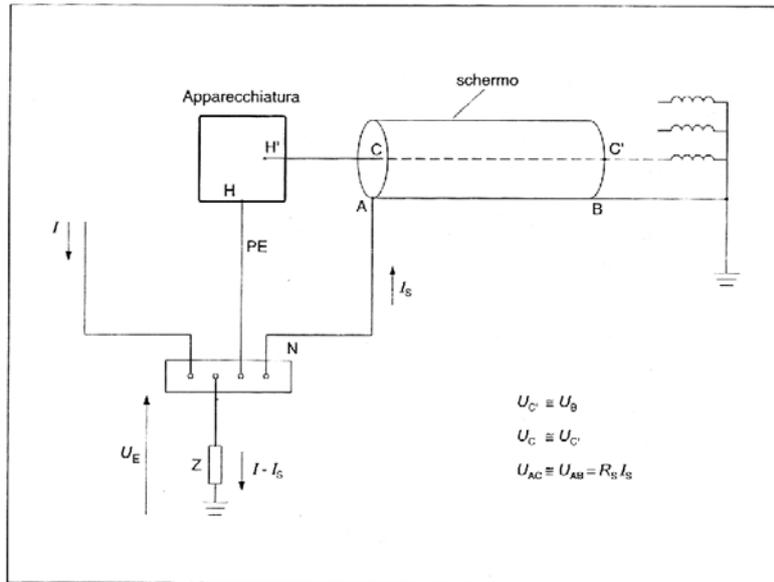


Figura 15 - Utilizzo di una linea schermata con schermo a terra

Bisogna verificare che la differenza di potenziale tra i punti A e C, che è pari alla c.d.t. tra l'apparecchio e il neutro del trasformatore, sia inferiore alla tenuta dell'apparecchio.

### Esempio di calcolo

Un'apparecchiatura ha una tensione di tenuta di  $U_w = 2,5 \text{ kV}$  ed è alimentata tramite un cavo ( $l = 100 \text{ m}$ ;  $S = 5 \text{ mm}^2$ ) schermato in rame ( $\rho = 0,017 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ) la cui resistenza è pari a:

$$R_s = \rho \frac{l}{S}$$

Per effetto della corrente che fluisce sul cavo si determina una c.d.t. sullo schermo pari a

$$U = R_s I_s \leq U_w$$

La corrente del fulmine è  $I = 100 \text{ kA}$ . Il numero di servizi entranti è 3 (linea elettrica, acqua, gas). L'impedenza di impulso del dispersore è  $10 \text{ } \Omega$ , quella dei servizi è di  $16 \text{ } \Omega$

La corrente che viene drenata a terra è pari a:

$$I_D = \frac{Z_1}{n_1 Z + Z_1} I = \frac{16}{3 \cdot 10 + 16} 100 = 34,78 \text{ kA}$$

Sullo schermo del cavo fluisce una corrente di

$$I_s = \frac{I - I_D}{3} = 21,74 \text{ kA}$$

La resistenza dello schermo è di

$$R_s = 0,017 \cdot \frac{100}{5} = 0,34 \text{ } \Omega$$

Da cui una sovratensione di:

$$U = R_s I_s = 7,4 \text{ kV}$$

Qualora il cavo fosse posizionato in un terreno di resistività  $\rho_t$ , tutto va come se il cavo avesse lunghezza massima pari a  $8\sqrt{\rho_t}$ . La resistenza dello schermo sarebbe pari a

$$R_s = \frac{0,136\sqrt{\rho_t}}{S} = 0,61 \Omega$$

Da cui una sovratensione di  $U = R_s I_s = 13,2 \text{ kV}$ .

### 1.2.5.2. Sovratensioni per accoppiamento induttivo

I principali tipi di accoppiamento induttivo sono rappresentati in figura:

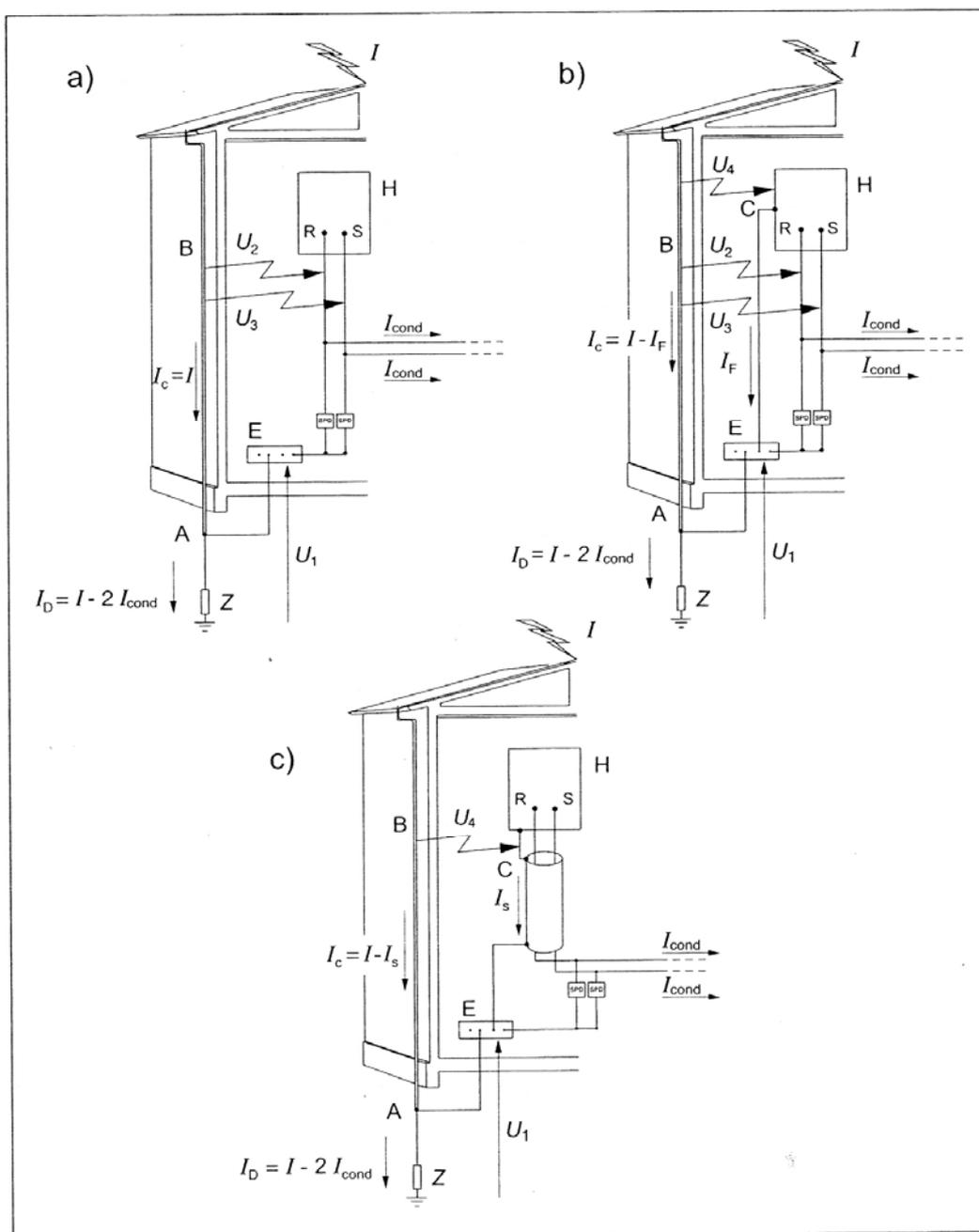


Figura 16 – Accoppiamento induttivo di tipo A (autoinduttanza). a) La corrente che fluisce lungo la calata, genera una sovratensione per accoppiamento resistivo  $U_1$  tra l'EBB ed i conduttori attivi della linea entrante e due sovratensioni  $U_2, U_3$  per accoppiamento induttivo nella spire BAER e BAES. b) L'aggiunta di un conduttore di protezione EC determina una sovratensione  $U_4$  anche nel tratto

B-C di valore pari a  $U_2$  e  $U_3$ . c) L'uso di un conduttore schermato, trasforma le sovratensioni per accoppiamento induttivo  $U_2$  e  $U_3$  nella sovratensione per accoppiamento resistivo  $R_s I_s$ , in genere molto più piccola.

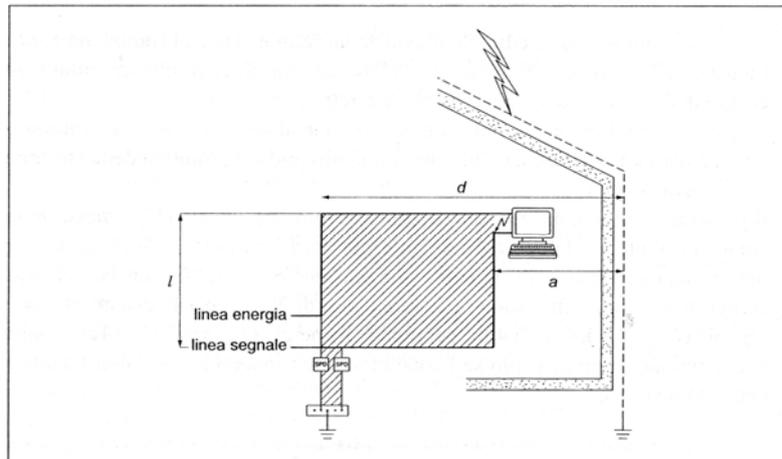


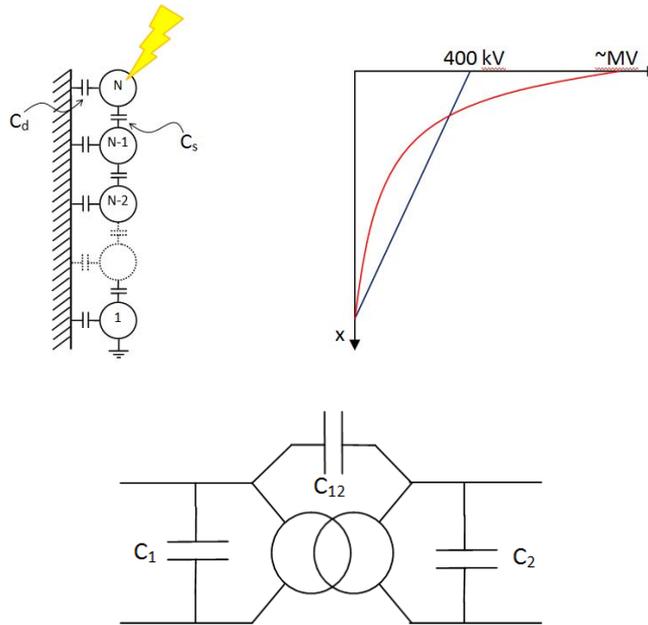
Figura 17 - La corrente di fulmine che fluisce lungo la calata induce una sovratensione ai capi del computer per accoppiamento induttivo di tipo M (mutua induttanza).

Per ovviare ai problemi di accoppiamento induttivo si può:

- Disporre opportunamente gli apparecchi interni in relazione alla configurazione dell'LPS (lightning protection system, gabbia dell'edificio)
- Schermatura dei cavi interni
- Collegamenti equipotenziali (a stella o a maglia)
- Collegamenti al dispersore di terra

### 1.2.6. Propagazione delle sovratensioni attraverso i trasformatori

Si vuole studiare come si trasferisce una sovratensione attraverso il trasformatore MT/BT? La propagazione avviene per accoppiamento induttivo, resistivo e capacitivo.



La sovratensione a valle per **accoppiamento capacitivo** è pari a (partitore capacitivo):

$$V_2 = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_2} V_1$$

Per ridurre le sovratensioni si possono inserire degli schermi tra primario e secondario, schermi connessi francamente a terra.

Durante i primi istanti del transitorio di sovratensione sono i legami capacitivi a prevalere. Per ridurre le sovratensioni si inseriscono degli schermi elettrostatici tra gli avvolgimenti. Questo schermo è connesso a terra, in modo che le correnti indotte sullo schermo vengano drenate direttamente a terra, rendendo praticamente nullo l'accoppiamento tra gli avvolgimenti.

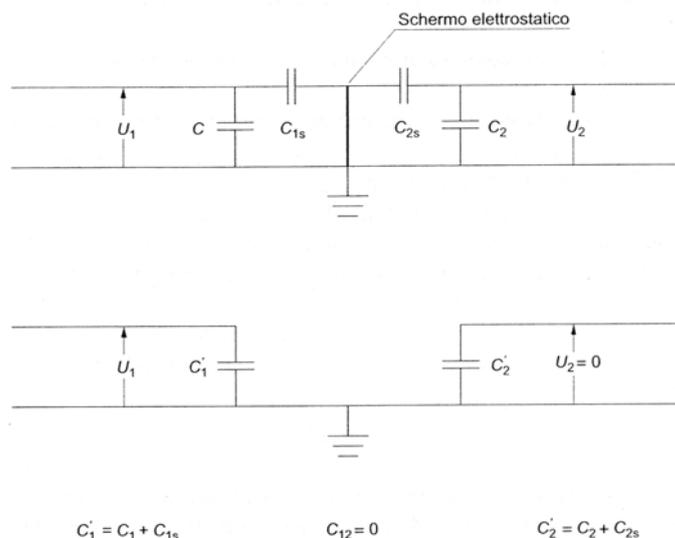


Figura 18 - uno schermo metalli, collegato a terra, ed installato tra gli avvolgimenti di un trasformatore impedisce il trasferimento delle sovratensioni di modo comune per via capacitiva.

Nella realtà, però, questi schermi non sono messi direttamente a terra, ma sono a terra tramite collegamenti che possono raggiungere anche vari metri di lunghezza (ovvero il riferimento di terra del trasformatore è collegato al nodo equipotenziale attraverso dei collegamenti lunghi). Il circuito che si viene a creare è quindi mediato attraverso una induttanza introdotta dai collegamenti:

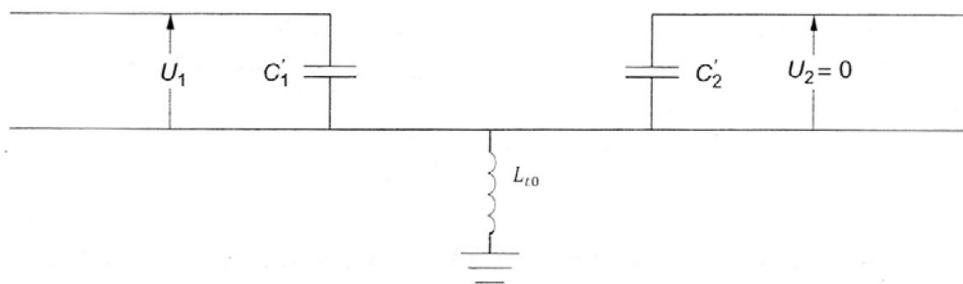


Figura 19 - Induttanza di collegamento fra lo schermo del trasformatore e terra.

$C'_1$  e  $C'_2$  sono il parallelo delle capacità trasversali MT e BT con le capacità tra avvolgimenti e schermo. Questo fenomeno dà luogo a dei fenomeni oscillatori per cui l'onda in uscita presenta un andamento tipo:



Figura 20 - Comportamento di un trasformatore schermato in presenza di una eccessiva induttanza di collegamento dello schermo verso terra.

Le sovratensioni di modo comune in un trasformatore si possono trasferire anche per **accoppiamento resistivo**.

Consideriamo un trasformatore MT/BT tipo Dyn con neutro a terra tramite impedenza  $Z_t$ . Sul primario D del trasformatore è posto un SPD (surge protection device) che drena a terra una corrente  $I$  che manda in tensione  $U = Z_t I$  il neutro del trasformatore che si porta quindi al potenziale di terra. Questa sovratensione si può propagare lungo il lato BT ed arrivare ad un utilizzatore (che è connesso a terra tramite una resistenza diversa, in generale più grande, della resistenza di terra del trasformatore). Questo tipo di sovratensione è dovuto all'accoppiamento resistivo, ed è legato alle caratteristiche del dispersore di terra.

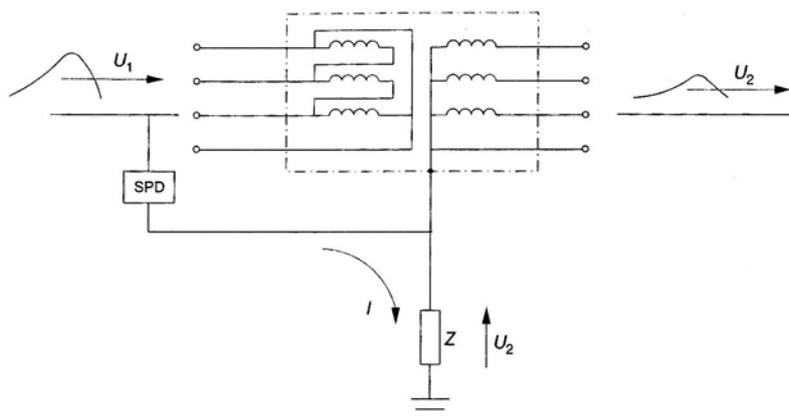


Figura 21 - L'intervento dell'SPD sul primario del trasformatore (o il cedimento dell'isolamento in assenza dell'SPD) implica il trasferimento sul secondario di una sovratensione di modo comune pari alla tensione totale di terra  $U_2$ .

Se, invece, il sistema è di tipo TN, la sovratensione si trasferisce sia sulla fase BT sia sul PE, quindi entrambi i conduttori si trovano equipotenziali e l'apparecchio non sollecitato da alcuna tensione differenziale (tra fase e massa):

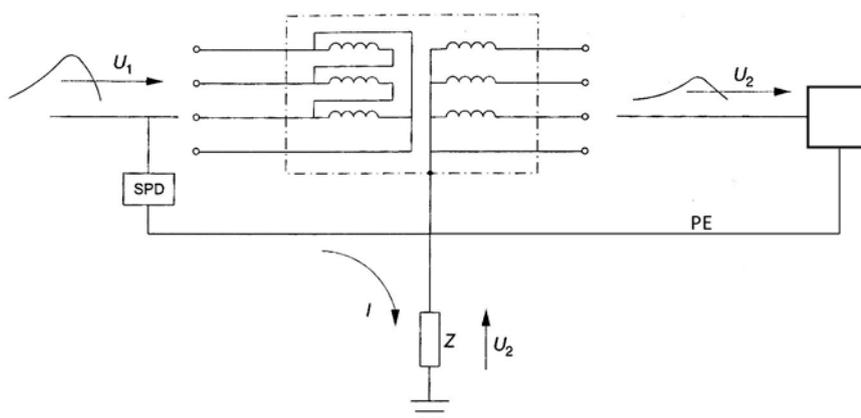


Figura 22 - In un sistema TN, l'apparecchio non è sollecitato da nessuna tensione tra fase e massa.

Le **sovratensioni differenziali** (ovvero tra le fasi) si trasferiscono al secondario del trasformatore per **accoppiamento induttivo**.

## 1.3. Sovratensioni sostenute e di manovra

---

### 1.3.1. Sistemi in AT

---

#### 1.3.1.1. Guasto in linea

Nei sistemi con il neutro direttamente a terra, le sovratensioni per guasto sono solitamente di entità modesta. Le tensioni di fase massime  $E_{max}$  raggiunte sulle fasi non affette da guasto non superano, in genere,  $2,1 p. u.$  per il guasto in linea e  $1,5 p. u.$  per il guasto in sbarra.

Non si adottano particolari provvedimenti per controllare le sovratensioni conseguenti al guasto in linea.

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di  $Hz$  a diverse decine di  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni sostenute e a fronte lento.

#### 1.3.1.2. Eliminazione del guasto in linea

L'eliminazione del guasto in linea avviene in alcuni periodi (a frequenza nominale) o al massimo in un decina di periodi in caso di malfunzionamento dell'interruttore.

Le tensioni di fase massime  $E_{max}$  raggiunte non superano in genere  $2 p. u.$

Non si adottano particolari provvedimenti per controllare le sovratensioni conseguenti all'eliminazione del guasto in linea.

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di  $Hz$  a diversi  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni sostenute e a fronte lento.

#### 1.3.1.3. Energizzazione di linea

La manovra di energizzazione si distingue da quella di richiusura in quanto si presuppone che all'atto della manovra la linea sia scarica. Le linee si scaricano in vari modi:

- attraverso i trasformatori di tensione TV induttivi;
- attraverso la messa a terra temporanea della linea;
- rimanendo aperta per un lungo tempo.

La severità del transitorio dipende da:

- potenza di cortocircuito nel nodo di messa in tensione;
- configurazione della rete a monte al momento della manovra;
- lunghezza della linea;
- presenza di reattanze shunt;
- tipo di interruttore (dotato o meno di contatti ausiliari con resistenze di preinserzione);
- non contemporaneità della chiusura degli interruttori sulle tre fasi.

Se la linea da mettere in tensione corre per certi tratti in parallelo ad altre linee in tensione (linea a doppia terna), la linea potrebbe non essere scarica e durante il transitorio elettromagnetico e i picchi massimi di sovratensione all'estremità aperta della linea possono raggiungere valori molto elevati, anche superiore a  $2,5 p.u.$

Per controllare questo tipo di sovratensioni vengono adottati vari provvedimenti:

- adozione degli interruttori con resistenze di preinserzione ( $R \cong 400 \Omega$  con tempo di inserzione di  $10 ms$ ); questi riducono il valore di picco della sovratensione e smorzano le componenti a frequenza più elevata;
- chiusura sincronizzata dei poli dell'interruttore;
- installazione di reattanze shunt: questi riducendo i valori di tensione di regime, riducono anche le sovratensioni transitorie;
- installazione degli scaricatori di sovratensione alle estremità di linea.

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di  $Hz$  a diversi  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni a fronte lento.

#### 1.3.1.4. Richiusura monofase di linea

Tipici guasti transitori che si verificano nelle linee aeree sono quelli provocati da sovratensioni di origine atmosferica.

La maggior parte dei guasti nelle linee aeree sono di tipo monofase e di natura transitoria, perciò l'arco elettrico in aria si può estinguere interrompendo la corrente di guasto mediante l'apertura dei poli della fase guasta degli interruttori alle estremità della linea. La richiusura rapida limita il disservizio all'utenza ed evita di cadere in condizioni critiche per la stabilità del sistema. In realtà aprendo la fase interessata dal guasto, essa continua ad essere alimentata dalle altre fasi per accoppiamento capacitivo ed induttivo. L'arco dunque continua ad essere alimentato e dà luogo ad arco secondario, che risulta percorso da una corrente inferiore alla corrente di guasto. Se l'arco non si estingue o il guasto non è di natura transitoria, si ha una nuova apertura definitiva e trifase. Poiché la richiusura degli interruttori agli estremi della linea non è simultanea il (primo interruttore che apre è anche il primo a richiudere), quando un estremo della linea inizia a chiudere mentre l'altra estremità è ancora aperta, si genera un transitorio elettromagnetico significativo. Il tempo che intercorre tra l'apertura di un polo e la successiva richiusura viene chiamato tempo morto ( $0,3 s < t < \sim s$ ).

I picchi massimi di sovratensione all'estremità aperta della fase in richiusura raggiungono valori leggermente inferiori a quelli della manovra di energizzazione: al massimo si raggiunge un valore di  $2,4 p.u.$

I fattori che determinano la severità di queste sovratensioni e i metodi adottati per ridurle sono gli stessi utilizzate per l'energizzazione di una linea.

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di  $Hz$  a diversi  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni a fronte lento.

### 1.3.1.5. Richiusura trifase di linea

Per la richiusura trifase s'intende l'apertura di entrambi gli interruttori agli estremi della linea in seguito ad un guasto e la successiva richiusura in tempi brevi per rimettere in servizio la linea. Se la richiusura avviene su un guasto permanente, si ha l'apertura permanente definitiva. Poiché la richiusura degli interruttori agli estremi della linea non è simultanea (il primo interruttore che apre è anche il primo a richiudere), quando un estremo della linea inizia a chiudere mentre l'altra estremità è ancora aperta, si genera un transitorio elettromagnetico significativo.

I picchi massimi di sovratensione all'estremità aperta raggiungono in molti casi valori più elevati di quelli generati dalle manovre di energizzazione e di richiusura monofase.

I fattori che determinano la severità di queste sovratensioni e i metodi adottati per ridurle sono gli stessi utilizzati per energizzazione di una linea.

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di *Hz* a diversi *kHz*.

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni a fronte lento.

### 1.3.1.6. Perdita di carico

La perdita di carico determina una sovratensione dovuta all'apertura dell'interruttore mentre circola una corrente in linea; maggiore è la corrente tanto più severo è il transitorio che ne consegue. L'apertura dell'interruttore può essere una conseguenza di un guasto o in linea in oggetto o in una sbarra o in una linea prossima alla linea in oggetto. Nei sistemi magliati, essendo presenti diverse vie per la chiusura del flusso di potenza, l'apertura di una linea non provoca un transitorio significativo. L'apertura dell'interruttore di linea è spesso seguita in tempi brevi dall'apertura dell'interruttore all'altra estremità della linea. Durante il tempo morto della richiusura, in caso di linee compensate con reattanze shunt, quando la linea viene aperta alla seconda estremità, le cariche libere provocano nel drenaggio a terra oscillazioni libere leggermente smorzate tra induttanza dei reattori e capacità di linea. Infine la linea viene de-energizzata al fine di evitare l'innalzamento dei livelli di tensione, a frequenza nominale, specie all'estremo aperto per effetto Ferranti.

Nei sistemi poco magliati l'apertura della linea provoca un transitorio che può essere critico, non tanto per il valore massimo della sovratensione, che è inferiore a quello tipico dell'energizzazione o delle richiusure ( $1,6 \div 1,7 p. u.$ ), ma per la durata della stessa.

I provvedimenti per la limitazione di questo tipo di sovratensioni risultano spesso molto onerosi. Tra questi provvedimenti ci sono:

- adozione di reattanze shunt;
- adozione dei trasformatori con opportune caratteristiche dell'impedenza di magnetizzazione (pendenza del tratto saturo);
- adozione di un sistema di protezioni con interblocchi tra gli interruttori ai due estremi di linea, in modo da aprire l'estremo più favorevole;
- adozione dei configurazioni di rete particolari.

La banda di frequenze caratteristiche va da un decimo di  $Hz$  a diversi  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificate come sovratensioni sostenute.

Le sovratensioni sostenute sono fortemente influenzate dalla dinamica delle macchine sincrone e dalla loro regolazione (sia di velocità che di tensione); anche dalla caratteristica di saturazione dell'impedenza magnetizzante dei trasformatori. Queste sollecitazioni possono essere estremamente pericolose per i componenti, in particolare per gli scaricatori.

#### **1.3.1.7. Energizzazione di trasformatore**

Il transitorio elettromagnetico conseguente alla messa in tensione di un trasformatore o di un autotrasformatore, da origini a sovratensioni sostenute. La caratteristica di saturazione dell'impedenza magnetizzante, sia del trasformatore, che degli altri presenti nel sistema e vicini a quello in manovra, influenza fortemente il transitorio, che è particolarmente non lineare.

La de-energizzazione del trasformatore lascia un flusso residuo nel nucleo diverso da zero; in certi casi questo flusso raggiunge valori dell'ordine di  $70 \div 80\%$  del valore di picco nominale. Il flusso residuo è determinato soprattutto dalle caratteristiche costruttive del trasformatore e dalla sequenza di apertura dei poli dell'interruttore. Il transitorio di energizzazione del trasformatore dipende fondamentalmente dalla relazione tra l'angolo della tensione a monte dell'interruttore all'istante della chiusura e il flusso residuo.

Questi tipi di transitori sono caratterizzati, oltre alle elevate sovratensioni sostenute, anche da correnti di inserzione con un andamento fortemente asimmetrico. I picchi massimi di questa corrente possono raggiungere valori molto elevati ( $\frac{I_{cc}}{5} \div \frac{I_{cc}}{4}$ ); tali valori dipendono dalla potenza di cortocircuito della rete a monte e dalla reattanza in aria del trasformatore.

Valori di sovratensione massime per messa in tensione di un trasformatore in presenza di scaricatori di sovratensione nelle immediate vicinanze del trasformatore sono dell'ordine di  $1,7 p.u.$ . Se il trasformatore non è protetto da scaricatori tali valori possono raggiungere anche  $2,1 p.u.$ . La messa in tensione di una linea terminata su un trasformatore a vuoto può provocare sovratensioni sostenute che raggiungono  $2,5 p.u.$

Nella pratica corrente non vengono adottati mezzi per far sì che tale flusso risulti limitato, così come non si utilizzano mezzi per far sì che gli istanti di chiusura dei poli dell'interruttore siano tali da minimizzare l'entità del fenomeno (chiusura sincronizzata), nonostante la loro fattibilità.

La banda di frequenze caratteristiche va da un decimo di  $Hz$  a diversi  $kHz$ .

Queste sovratensioni vengono classificati come sovratensioni sostenute.

#### **1.3.1.8. Apertura di correnti magnetizzanti**

L'apertura di correnti magnetizzanti in reti di AT può dar origine a transitori significativi a causa del comportamento dell'interruttore che in queste particolari condizioni operative si discosta

notevolmente da quello di un interruttore ideale. Le cause di questo comportamento anomalo sono:

- il potere nominale di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito della stazione in cui l'interruttore stesso è installato (il valore simmetrico della corrente di cortocircuito nelle reti di AT può superare anche i 50 kA);
- l'azione del mezzo estinguente è totalmente (interruttori ad aria compressa) o parzialmente (interruttori in SF<sub>6</sub>) indipendente dal valore della corrente da interrompere. Poiché le correnti magnetizzanti sono di 2 o 4 ordini di grandezza inferiori alla massima corrente interrompibile da un interruttore, esso tende a strappare l'arco. In seguito allo strappamento dell'arco, nel circuito magnetico manovrato (lato valle dell'interruttore) resta immagazzinata una certa quantità di energia. Questa energia origina un'oscillazione tra l'induttanza magnetizzante e le capacità a valle dell'interruttore nello stallo dell'unità manovrata. Dati alti valori dell'impedenza magnetizzante e bassi valori delle capacità, il circuito ha un elevato valore dell'impedenza caratteristica, per cui ampiezza delle oscillazioni può essere molto elevato.

Nel caso delle reattanze shunt, oscillazione avviene a una frequenza di qualche kHz con una durata di qualche decina di ms. nella caso di trasformatori a vuoto l'oscillazione avviene a una frequenza di alcune centinaia di Hz con una durata di pochi ms.

- Poiché la corrente magnetizzante viene interrotta in prossimità dello zero ed è sfasata di circa 90° rispetto alla tensione, all'inizio dell'oscillazione la tensione lato monte dell'interruttore è prossima al suo valore di picco; mentre il valor medio dell'oscillazione lato valle è zero in quanto ad oscillazione esaurita il circuito è de-energizzato. La tensione transitoria di ritorno TTR dell'interruttore raggiunge quindi un valore di picco elevato con un valore della derivata elevata. La TTR può facilmente superare la tenuta dielettrica tra i contatti e causare una riaccensione; questa è in effetti una chiusura elettrica, a cui può seguire una nuova interruzione e così via. La manovra è spesso caratterizzata da un treno di riaccensioni che si esaurisce quando i contatti sono sufficientemente separati.

Ovviamente, maggiore è la corrente strappata, più alti sono i valori di picco della TTR e della sua derivata, e di conseguenza l'ampiezza e il numero delle eventuali riaccensioni.

L'andamento complessivo del fenomeno dipende molto dal tipo di circuito magnetico manovrato e in particolare si possono distinguere tre casi:

- **apertura di trasformatore a vuoto:**

il trasformatore è caratterizzato da una piccola corrente magnetizzante (notevolmente inferiore a quella di una reattanza shunt) in quanto il suo nucleo è poco traferrato. Di

contro i trasformatori hanno elevate perdite associate al nucleo in modo da attenuare più rapidamente le oscillazioni.

Essendo piccole le correnti magnetizzanti di un trasformatore a vuoto, esse ricadono all'interno del campo di correnti critiche degli interruttori, entro il quale i fenomeni di strappamento delle correnti sono esaltati. La manovra di apertura senza dispositivi di limitazione darebbe luogo facilmente a sovratensioni superiori alla tenuta dielettrica del trasformatore, con il rischio inaccettabile di danneggiamenti gravi. Questi sono sempre protetti ai terminali per mezzo di scaricatori.

Dal momento che l'energia magnetica trasformata in elettrostatica è soltanto quella ceduta dal ciclo di isteresi (40% di quella totale) la sovratensione per strappamento è data da:

$$V = I_0 \sqrt{\frac{0,4L}{C}} \quad \left( \text{deriva da } \frac{1}{2} 0,4LI^2 = \frac{1}{2} CV^2 \right)$$

Per esempio consideriamo una  $I_0 = 9A$ , un trasformatore di induttanza  $L = \frac{V}{\omega I_m} = 117 H$  e capacità  $C = 7 nF$ . Con questi dati la sovratensione sarebbe di  $736 kV \approx 3,3 p.u.$

- **apertura di reattanza shunt:**

la reattanza shunt è caratterizzata da una corrente magnetizzante abbastanza elevata (notevolmente superiore a quella di un trasformatore) in quanto il suo nucleo è molto traferrato. Infatti essi devono avere alte correnti magnetizzanti per assolvere la propria funzione, ma allo stesso tempo devono limitare il contenuto armonico e conseguentemente le non linearità. Di contro le reattanze shunt hanno basse perdite associate al nucleo.

Nonostante le correnti nominali delle reattanza shunt sono abbastanza elevate, ricadono comunque all'interno del campo di correnti critiche degli interruttori, entro il quale i fenomeni di strappamento delle correnti sono esaltati. La manovra di apertura senza dispositivi di limitazione darebbe luogo facilmente a sovratensioni superiori alla tenuta dielettrica del reattore, con il rischio inaccettabile di danneggiamenti gravi. Questi sono sempre protetti ai terminali per mezzo di scaricatori. In alcuni casi vengono utilizzati interruttori con resistenze ausiliarie in apertura per diminuire all'origine l'ampiezza delle oscillazioni.

La frequenza di oscillazione è maggiore in una reattanza shunt, perché l'induttanza è inferiore. Consideriamo una corrente nominale di  $I_0 = 228 A$ , e di strappare una corrente di  $I_{0L} = 50 A$ . L'induttanza è  $3,1 H$  e la capacità  $C = 7 nF$  si ha una sovratensione di  $V = 1050 kV$ . Per tener conto che il  $di/dt$  è inferiore, però, questo valore per le reattanze shunt deve essere pari a:

$$V = kI_0 \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Con  $k$  pari a (per le reattanze)  $\sim 0,8$ . Quindi il valore di sovratensione effettivo dovrebbe essere pari a  $V = 840 \text{ kV}$ .

- **apertura di trasformatore con reattanze shunt sul terziario:**

il trasformatore con una reattanza shunt collegata al terziario si trova in una posizione intermedia tra i due casi precedenti. Infatti, alla sequenza diretta, il reattore sul terziario costituisce un'induttanza lineare (o quasi) di basso valore, in parallelo all'induttanza magnetizzante, saturabile e di valore molto più elevato del trasformatore. Le oscillazioni sono molto simili a quelle di un reattore shunt senza trasformatore con un costante di tempo più piccola dovuta alla presenza del trasformatore.

Sovratensioni per apertura di correnti magnetizzanti possono raggiungere valori di  $2,8 \text{ p. u.}$

I provvedimenti adottati per la limitazione di questo tipo di sovratensioni risultano:

- adozione degli interruttori con resistenze ausiliarie in apertura per diminuire all'origine l'ampiezza delle oscillazioni;
- installazione degli scaricatori di sovratensione alle estremità di linea.

Queste sovratensioni vengono classificati come sovratensioni a fronte lenta.

#### **1.3.1.9. Risonanza e ferrorisonanza**

Questo tipo di sovratensione si possono manifestare o a seguito di cambiamenti repentini della configurazione della rete in cui si manifestano condizioni di risonanza/ferrorisonanza, o a seguito di una manovra dell'interruttore di una linea chiusa su un trasformatore.

Interazione tra elementi capacitivi ed elementi induttivi di una rete possono dare origine a condizioni di risonanza o di ferrorisonanza nel caso in cui gli elementi induttivi non siano lineari nella magnetizzazione (trasformatori).

Per evitare l'insorgere di queste sovratensioni vengono effettuati studi di rete in modo da evitare particolari configurazioni o determinate manovre.

I valori massimi raggiunti da queste sono inferiori a  $3 \text{ p. u.}$

Queste sovratensioni vengono classificati come sovratensioni sostenute.

#### **1.3.1.10. Manovra di sezionatore (in aria)**

I sezionatori sono componenti atti ad interrompere correnti di ampiezza molto ridotta ( $<1 \text{ A}$ ). nelle stazioni, i sezionatori interrompono la corrente capacitiva di tratti di sbarra o di montante. Le capacità complessive del circuito a valle del sezionatore in manovra sono dell'ordine del nF. I sezionatori in posizione critica sono quelli che manovrano tratti di sbarra relativamente lunghi e con componenti connessi tali per cui il valore di capacità del circuito a valle risulti relativamente elevato.

Il transitorio consiste in una sequenza di riadesamenti dell'arco tra i contatti, sia durante la manovra di apertura che durante la manovra di richiusura. In chiusura il circuito a valle è generalmente non energizzata. Quando la distanza tra i contatti diminuisce al punto da superare la rigidità dielettrica dell'aria, si adescano l'arco tra i contatti stessi che provocano un transitorio elettromagnetico. Durante la manovra del sezionatore si verificano parecchi di questi riadesamenti. La tensione tra i contatti è la differenza tra la tensione di fase della sbarra aperta a valle e la tensione a monte che è imposta dal circuito che alimenta la sbarra (montante di generazione)

La banda di frequenze caratteristiche va da una decina di kHz a una decina di MHz.

Queste sovratensioni vengono classificati come sovratensioni a fronte veloce.

	$E_{max}$	$\Delta f$	Provvedimenti adottate	Classificazione della sovratensione
<b>Guasto in linea</b>	$\leq 2,1 p.u.$ (guasto in linea) $\leq 1,5 p.u.$ (guasto in sbarra)	$n10 Hz$ $\div n10 kHz$	Nessuno	sostenuta e a fronte lento
<b>Eliminazione del guasto in linea</b>	$\leq 2 p.u.$	$n10 Hz$ $\div n10 kHz$	Nessuno	sostenuta e a fronte lento
<b>Energizzazione di linea</b>	$\geq 2,5 p.u.$ (linea parallela ad un'altra linea in tensione)	$n10 Hz$ $\div n10 kHz$	adozione degli interruttori con resistenze di preinserzione; chiusura sincronizzata dei poli dell'interruttore; installazione di reattanze shunt; installazione degli scaricatori di sovratensione alle estremità di linea.	a fronte lento
<b>Richiusura monofase di linea</b>	$\leq 2,4 p.u.$ (minore alle sovratensioni generate dalle manovre di energizzazione)	$n10 Hz$ $\div n10 kHz$	[gli stessi metodi utilizzati per energizzazione di linea]	a fronte lento
<b>Richiusura trifase di linea</b>	(maggiore alle sovratensioni generate dalle manovre di energizzazione e di richiusura monofase)	$n10 Hz$ $\div n10 kHz$	[gli stessi metodi utilizzati per energizzazione di linea]	a fronte lento

<b>Perdita di carico</b>	1,6 ÷ 1,7 p. u.	$n10^{-1} Hz$ ÷ $n10 kHz$	adozione di reattanze shunt; adozione dei trasformatori con opportune caratteristiche dell'impedenza di magnetizzazione (pendenza del tratto saturo); adozione di un sistema di protezioni con interblocchi tra gli interruttori ai due estremi di linea; adozione dei configurazioni di rete particolari.	sostenute
<b>Energizzazione di trasformatore</b>	1,7 p. u. (trasformatore protetto da scaricatori) 2,1 p. u. (trasformatore non protetto da scaricatori) 2,5 p. u. (linea terminata su un trasformatore a vuoto)	$n10^{-1} Hz$ ÷ $n10 kHz$	Nessuno	sostenuta
<b>Apertura di correnti magnetizzanti</b>	2,8 p. u.	–	adozione degli interruttori con resistenze ausiliarie in apertura per diminuire all'origine l'ampiezza delle oscillazioni; installazione degli scaricatori di sovratensione alle estremità di linea.	a fronte lento
<b>Risonanza e ferrorisonanza</b>	$\leq 3 p. u.$	–	Evitare alcuni configurazioni di rete o determinate manovre.	sostenuta
<b>Manovra di sezionatore (in aria)</b>				

## 1.4. Protezione dalle sovratensioni

---

Riepilogo delle protezioni contro il campo elettromagnetico impulsivo di fulmine (IEC 61312-1-2-3-4-5):

- Schermature di cavi, locali, apparecchiature;
- Disposizione dei circuiti e apparecchiature, collegamenti equipotenziali;
- Utilizzo razionale e coordinato degli SPD;

### 1.4.1. Protezione delle linee attraverso le funi di guardia

Il modello più affermato per lo studio della protezione delle linee attraverso le funi di guardia è il cosiddetto **modello elettrogeometrico di Eriksson** (o **EGM**, Electro Geometric Model). Secondo tale modello, è possibile associare ai conduttori un raggio di “attrazione” del fulmine. Se il leader del fulmine tocca o penetra nell’area dei cerchi descritti da tali raggi, allora il fulmine è destinato a colpire il conduttore.

Si consideri, ad esempio, un sostegno a terra. Il leader del fulmine inizia a scendere e, ad un certo punto, superata la distanza critica dalla punta del traliccio chiamata **distanza di scarica**, colpisce il traliccio. Secondo l’EGM il raggio di scarica  $r_s$  dipende dall’intensità di campo elettrico che si trova in cima al sostegno, ovvero  $r_s = f(q, h) = f(I, h)$ , con  $q$  carica portata a terra dal fulmine e  $h$  altezza del sostegno (in metri);  $I$  è la corrente di fulmine (in kA). Attraverso l’interpolazione di dati sperimentale si è giunti alla formula:

$$r_s(I) = 0,84 \cdot h^{0,6} \cdot I^{0,74} \quad [m] \quad (\text{sostegni})$$

Dato che la corrente di fulmine segue una distribuzione statistica, anche alla distanza di scarica può venire associata ad una distribuzione statistica. Per ogni struttura, è possibile definire un arco di cerchio tale che tutti i fulmini che raggiungano l’arco cadano sui sostegni. Per quanto riguarda i conduttori di linea, la distanza di scarica ha una forma simile, ma con coefficienti diversi:

$$r_c(I) = 0,67 \cdot y^{0,6} \cdot I^{0,74} \quad [m] \quad (\text{conduttori})$$

Dove  $y$  è, stavolta, l’altezza del generico conduttore dal suolo. Sia, d’ora in avanti,  $r_s$  il raggio di attrazione della fune di guardia di altezza  $h$  dal suolo, e  $r_c$  il raggio di attrazione di una fase di altezza  $y$  dal terreno.

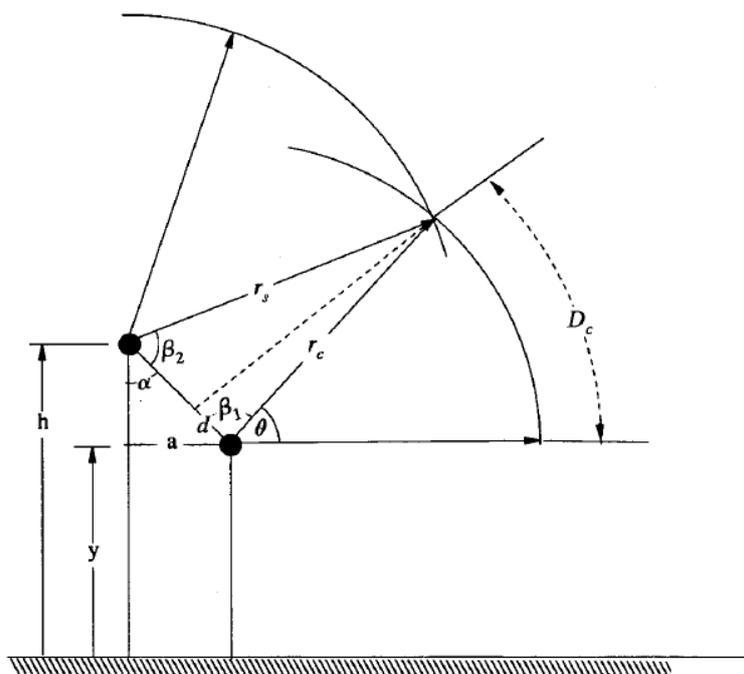


Figura 23 - Modello elettrogeometrico di Eriksson.

Come si può dedurre dalla figura, il modello non contempla fulmini ascendenti: se un leader discendente non incontra l'arco descritto da  $r_c$ , allora cadrà al suolo. Ciò non è sempre vero, tuttavia modelli più complessi (che tengano conto di questo e altri fenomeni, come l'angolo di incidenza del fulmine) non possono essere trattati analiticamente e richiedono un approccio di tipo numerico. L'arco di cerchio  $D_c$  rappresenta la zona scoperta dalla protezione delle funi di guardia. Analiticamente si ha:

$$D_c(I) = r_c(I) \cdot \theta$$

Ovvero

$$D_c(I) = r_c(I) \cdot \left( \alpha - \beta_1 + \frac{\pi}{2} \right)$$

Dove  $\beta_1 = \arccos\left(\frac{d}{r_c}\right)$ .

È possibile quindi valutare lo SFR e lo SFFOR (vedi §2.2.5.2.) come:

$$SFR = 2N_t L \int_{I_{min}}^{I_{max}} D_c(I) \cdot f(I) dI$$

$$SFFOR = 2N_t L \int_{I_{critico}}^{I_{max}} D_c(I) \cdot f(I) dI$$

Lo SFFOR è perfettamente determinato una volta noto il valore di corrente critica per cui la linea scarica. Si consideri un elettrodotto colpito da un fulmine di corrente  $I_f$ . Dal punto in cui il fulmine colpisce la linea si propagano due onde di sovratensione di intensità pari a:

$$V = Z_o \frac{I_f}{2}$$

Dove  $Z_o$  è l'impedenza d'onda della fune di guardia. Se tale  $V$  è superiore alla  $V_{50\%}$  degli isolatori di linea, allora si ha la scarica. Definito dunque il valore di  $V_{50\%}$  degli isolatori della linea, la corrente critica di scarica  $I_c$  è pari a:

$$I_c = \frac{2 \cdot V_{50\%}}{Z_o}$$

L'esperienza di esercizio ha dimostrato che, tanto più piccolo è l'angolo di protezione  $\alpha$ , tanto più elevata è l'efficacia della schermatura. In pratica, con angoli di  $10^\circ \div 20^\circ$ , la schermatura è quasi perfetta (98 ÷ 99%). Con angoli superiori a  $30^\circ \div 35^\circ$ , l'efficacia diventa modesta. Nelle linee (AT e AAT) che hanno i conduttori disposti in un piano e schermati con due funi di guardia, le due fasi esterne sono efficacemente schermate con gli angoli di protezione indicati prima, mentre la fase centrale risulta efficacemente schermata con angoli di protezione di circa  $45^\circ$ . Le funi devono essere posizionate ad un'altezza adeguata sopra i conduttori per assicurare, oltre un basso valore di  $\alpha$ , anche una sufficiente distanza di isolamento tra le funi (a terra) ed i conduttori (in tensione) in tutte le condizioni atmosferiche e di esercizio.

In definitiva, l'efficacia della schermatura dipende da numerosi parametri:

- disposizione geometrica dei conduttori e delle funi;
- intensità della corrente di fulmine;
- l'altezza effettiva dei sostegni (variabile lungo la linea);
- l'orografia del terreno e la presenza di foreste ai lati della linea.

### 1.4.1.1. Schermatura perfetta delle funi di guardia

Si vogliono calcolare, ora, le condizioni geometriche per cui si può ottenere una schermatura perfetta dei conduttori di una linea aerea. Dato un certo valore di corrente di fulmine, si vuole cioè calcolare la perfetta distanza orizzontale  $a_p$  e l'angolo di schermatura perfetto  $\alpha_p$ . Si consideri a tal fine la seguente figura, in cui l'arco descritto dal raggio di scarica della fune di guardia copre completamente l'arco descritto dal raggio di scarica del conduttore:

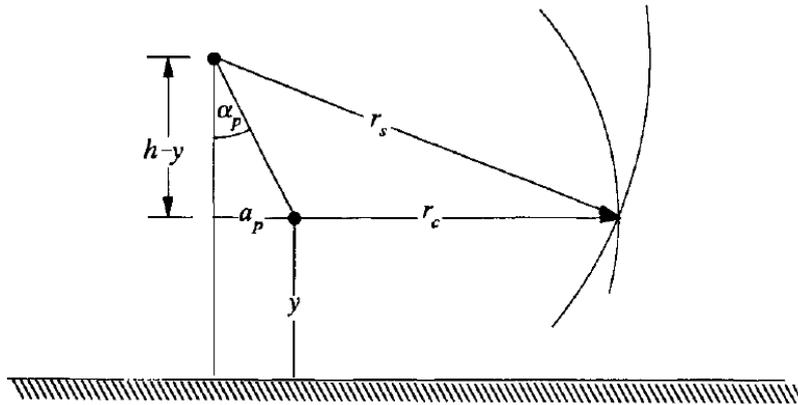


Figura 24 - Angolo di schermatura perfetto secondo il modello elettrogeometrico di Eriksson.

$$\alpha_p = \arctan\left(\frac{a_p}{h-y}\right)$$

Supponendo una corrente di fulmine  $I_f = 3 \text{ kA}$ , ovvero il valore minimo di corrente della distribuzione delle correnti di fulmine, le espressioni di raggio di scarica della fune di guardia e del conduttore diventano rispettivamente  $r_s = 1,894 h^{0,6}$  e  $r_c = 1,511 y^{0,6}$ . Affinché la condizione in figura sia rispettata si ha che (t. Pitagora):

$$\begin{aligned} r_s^2 &= (a_p + r_c)^2 + (h-y)^2 \\ a_p^2 + 2 a_p r_c + r_c^2 - r_s^2 + (h-y)^2 &= 0 \\ a_p &= \frac{-2 r_c \pm \sqrt{4 r_c^2 - 4[r_c^2 - r_s^2 + (h-y)^2]}}{2} \end{aligned}$$

Considerando solo la radice positiva si ha:

$$a_p = -r_c + \sqrt{r_s^2 - (h-y)^2} = -(1,511 y^{0,6}) + \sqrt{(1,894 h^{0,6})^2 - (h-y)^2}$$

E quindi l'angolo di schermatura perfetta è

$$\alpha_p = \arctan\left[\frac{-(1,511 y^{0,6}) + \sqrt{(1,894 h^{0,6})^2 - (h-y)^2}}{h-y}\right]$$

Che sono i valori di schermatura perfetta del sistema.

Con un calcolo analogo, data una configurazione geometrica dei conduttori di linea, dal momento che sia  $r_s$  che  $r_c$  sono funzione della corrente di fulmine  $I_f$ , esisterà una corrente critica  $I_{fc}$  oltre la quale il fulmine colpisce sempre la fune di guardia, ed al di sotto della quale la schermatura non è efficace (si ricorda, tuttavia, che a correnti di fulmine modeste sono associate anche modeste sovratensioni, che possono essere sopportate dagli isolatori delle linee AAT). Esisterà, quindi, un certo raggio critico  $r_{cc}$ , relativo alla corrente massima  $I_{fM}$ , definito come

$$r_{cc} = 0,67 y^{0,6} I_{fc}^{0,74}$$

Al di sotto del quale la schermatura perde efficacia. Noto  $r_{cc}$  è possibile ricavare la  $I_{fc}$  come

$$I_{fc} = \left( \frac{r_{cc}}{0,67 y^{0,6}} \right)^{\frac{1}{0,74}}$$

Per calcolare  $r_{cc}$ , essendo  $\beta_1 = \alpha_p + \frac{\pi}{2}$  e  $r_s = \frac{0,84}{0,67} r_{cc} \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \cong r_{cc} \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6}$ , si ha (t. del coseno):

$$r_s^2 = r_{cc}^2 + \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 - 2 r_{cc} \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \cos \beta_1$$

$$\left[ r_{cc} \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 = r_{cc}^2 + \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 - 2 r_{cc} \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \cos \left( \alpha_p + \frac{\pi}{2} \right)$$

$$r_{cc}^2 \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 = r_{cc}^2 + \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 - 2 r_{cc} \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \underbrace{\sin \alpha_p}_{a_p}$$

$$\left\{ 1 - \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 \right\} r_{cc}^2 - 2 a_p r_{cc} + \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 = 0$$

Risolvendo la disequazione e tenendo in considerazione solo la radice positiva si ha,

$$r_{cc} = \frac{a_p + \sqrt{a_p^2 - \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 \left[ 1 - \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 \right]}}{\left[ 1 - \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 \right]}$$

Sostituendo la  $r_{cc}$  nell'espressione della  $I_{fM}$  si ottiene il valore della corrente di fulmine critica, oltre la quale la schermatura è perfettamente efficace:

$$I_{fM} = \left\{ \frac{a_p + \sqrt{a_p^2 - \left( \frac{h-y}{\cos \alpha_p} \right)^2 \left[ 1 - \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 \right]}}{0,67 y^{0,6} \left[ 1 - \left[ \left( \frac{h}{y} \right)^{0,6} \right]^2 \right]} \right\}^{\frac{1}{0,74}}$$

## 1.4.2. Dimensionamento delle catene di isolatori

---

Il primo passo nel progetto di una catena di isolatori per una determinata linea aerea è la stima del livello di inquinamento del luogo in cui è prevista la costruzione della linea. La valutazione di questo parametro è la parte più importante e complessa dell'intero processo di progettazione. Il parametro fondamentale che descrive le caratteristiche di inquinamento di una zona è l'SPS (Site Pollution Severity). Tale parametro viene calcolato da dati sperimentali relativi all'inquinamento di altre linee eventualmente presenti nella zona come:

$$SPS = \max\left(\frac{ESDD}{NSDD}; SES; DDGIS; DDGIN\right)$$

Dove:

- ESDD (Equivalent Salt Deposit Density,  $mg/cm^2$ ): la quantità di cloruro di sodio (NaCl) che, sciolto in acqua demineralizzata, determina la stessa conducibilità del deposito naturale rimosso da una determinata superficie di un isolatore, diviso l'area della superficie stessa.
- NSDD (Non Soluble Deposit Density,  $mg/cm^2$ ): la quantità di residui indissolubili rimossi da una determinata superficie di un isolatore, diviso l'area della superficie stessa.
- SES (Site Equivalent Salinity,  $kg/m^3$ ): la salinità di una nebbia salina di prova (IEC 60507) che offre valori di picco della corrente di dispersione di un isolatore comparabili con quelli prodotti alla stessa tensione dall'inquinamento naturale del sito.
- DDGIS (Dust Deposit Gauge Index – Soluble,  $\mu S/cm$ ): la conducibilità degli inquinanti raccolti da un rilevatore di polveri in un determinato periodo di tempo quando vengono disciolti in una certa quantità di acqua demineralizzata.
- DDDGIN (Dust Deposit Gauge Index – Non-Soluble,  $mg$ ): la massa di residui indissolubili raccolti da un rilevatore di polveri in un determinato periodo di tempo.

Nell'ottica di una standardizzazione della componentistica, la normativa introduce cinque differenti classi SPS che vanno da un livello di inquinamento lieve ad un livello elevato.

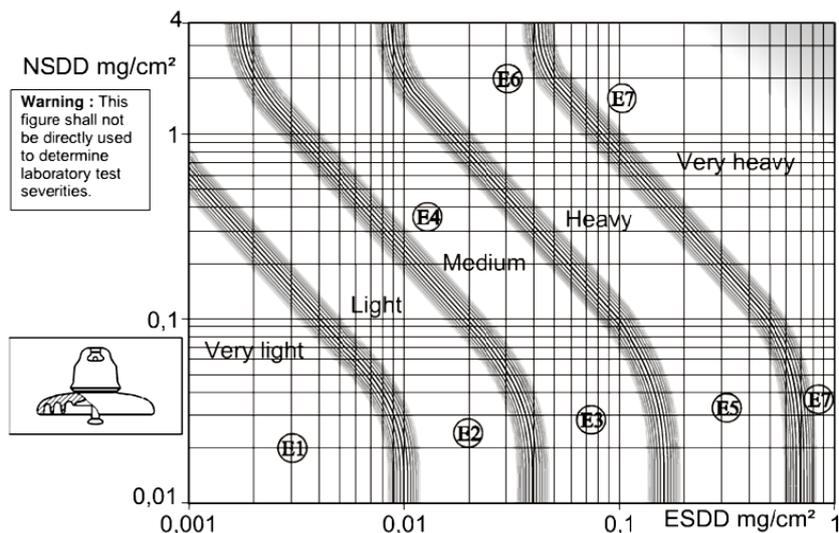


Figura 25 - Classi SPS in funzione del rapporto ESDD/NSDD.

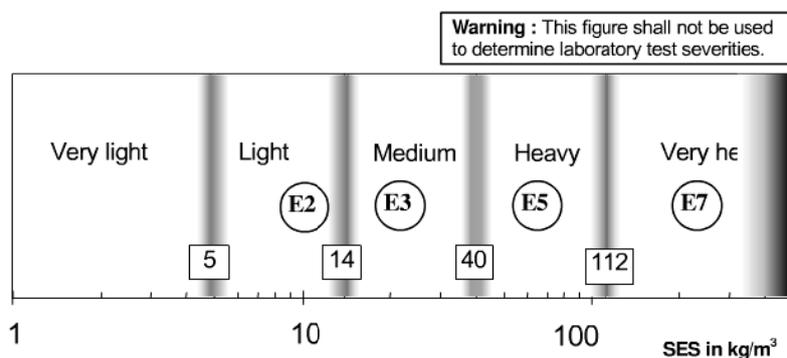


Figura 26 - Classi SPS in funzione del SES.

Directional dust deposit gauge pollution index, PI ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) (take whichever is the highest) <sup>a)</sup>		Site pollution severity class	
Average monthly value over one year	Monthly maximum over one year		
< 25	< 50	a	Very light
25 to 75	50 to 175	b	Light
76 to 200	176 to 500	c	Medium
201 to 350	501 to 850	d	Heavy
> 350	> 850	e	Very Heavy

a) If weather data for the site in question is available then the directional dust deposit gauge pollution index can be adjusted to take into account climatic influences. See annex E.

Figura 27 - Classi SPS in funzione del DDGIS/DDGIN.

Determinato il valore dell'SPS, dunque, si individua, attraverso l'ausilio di alcuni grafici sperimentali (vedi figure), la classe di riferimento equivalente:

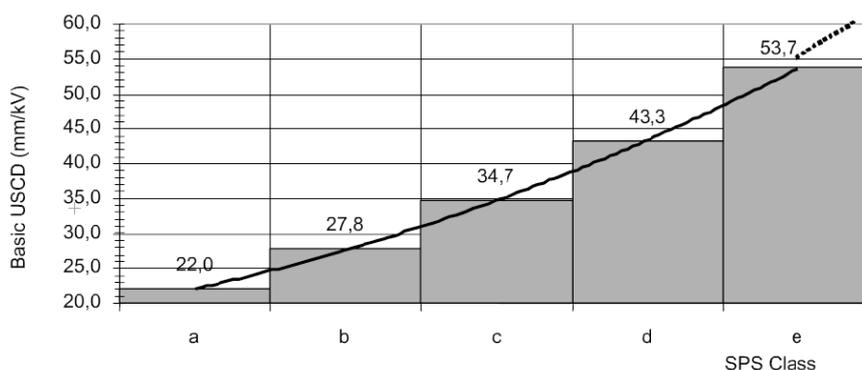
- Classe "a": inquinamento molto basso (E1);
- Classe "b": inquinamento basso (E2);
- Classe "c": inquinamento medio (E3, E4);
- Classe "d": inquinamento alto (E5, E6);
- Classe "e": inquinamento molto alto (E7).

Gli esempi riportati (E1, E2, etc...) si riferiscono alla seguente tabella di riferimento:

Example	Description of typical environments
E1	> 50 km <sup>I</sup> from any sea, desert, or open dry land > 10 km from man-made pollution sources <sup>II</sup> Within a shorter distance than mentioned above of pollution sources, but: • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E2	10-50 km <sup>I</sup> from the sea, a desert, or open dry land 5-10 km from man-made pollution sources <sup>III</sup> Within a shorter distance than E1 from pollution sources, but: • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E3	3-10 km <sup>III</sup> from the sea, a desert, or open dry land 1-5 km from man-made pollution sources <sup>II</sup> Within a shorter distance than mentioned above of pollution sources, but: • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E4	Further away from pollution sources than mentioned in E3, but: • dense fog (or drizzle) often occurs after a long (several weeks or months) dry pollution accumulation season • and/or heavy, high conductivity rain occurs • and/or there is a high NSDD level, between 5 and 10 times the ESDD
E5	Within 3 km <sup>III</sup> of the sea, a desert, or open dry land Within 1 km of man-made pollution sources <sup>II</sup>
E6	With a greater distance from pollution sources than mentioned in E5, but: • dense fog (or drizzle) often occurs after a long (several weeks or months) dry pollution accumulation season • and/or there is a high NSDD level, between 5 and 10 times the ESDD
E7	Within the same distance of pollution sources as specified for "Heavy" areas and: • directly subjected to sea-spray or dense saline fog • or directly subjected to contaminants with high conductivity, or cement type dust with high density, and with frequent wetting by fog or drizzle • Desert areas with fast accumulation of sand and salt, and regular condensation
I. During a storm, the ESDD level at such a distance from the sea may reach a much higher level. II. The presence of a major city will have an influence over a longer distance, i.e. the distance specified for sea, desert and dry land. III. Depending on the topography of the coastal area and the wind intensity.	

Qualora non si disponesse dei dati relativi alla zona di costruzione della linea, o comunque per problemi di tempi non sia possibile effettuare le rilevazioni, è possibile comunque scegliere una classe che si ritiene più appropriata per il luogo di costruzione della linea ed utilizzarla nel calcolo.

Stabilita la classe di riferimento è possibile determinare la USCD (Unified Specific Creepage Distance), valore necessario per il successivo dimensionamento della catena di isolatori, attraverso lettura diretta dal seguente grafico:



Una volta nota la USCD è sufficiente moltiplicarla per la tensione nominale massima della linea (assunta pari a 1,1 volte la tensione nominale) per ottenere la lunghezza minima della linea di fuga della catena di isolatori:

$$l_{f,tot} = USCD \cdot \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3}}$$

A questo punto bisogna scegliere il tipo di isolatore da utilizzare. In Italia si fa riferimento all'unificazione ENEL, per scegliere l'isolatore più opportuno. Per individuare il numero di elementi di cui deve essere costituita la catena è sufficiente dividere la lunghezza minima della linea di fuga calcolata, per la linea di fuga del singolo elemento isolante:

$$n = \frac{l_{f,tot}}{l_f}$$

Se il numero presenta cifre decimali, si arrotonda per eccesso. La lunghezza della catena composta da questi  $n$  isolatori si calcola moltiplicando il numero di isolatori per il passo (anch'esso indicato nei datasheet), ovvero:

$$l_c = n \cdot p$$

Per completare il dimensionamento è necessario stabilire la distanza in aria  $s$  tra le corna spinterometriche poste a guardia della catena di isolatori stessa. Tipicamente si pone:

$$\frac{l_c}{s} = 1,05 \div 1,10$$

Una volta fissata la distanza in aria  $S$  si procede alla verifica della tensione critica di scarica (CFO, Critical Flash Over), sia per sovratensioni di manovra che per sovratensioni atmosferiche.

Per quanto riguarda le sovratensioni di manovra, la normativa suggerisce l'utilizzo della formula di Gallet:

$$CFO^+ = K_g \frac{3400}{1 + \frac{s}{8}} \cdot K_W \cdot K_L \cdot K_D \quad [kV]$$

Dove:

- $K_g$ : dipende dall'altezza e dalla larghezza del sostegno.
- $K_W$ : dipende dall'inquinamento e dalle condizioni meteorologiche.
- $K_L$ : dipende da come sono disposti gli isolatori (a sono disposti in orizzontale o verticale e se si riferiscono alla fase centrale o le fasi laterali).
- $K_D$ : dipende dalla disposizione della catena (se a "V", oppure a "I").

Questa formula vale per onde con fronte fino a  $600 \mu s$ . Se il fronte è più lungo si moltiplica il risultato della CFO così calcolata per 1,1 a titolo cautelativo. Viene calcolata solo la CFO per

polarità dell'impulso positive, in quanto risultano le più critiche dal punto di vista della tenuta (hanno CFO inferiori).

Per quanto riguarda le sovratensioni atmosferiche, invece, la normativa prevede due semplici formule per il calcolo della CFO in condizioni di pioggia:

$$CFO^+ = 560 \cdot s \quad [kV]$$

$$CFO^- = 605 \cdot s \quad [kV]$$

Terminato il dimensionamento si effettua una valutazione del rischio di scarica dell'isolamento e, qualora questo sia inferiore al rischio accettabile, si reitera il procedimento modificando il numero di elementi isolanti. La normativa afferma che si ha un rischio di scarica  $R$  pari a

$$R \leq \frac{1 \text{ guasto}}{100 \text{ manovre}}$$

Se è verificata la condizione

$$V_{3\%} \geq E_{2\%}$$

Dove:

- $E_{2\%}$ : è la sovratensione di manovra che ha il 2% di probabilità di essere superata (su una distribuzione statistica di tipo gaussiano, per le sovratensioni di manovra);
- $V_{3\%}$ : è la tensione di sicura tenuta della catena di isolatori.

In base a queste definizioni la normativa individua due parametri:

- BIL: basic isolation level
- BSL: basic switching level

$V_n (kV)$	BIL (kV)	BSL (kV)
20	125	–
150	750	–
380	1425	1050

Per concludere il dimensionamento, quindi è importante che il CFO risultante sia superiore ai valori indicati nella tabella, sia per le sovratensioni di manovra, sia per quelle atmosferiche.

### 1.4.3. Protezione dei cavi da fulminazione diretta

Quando un fulmine colpisce una zona in prossimità di un cavo interrato, si determina una zona ionizzata nel terreno in cui avvengono delle scariche. Tali scariche nel terreno potrebbero investire il cavo. Di conseguenza si genererebbero delle sovratensioni nel cavo.

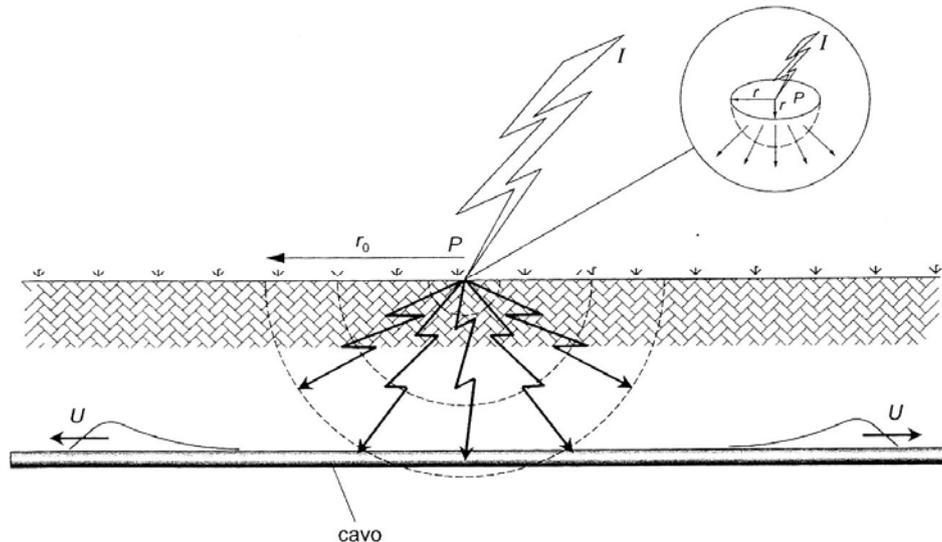


Figura 28 - Se un cavo interrato attraversa la zona del terreno ionizzato dall'intenso campo elettrico generato dalla corrente di fulmine, è come se fosse fulminato direttamente.

Se il cavo è schermato (caso tipico) la corrente di fulmine viene drenata dalla schermatura, altrimenti scorre nel conduttore stesso. Quando la schermatura è soggetta da sovratensione ci sono molte probabilità che scarichi (l'isolamento dei cavi non sopporta sovratensioni eccessive). Per ovviare a questo problema è necessario che il cavo venga posato ad una profondità in cui non avvengano scariche per effetto dei fulmini. Per determinare tale distanza dal suolo si considera una densità di corrente pari a:

$$J = \frac{I}{2\pi r^2}$$

Da cui un campo elettrico:

$$E = \frac{\rho l}{2\pi r^2}$$

E quindi:

$$r_0 = \sqrt{\frac{\rho l}{2\pi E_0}}$$

Pertanto il cavo deve essere posizionato ad una profondità  $r_0$  dalla superficie del suolo.

### 1.4.4. Utilizzo dei Surge Protection Device (SPD)

I componenti esposti alla fulminazione devono essere in grado di sopportare la corrente di fulmine che li può attraversare. Per proteggere i dispositivi dalle sovratensioni si utilizzano particolari apparecchiature chiamate SPD. Gli SPD sono di vario genere, e possono essere classificati in base al tipo di intervento:

- **A commutazione di tensione:** spinterometri in atmosfera controllata.

I pregi degli spinterometri sono:

- robustezza;
- semplicità;
- vita utile;
- costo contenuto;
- alta capacità di scarica;
- corrente di dispersione nulla.

I difetti degli spinterometri sono:

- tensione d'innesco elevata, quindi possono avere un livello di protezione non idoneo per apparecchiature BT;
- se dopo l'innesco la corrente di cortocircuito è alta, l'arco non si spegne, e questo comporta dei disservizi;
- scarsa precisione perché la tensione d'innesco e tempo all'innesco sono variabili.

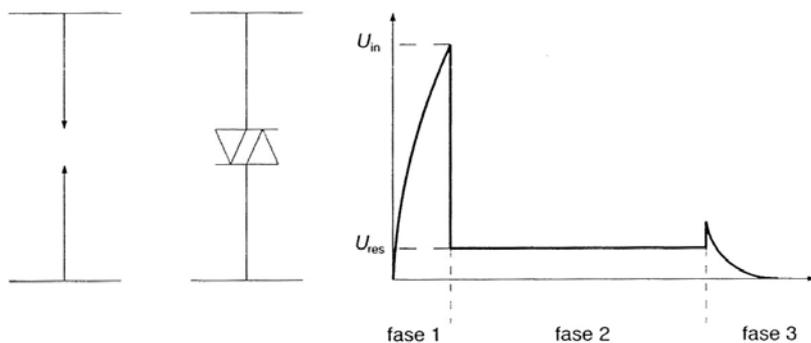


Figura 29 - Caratteristica di intervento di un SPD a commutazione (e.g. spinterometri o diodi controllati)

- **A limitazione di tensione:** varistori, diodi zener.

I pregi dei varistori sono:

- basso livello di protezione, quindi è adatto per apparecchiature BT;
- garantisce il ripristino dell'isolamento (interruzione della corrente susseguente) al cessare della sovratensione, grazie ad una tensione residua alta;
- precisione;
- tempi di interventi ridotti (10 ns).

I difetti, invece:

- limitata capacità di scarica;
- limitata vita utile, dovuto all'deterioramento dei materiali che costruiscono il varistore;
- corrente di dispersione diversa da zero.

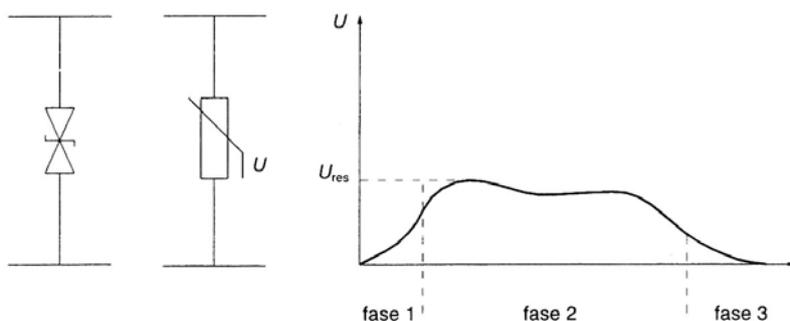


Figura 30 - Caratteristica di intervento di un SPD a limitazione (e.g. diodi zener o varistori).

- **Di tipo combinato:** serie o parallelo di varistore e spinterometro.

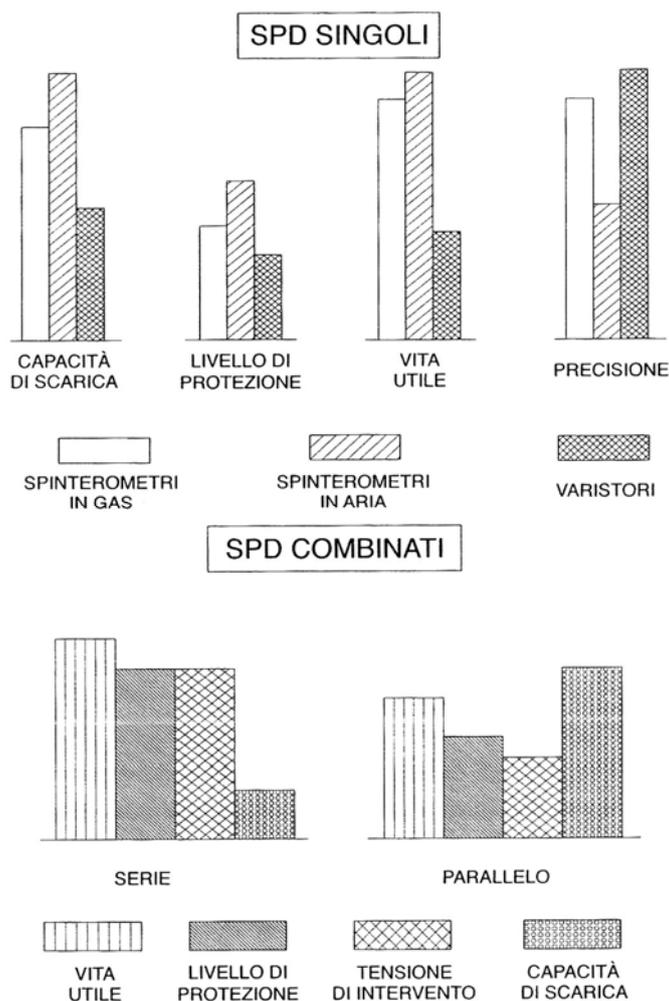


Figura 31 - Confronto qualitativo tra SPD singoli (varistori e spinterometri) e SPD combinati (serie e parallelo).

I parametri caratteristici degli SPD sono:

- **Tensione nominale.** La tensione nominale in cui si inserisce il dispositivo. Viene anche chiamata tensione massima continuativa.
- **Corrente nominale.** È la corrente che può attraversare un SPD.
- **Corrente nominale di scarica.** È la corrente impulsiva 8/20  $\mu$ s con cui viene provato l'SPD ed a cui sono riferiti i parametri di un SPD.
- **Corrente massima di scarica.** È la massima corrente impulsiva 8/20  $\mu$ s che un SPD può scaricare senza danneggiarsi.
- **Tensione residua.** È la tensione ai capi dell'SPD durante il passaggio della corrente di scarica.
- **Livello di protezione.** Nel caso di uno spinterometro è la tensione di scarica. Nel caso di un varistore, è la tensione residua in corrispondenza della corrente nominale di scarica.
- **Corrente susseguente.** Quando la tensione residua dell'SPD è inferiore alla tensione nominale del circuito, la tensione del circuito fa circolare sull'SPD una corrente, continua o a 50 Hz, tanto più grande quanto maggiore è la differenza tra la tensione nominale del circuito e la tensione residua del dispositivo, e quanto minore è l'impedenza dell'SPD. Questa corrente a 50 Hz che circola nell'SPD dopo il passaggio della corrente di scarica, viene chiamata corrente susseguente. Dato che questa corrente può raggiungere valori prossimi alla corrente di cortocircuito del circuito, essa può provocare l'intervento delle protezioni. Per evitare questo inconveniente è necessario che la tensione residua dell'SPD sia maggiore della tensione nominale del circuito (tipico degli spinterometri).

Gli SPD si possono anche classificare in base alla classe di prova (IEC 61643-1):

SPD	Caratteristiche	Utilizzo
<b>Classe di prova I</b> Corrente di prova 12/350 $\mu$ s	Sono in grado di scaricare ingenti frazioni della corrente di fulmine	All'ingresso della linea di alimentazione di una struttura soggetta a fulminazione diretta
<b>Classe di prova II</b> Corrente di prova 8/20 $\mu$ s	Sono in grado di scaricare correnti associate a sovratensioni indotte o frazioni non ingenti della corrente di fulmine	In corrispondenza dei circuiti interni di una struttura, anche se esposta a fulminazione diretta e All'ingresso della linea di alimentazione di strutture non esposte a fulminazione diretta
<b>Classe di prova III</b> Onda combinata U/I di prova 1,2/50; 8/20 $\mu$ s	Sono in grado di limitare sollecitazioni di modesto valore energetico	Nella parti terminali dell'impianto, in corrispondenza degli utilizzatori

### 1.4.4.1. Installazione degli SPD

Dal momento che le sovratensioni più comuni e pericolose sono quelle di modo comune, gli SPD vengono installati tra i conduttori attivi e terra. Nei circuiti di distribuzione trifase, l'intervento degli SPD può dar luogo a delle sovratensioni differenziali, per via della non simultaneità di intervento dei tre SPD. Tuttavia, la sovratensione differenziale che si genera non è tipicamente tale da superare la tenuta a impulso degli apparecchi ed è pertanto superfluo installare degli SPD di modo differenziale (tra le fasi).

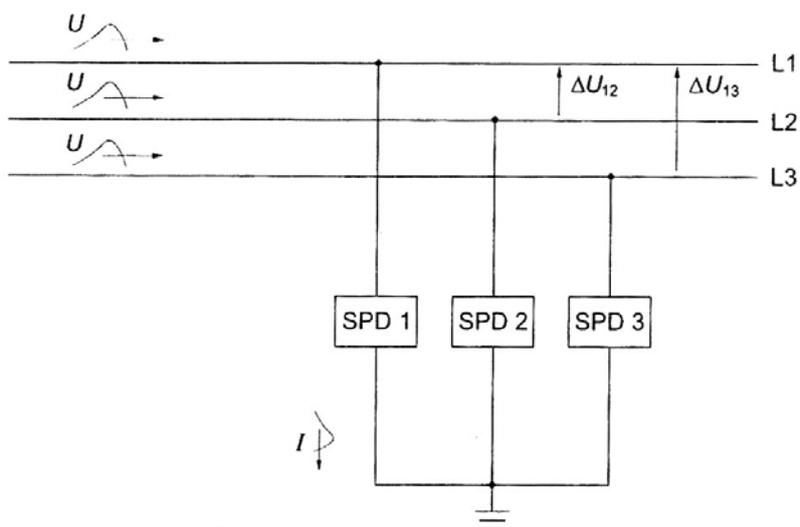


Figura 32 - L'intervento degli SPD, per ragioni costruttive, può non avvenire nel medesimo istante. Se il tempo di intervento dell'SPD 1 è inferiore al tempo in cui intervengono SPD 2 e SPD 3, nasce una sovratensione differenziale tra L1-L2 e L1-L3.

Una importanza particolare è ricoperta dalla lunghezza dei collegamenti tra gli SPD e le fasi e il PE. La presenza di questi elementi induttivi è nociva. Si consideri una situazione come quella riportata in figura:

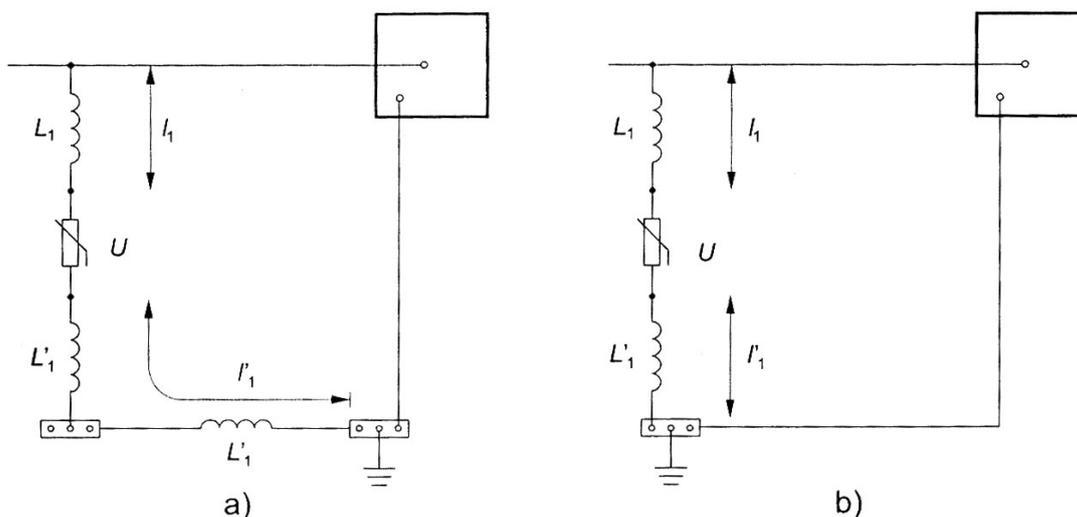


Figura 33 - Le lunghezze  $l_1$  e  $l'_1$  dei collegamenti dell'SPD devono essere le più corte possibili. a) soluzione errata; b) soluzione corretta.

Il livello di protezione  $U_p$  dell'SPD non è più pari a quella ai capi dell'SPD singolo, ma

$$U'_p = U_p + L_1 \frac{di}{dt} + L'_1 \frac{di}{dt} < U_W$$

Dove  $L_1$  ed  $L'_1$  sono le induttanze interposte tra la fase e l'SPD e tra l'SPD e il PE, mentre  $U_W$  è la tensione di tenuta dell'apparecchio da proteggere. Per questo è opportuno connettere gli SPD con collegamenti il più corti possibile (50 cm risulta già una lunghezza eccessiva).

Nell'installazione degli SPD è necessario tenere conto che la sovratensione residua, trovando la linea su cui viaggia praticamente a vuoto, raddoppia se la distanza tra l'SPD e l'apparato da proteggere è sufficientemente alta (la sovratensione raddoppia per una lunghezza di circa 7 m). Pertanto, sarebbe opportuno porre l'SPD vicino al dispositivo da proteggere. Qualora l'apparato sia necessariamente distante dall'SPD, è necessario dimensionare l'isolamento o ulteriori misure di protezione in modo che sia in grado di resistere ad una sovratensione doppia rispetto a quella residua dall'SPD:

$$U_p \leq \frac{U_W}{2}$$

Infine, è opportuno considerare che, se l'apparato è connesso tramite un conduttore di fase e PE che formano una grande spira, alla sovratensione per accoppiamento resistivo si aggiunge una sovratensione per accoppiamento induttivo. Quindi il livello di protezione dell'SPD deve essere ancora più basso, ovvero:

$$U_p \leq \frac{U_W}{2} - U_i$$

Riassumendo:

1. Se gli SPD sono collegati tramite dei collegamenti troppo lunghi il loro livello di protezione si riduce:

$$U'_p = U_p + L_1 \frac{di}{dt} + L'_1 \frac{di}{dt} < U_W$$

2. Se l'apparato è molto distante dall'SPD i fenomeni di onde viaggianti possono portare al raddoppio della sovratensione a valle dell'SPD

$$U_p \leq \frac{U_W}{2}$$

3. Se l'apparato è connesso tramite un conduttore di fase e PE che formano una grande spira esiste anche un accoppiamento induttivo.

$$U_p \leq \frac{U_W}{2} - U_i$$

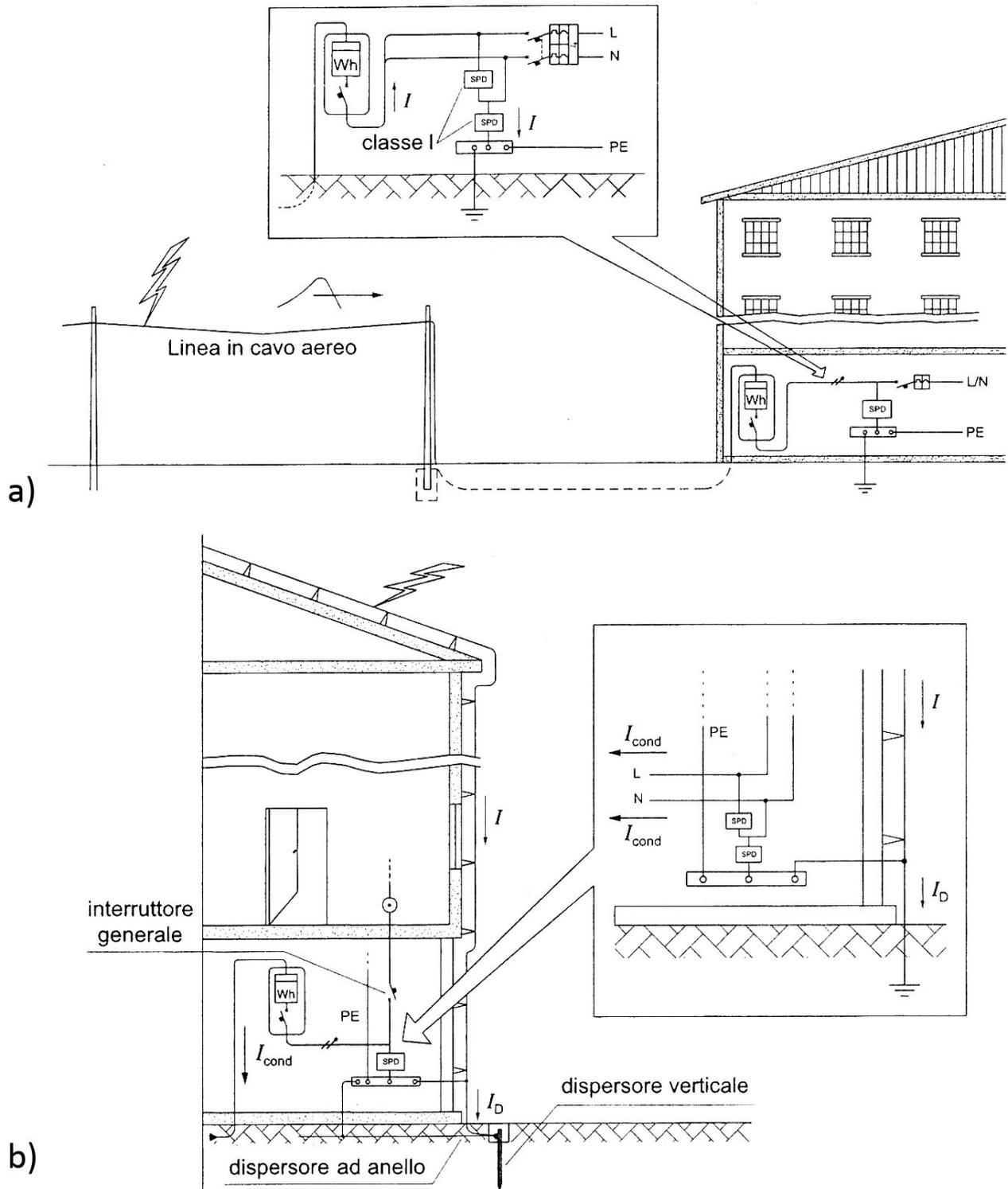


Figura 34 – a) L'installazione di un SPD a monte del dispositivo di massima corrente ad arrivo linea evita che parte della corrente di fulmine, dovuta alla fulminazione diretta della linea, lo attraversi danneggiandolo;  
 b) In un edificio protetto con LPS, l'installazione dell'SPD a monte del dispositivo di massima corrente, permette di evitare che parte della corrente di fulmine lo attraversi danneggiandolo.

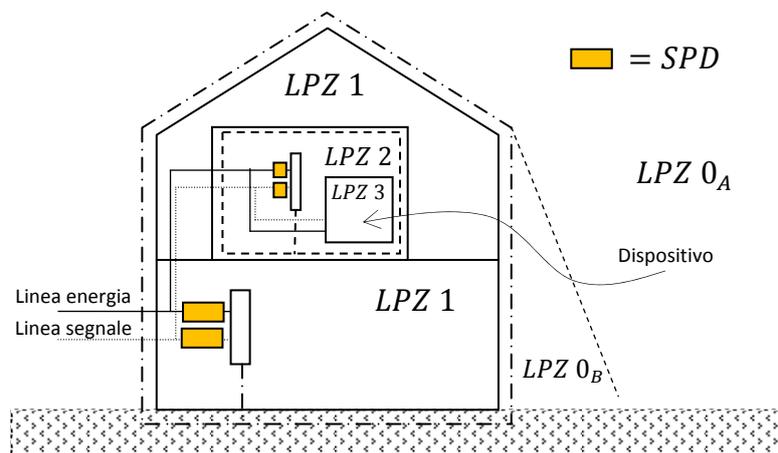
### 1.4.5. Lightning Protection Zone (LPZ)

Le LPZ sono zone all'interno delle quali esistono determinate condizioni di interferenza elettromagnetica. Ogni LPZ è caratterizzata da una variazione significativa delle condizioni di campo elettromagnetico e della corrente e della tensione che si trasmette al suo interno. Il confine tra le varie zone è determinato dalla presenza di:

- LPS esterno
- Schermature
- SPD

Lo scopo delle LPZ è quello di definire dei volumi con differenti gradi di severità del LEMP e fissare i punti di frontiera delle diverse zone di protezione dove verranno eseguiti i diversi collegamenti equipotenziali diretti o attraverso i limitatori di sovratensioni.

Facciamo riferimento alla solita casetta protetta da un LPS



L'utilizzo combinato di LPS, ed SPD permette di raggiungere un livello di protezione per il dispositivo assai elevato. Inoltre si individuano distintamente 6 diversi LPZ.

## 2. Coordinamento degli isolamenti

---

### 2.1. Introduzione – metodo deterministico e metodo statistico

---

Nei sistemi elettrici si adottano due livelli di protezione:

- **Protezione preventiva:** mirata a limitare gli effetti negativi delle sovratensioni che raggiungono o superano un certo valore di soglia;
- **Protezione repressiva:** mirata ad attenuare l'ampiezza delle sovratensioni che raggiungono o superano un certo valore di soglia.

Per ottenere un buon livello di protezione è necessario effettuare il cosiddetto **coordinamento degli isolamenti**: occorre cioè stabilire i valori più opportuni di isolamento delle varie apparecchiature, inserendo opportune protezioni laddove sia necessario al fine di limitare i danni dovuti alle sovratensioni. Naturalmente, per far ciò, non ci si può esimere da una valutazione tecnico-economica che tenga conto, tra l'altro, della criticità dei componenti (ovvero le conseguenze che un fuori servizio del componente può provocare) e degli eventuali costi e tempi di riparazione o sostituzione.

Il coordinamento degli isolamenti può essere effettuato secondo due diversi metodi:

- **Deterministico.** Questo metodo prevede l'utilizzo di coefficienti di sicurezza, di natura empirica noti dalle esperienze di esercizio pregresse, nella scelta del livello di isolamento di un determinato dispositivo.
- **Statistico.** Questo metodo considera sia l'aleatorietà dell'evento di una sovratensione, sia quella che l'isolamento scarichi e introduce quindi il concetto di rischio totale di scarica, ossia la probabilità che l'isolamento scarichi in presenza di un dato valore di sovratensione. L'isolamento viene scelto in modo tale che il rischio sia inferiore ad opportuni valori prefissati in precedenza tramite fattori sia economici sia tecnici.

Nel seguito verrà analizzato solamente quest'ultimo metodo, essendo il metodo deterministico meno accademico e più soggetto al know-how e alle scelte di gestione dei singoli esercenti.

## 2.2. Metodo statistico

---

### 2.2.1. Valutazione del rischio di scarica di un isolamento

---

Gli isolamenti si dividono in:

- Isolamenti autoripristinanti (gas)
- Isolamenti non autoripristinanti (solidi)

Gli isolamenti liquidi (olio) hanno un comportamento intermedio tra i due: a seguito di una scarica di certo l'olio non ha le stesse caratteristiche dell'olio prima dell'arco. Gli isolamenti si possono anche dividere in:

- Isolamenti per esterno: ad esempio catene di isolatori, isolatori passanti.
- Isolamenti per interno: isolamento di un cavo (XLPE, EPR), carta e olio...

La prima curva necessaria per descrivere il comportamento di un isolamento è la **curva di probabilità di scarica**. La seconda curva interessante è la **curva tensione-ritardo alla scarica**. Queste due curve rappresentano la base del coordinamento probabilistico degli isolamenti.

## 2.2.2. Curva di probabilità di scarica

La risposta di un isolamento alla scarica è di tipo probabilistico. Si consideri un isolamento gassoso compreso tra due aste metalliche a distanza  $d$ , in determinate condizioni di pressione, temperatura e umidità relativa ( $p, \theta, u\%$ ), sottoposto ad impulso di tensione sull'asta non posta a terra. Ovviamente, se il valore di cresta dell'impulso di tensione è modesto l'isolamento interposto tra le aste non scarica, mentre per elevati valori di tensione l'isolamento scarica sempre.

### 2.2.2.1. Metodo dei livelli multipli

Per disegnare la curva di probabilità di scarica di un certo isolamento, si mandano una serie di impulsi di valore massimo di cresta  $V_1$  e si registra il numero di volte che l'isolamento scarica, ossia la frequenza di scarica  $f_s$ :

$$f_s = \frac{n}{N}$$

dove  $N$  è il numero di prove, ed  $n$  il numero di scariche. Per un numero sufficientemente alto di prove, tale frequenza tende alla probabilità di scarica. Attraverso l'invio di vari impulsi con valori di cresta via via crescente, e registrando il numero di prove in cui l'isolamento scarica rispetto al numero di prove totali, è possibile determinare e disegnare su di un diagramma  $p(V) - V$  (probabilità di scarica/tensione di cresta) la **curva di probabilità di scarica dell'isolamento**. L'andamento di questa curva è influenzato, a parità di condizioni ambientali e di tipologia di isolamento, da:

- Forma d'onda dell'impulso
- Tipo di elettrodi considerati
- Distanza degli elettrodi

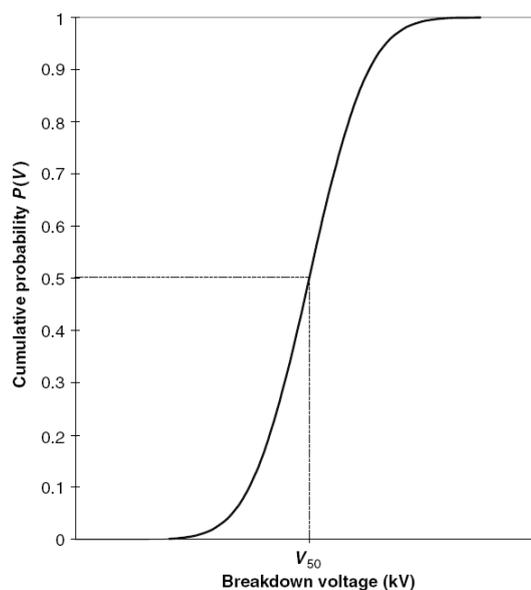


Figura 35 - Curva di probabilità di scarica.

Questi tipi di prove si effettuano su isolamenti di tipo **autoripristinante** (gassosi).

Un parametro importante che è immediatamente valutabile sulla curva di probabilità di scarica è la **critical flash over (tensione critica di scarica,  $V_{50\%}$ )** ossia la tensione alla quale si ha la scarica nel 50% dei casi. Si può dimostrare che la dispersione di queste curve è pari a:

$$\sigma = \frac{V_{84\%} - V_{16\%}}{2} = V_{50\%} - V_{16\%}$$

Ciò detto, è possibile definire la tensione di sicura tenuta ( $V_{st}$ ) e la tensione di sicura scarica ( $V_{ss}$ ):

$$V_{st} = V_{50\%} - 3\sigma$$

$$V_{ss} = V_{50\%} + 3\sigma$$

La metodologia descritta per calcolare la tensione critica di scarica si chiama **metodo dei livelli multipli**, ed è uno dei metodi suggeriti dalla normativa per trovare la curva di scarica di un isolamento.

#### 2.2.2.2. Metodo up and down

La norma suggerisce anche un altro metodo per il calcolo della tensione critica di scarica, ma non l'andamento completo della curva di probabilità di scarica: il **metodo up and down**. In questo metodo si parte con un certo livello di tensione e si registra se c'è o meno la scarica. Se l'isolamento tiene si aumenta il livello di tensione. Se l'isolamento scarica si riduce il livello di tensione. Proseguendo in questo modo si raggiunge, per  $n$  (numero di prove) grande il valore della tensione critica di scarica, ma non la dispersione.

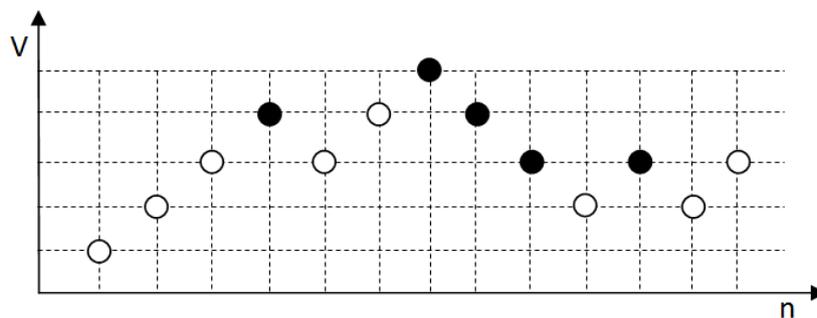


Figura 36 - Metodo up and down. Pallino bianco: isolamento tiene; pallino nero: isolamento scarica.

La tensione critica di scarica si ottiene attraverso la media pesata dei valori ottenuti.

### 2.2.3. Curva tensione-ritardo alla scarica

Si consideri uno spinterometro ad aste verticali sottoposto ad una serie di impulsi atmosferici convenzionali, di valore di cresta crescente. Registrando l'istante temporale in cui avviene la scarica e disegnando i punti ottenuti in un diagramma tensione – tempo alla scarica si ottiene un andamento tipo quello rappresentato in figura:

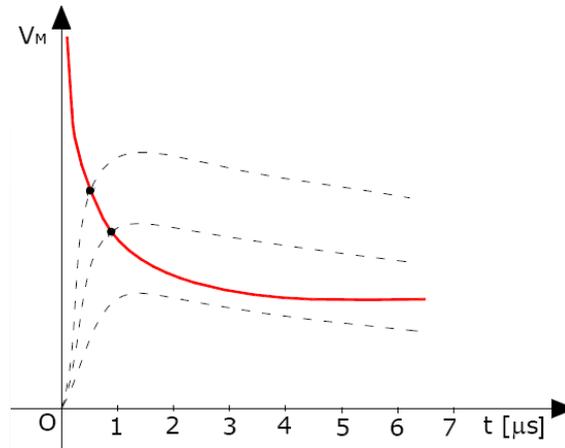


Figura 37 - Curva tensione/ritardo alla scarica.

Questa curva è molto importante in quanto è necessaria per il coordinamento. Si consideri, ad esempio, uno spinterometro a protezione di un trasformatore. Perché esso sia effettivamente efficace nella protezione, è necessario che la caratteristica di scarica dello spinterometro stia completamente al di sotto di quella propria degli avvolgimenti del trasformatore. Tuttavia nella realtà si ha una situazione come in figura:

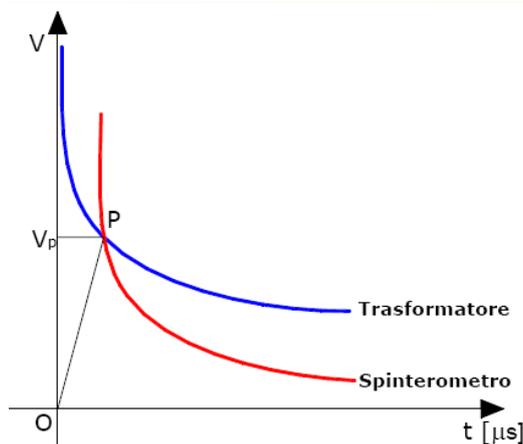


Figura 38 - Protezione di un trasformatore mediante spinterometro.

Ecco perché, tipicamente, non si utilizzano spinterometri per la protezione dei trasformatori.

## 2.2.4. Rappresentazione statistica delle sovratensioni e dei guasti

Si consideri la distribuzione dei valori di picco delle sovratensioni atmosferiche  $p_0(V)$  e la curva di probabilità di scarica  $p_b(V)$  di un determinato isolamento. Si definisce rischio di scarica  $R$  la quantità:

$$R = \int_0^V p_0(V)p_b(V)dV$$

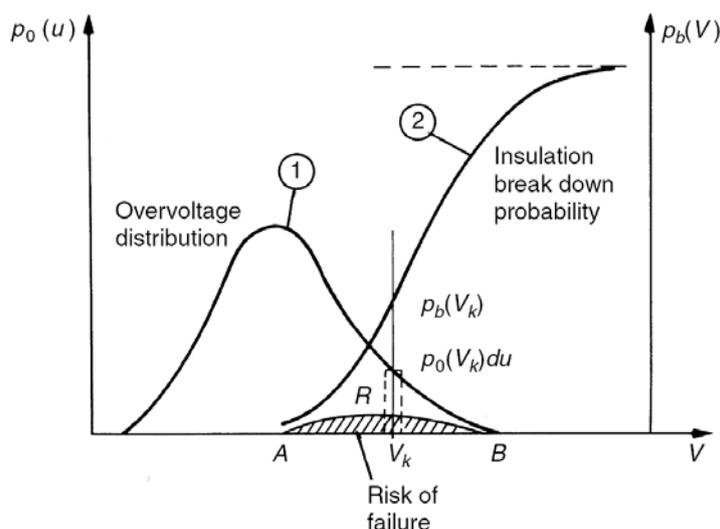


Figura 39 - Rischio di scarica.

Per dimensionare un isolamento è necessario confrontare il valore del rischio di scarica con un valore di rischio ritenuto tollerabile  $R_T$ . Se  $R > R_T$  allora il componente/sistema deve essere protetto in modo da ridurre il rischio a valori tollerabili. Per esempio Terna ammette un rischio di guasto da fulminazione in cabina AT/MT pari a  $\frac{1}{500} \frac{\text{guasti}}{\text{anno}}$  (ovvero 1 guasto ogni 500 anni).

Nel concetto di rischio, in realtà, intervengono 3 fattori:

$$R = NPL \rightarrow \begin{cases} \rightarrow N (\text{eventi/anno}) \\ \rightarrow P (\text{eventi dannosi/eventi}) \\ \rightarrow L(\text{danno/evento}) \end{cases}$$

$N$  sono il numero di eventi che interessano il sistema.  $P$  sono il numero di eventi che effettivamente causano il danno.  $L$  è il costo delle perdite conseguenti all'evento dannoso (e.g. fuori servizio). Ciò che è stato definito rischio di scarica  $R$ , è pertanto più propriamente una probabilità di scarica ( $NP$ ), più che un rischio vero e proprio, in quanto non tiene conto dei danni prodotti dall'evento.

## 2.2.5. Valutazione del numero di eventi pericolosi attesi

Come si è visto nel §2.2.4, il rischio di scarica è dipendente da tre parametri:  $N$ ,  $P$  ed  $L$ . Vediamo come valutare il numero di eventi dannosi  $N$ , per vari tipi di strutture.

### 2.2.5.1. Valutazione del rischio di fulminazione diretta per strutture a terra

Si consideri una struttura a terra assimilabile ad un parallelepipedo di dimensioni  $A \times B \times H$ . Il numero di fulmini che interessano tale struttura è pari a:

$$N = N_t \cdot A_e$$

Dove  $N_t$  la densità ceraunica espressa in  $\frac{\text{fulmini}}{\text{km}^2 \cdot \text{anno}}$ , ed  $A_e$  è l'area equivalente occupata dall'edificio. In prima approssimazione si può ritenere  $N_t \approx 0,1 T_d$  dove con  $T_d$  si indica il thunderstorm day, ovvero il numero di giornate temporalesche. Per una stima più accurata si possono utilizzare gli LLS (Lightning Localization System). La densità ceraunica a Roma si attesta intorno a  $1 \div 4 \frac{\text{fulmini}}{\text{km}^2 \cdot \text{anno}}$ . L'area equivalente  $A_e$  deve tener conto di vari fattori, primo tra tutti che le strutture più alte sono più esposte. La normativa indica la seguente formula per l'area equivalente:

$$A_e = A \cdot B + 2(A + B) \cdot m \cdot H + \pi(mH)^2$$

Dove il coefficiente  $m$  è un parametro convenzionale. Questa formula deriva dal considerare un'area siffatta (area piena):

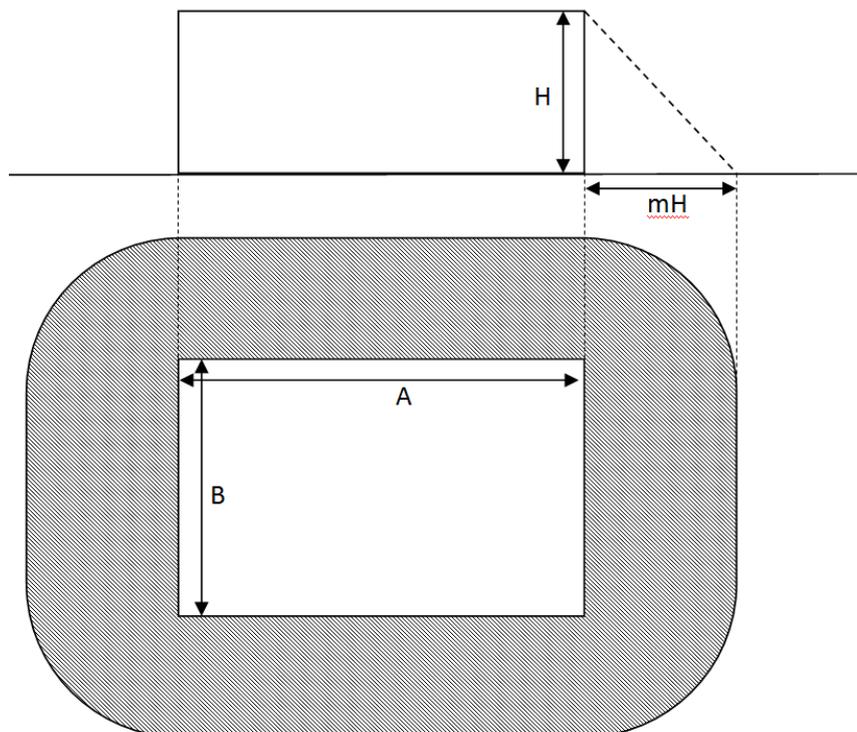


Figura 40 - Area equivalente per il calcolo del rischio di fulminazione di un edificio.

In definitiva, quindi, **il numero di fulmini che interessano un edificio** è pari a:

$$N = 0,1 \cdot T_d \cdot [A \cdot B + 2(A + B) \cdot m \cdot H + \pi(mH)^2]$$

### 2.2.5.2. Valutazione del rischio di fulminazione per linee aeree – Shielding Failure Rate

Si consideri ora una linea elettrica, non più assimilabile ad un parallelepipedo. Per il calcolo del numero di fulmini che interessano la linea, è comunque necessario calcolare un'area equivalente. Si consideri, a tal scopo, la lunghezza della linea  $L$  e  $H$  la sua altezza. La norma asserisce che l'area equivalente per una linea siffatta è pari a:

$$A_e = 2mHL$$

Con coefficiente  $m = 3$ . È possibile, tuttavia, un calcolo più accurato per le linee elettriche. Considerando il modello elettrogeometrico di Eriksson (vedi §1.5.1.) è possibile introdurre due coefficienti che valutano la bontà della schermatura delle funi di guardia:

- **SFR**: shielding failure rate. Il numero di volte in cui la fune non protegge la linea. Si può calcolare come

$$SFR = 2N_t L \int_{I_{min}}^{I_{max}} D_c(I) \cdot f(I) dI$$

dove  $D_c$  è la lunghezza dell'arco (associato a  $r_c$ ) non coperto dalla fune;  $f(I)$  la distribuzione di corrente.

- **SFFOR**: shielding failure flashover rate. Il numero di volte in cui la fune non funziona ed in cui questa inefficienza provoca danni all'isolamento. Si può calcolare come

$$SFFOR = 2N_t L \int_{I_{critico}}^{I_{max}} D_c(I) \cdot f(I) dI$$

### 2.2.5.3. Valutazione del rischio di fulminazione indiretta per linee aeree

Come visto nel §1.2.5, le linee aeree possono essere soggette a fulminazione di tipo indiretta e che tali sovratensioni possono essere valutate mediante il modello di Rusck. Con riferimento a tale modello, è possibile determinare un'area equivalente per il calcolo del numero di eventi per il rischio di fulminazione indiretta, una volta nota la tensione di tenuta  $V_w$  (*withstand voltage*) della linea. L'area equivalente da considerare per il calcolo del numero di eventi pericolosi è pari ad un corridoio di larghezza pari a:

$$y_w = \frac{40hI}{V_w}$$

Dove  $h$  è l'altezza della linea, mentre  $y_w$  è la massima distanza dalla mezzeria in cui il fulmine provoca effetti negativi. Il numero di eventi pericolosi sarà, pertanto, per una pari a:

$$N = N_t \cdot A_e = N_t \cdot 2Ly_w$$

Con  $L$  lunghezza della linea.

Per le **linee di distribuzione rurali**, il numero di sovratensioni indotte  $N_I$  può essere valutata (sulla base di considerazioni di tipo empirico) come:

$$N_I = 40 \cdot V^{-1,3} \cdot L_c$$

Con  $L_c$  la lunghezza del conduttore.

## 2.2.6. Valutazione del rischio legato alle sovratensioni da fulminazione

Il campo elettromagnetico impulsivo causato dal fulmine (LEMP<sup>4</sup>) può provocare l'insorgere di sovratensioni pericolose sulle linee MT, BT e TLC di una struttura.

La loro entità dipende da numerosi parametri:

- Punto di caduta del fulmine;
- Caratteristiche della corrente di fulmine;
- Caratteristiche della struttura, degli impianti interni, delle linee entranti e delle apparecchiature;
- Caratteristiche delle misure di protezione adottate contro le sovratensioni.

La normativa (EN/CEI 62305-1-2-3-4) divide 4 tipi di rischio:

- $R_1$ : rischio di perdite di vite umane
- $R_2$ : rischio di perdite di servizio essenziale al pubblico
- $R_3$ : rischio di perdite di patrimonio culturale
- $R_4$ : rischio di perdite economiche

Per i primi tre tipi di rischio (che coinvolgono la comunità) si prevedono dei rischi tollerabili:

- $R_{T1} = 10^{-5} \frac{\text{morti}}{\text{anno}}$
- $R_{T2} = 10^{-3}$
- $R_{T3} = 10^{-3}$

Il rischio di perdita di vite umane  $R_1$  si può dividere in:

Componente di rischio	Danni	Cause
$R_A$	Danni ai esseri viventi (all'esterno dell'edificio)	Tensione di contatto e di passo per fulminazione diretta dell'edificio
$R_B$	Danni materiali (incendi o esplosioni)	Scariche pericolose per fulminazione diretta dell'edificio
$R_C$	Avarie di apparecchiature elettriche ed elettroniche	Sovratensioni per fulminazione diretta dell'edificio
$R_M$	Avarie di apparecchiature elettriche ed elettroniche	Sovratensioni per fulminazione indiretta dell'edificio
$R_U$	Danni ai esseri viventi (all'interno dell'edificio)	Tensione di contatto per fulminazione diretta dell'edificio

<sup>4</sup> Si distingue dal NEMP (Nuclear Electro Magnetic Pulse), ovvero l'impulso EMP causato da un'esplosione nucleare in alta quota.

$R_V$	Danni materiali (incendi o esplosioni)	Scariche pericolose per fulminazione diretta della linea
$R_W$	Avarie di apparecchiature elettriche ed elettroniche	Sovratensioni per fulminazione diretta della linea
$R_Z$	Avarie di apparecchiature elettriche ed elettroniche	Sovratensioni per fulminazione indiretta della linea

Sicché si abbia:

$$R_1 = \underbrace{R_A + R_B + R_C}_{\substack{\text{fulminazione} \\ \text{diretta (S1)}}} + \underbrace{R_M}_{\substack{\text{fulm.} \\ \text{indir.} \\ \text{(S2)}}} + \underbrace{R_U + R_V + R_W}_{\substack{\text{fulminazione} \\ \text{diretta linea} \\ \text{(S3)}}} + \underbrace{R_Z}_{\substack{\text{fulm.} \\ \text{indir.} \\ \text{linea (S4)}}$$

Esplicitando i vari termini:

$$R_1 = N_D(P_A L_A + P_B L_B + P_C L_C) + N_M P_M L_M + N_L(P_U L_U + P_V L_V + P_W L_W) + N_Z P_Z L_Z$$

Vediamo come valutare ogni componente dell'espressione.

Il valore di  $N_D$  (secondo la norma) è pari a:

$$N_D = N_t \cdot [(L \cdot W) + 2mH(L + W) + \pi(mH)^2] \cdot C_e$$

Il termine  $C_e$  è introdotto dalla norma per tenere conto dell'ambiente circostante la struttura, è chiamato coefficiente ambientale. Può variare tra 0,25 (e.g. in presenza di altre strutture più alte) e 2 (e.g. in caso la struttura sia in cima ad una collina):  $C_e = \{0,25; 0,5; 1; 2\}$ .

Il valore  $N_M$  (sempre secondo la norma) si calcola come (la norma dice che fulmini che cadono entro 500 metri dalla struttura possono provocare sovratensioni maggiori di 1 kV su una spira di 10 m<sup>2</sup>):

$$N_M = N_t \cdot A_M \cdot C_e = N_t \cdot \pi r^2 \cdot C_e = N_t \pi \cdot 500^2 C_e$$

Il valore di  $N_L$  si calcola come:

$$N_L = N_t \cdot 2mHL \cdot C_e$$

Il valore di  $N_Z$  si calcola come (si calcola dalla formula di Rusck, fissata la sovratensione di 1 kV):

$$N_Z = N_t \cdot 2YL \cdot C_e = N_t \cdot 2 \cdot \underbrace{\frac{40HI}{V}}_Y L \cdot C_e$$

I valori di  $P$  possono nascere come probabilità serie o parallelo.

Ad esempio  $P_B$  sarà la serie di probabilità che il fulmine generi una scarica e che la scarica innesti un incendio:

$$P_B = P_1 \cdot P_2$$

$P_C$ , invece, sarà il parallelo di probabilità che la sovratensione avvenga per sovratensione induttiva ( $P_L$ ) o resistiva ( $P_R$ ):

$$P_C = 1 - (1 - P_R)(1 - P_L)$$

Se le probabilità sono piccole:

$$P_C \cong P_R + P_L$$

## **3. Equipaggiamenti di linea e di stazione**

---

### **3.1. Schemi di stazione**

---

Qwerty

### 3.1.1. Schema a semplice sbarra

$$i = 1; \quad s = 2$$

Lo schema di stazione a semplice sbarra è rappresentato nella figura sottostante. Nella rappresentazione è stato semplificato lo schema degli stalli per una più facile visualizzazione.

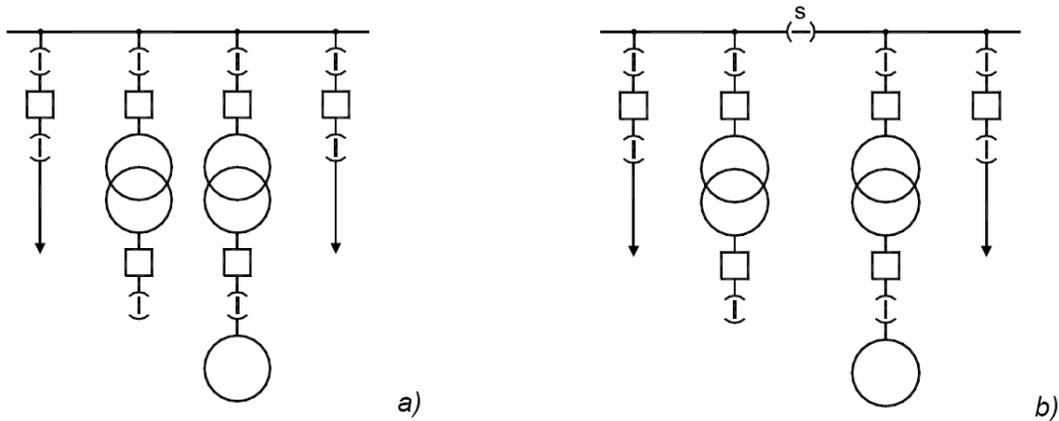


Figura 41 - Schema a semplice sbarra con e senza sezionatore longitudinale di sbarra (S).

#### Vantaggi:

- Semplice concezione;
- Costi ridotti.

#### Svantaggi:

- Minima elasticità e sicurezza di esercizio;
- Fuori servizio dell'intera stazione per manutenzione sulla sbarra (metà stazione se presente il sezionatore di sbarra);
- Fuori servizio del montante per manutenzione sui sezionatori.

Durante la manutenzione è sempre necessario mettere fuori servizio lo stallo o, se si vuole accedere ai sezionatori di sbarra, l'intera stazione. Per ovviare a questo problema è possibile utilizzare una configurazione con sezionatore di by-pass.

### 3.1.2. Schema a semplice sbarra con sezionatori di by-pass

$$i = 1; \quad s = 3$$

L'aggiunta di questi sezionatori migliora la continuità di servizio rispetto ad uno schema a semplice sbarra, ma la disposizione fisica risulta più complicata e la sicurezza ridotta per la presenza delle sovrappassi delle sbarre. Inoltre, nei periodi in cui è chiuso un sezionatore di by-pass, un guasto sulla corrispondente linea causa il fuori servizio totale della stazione.

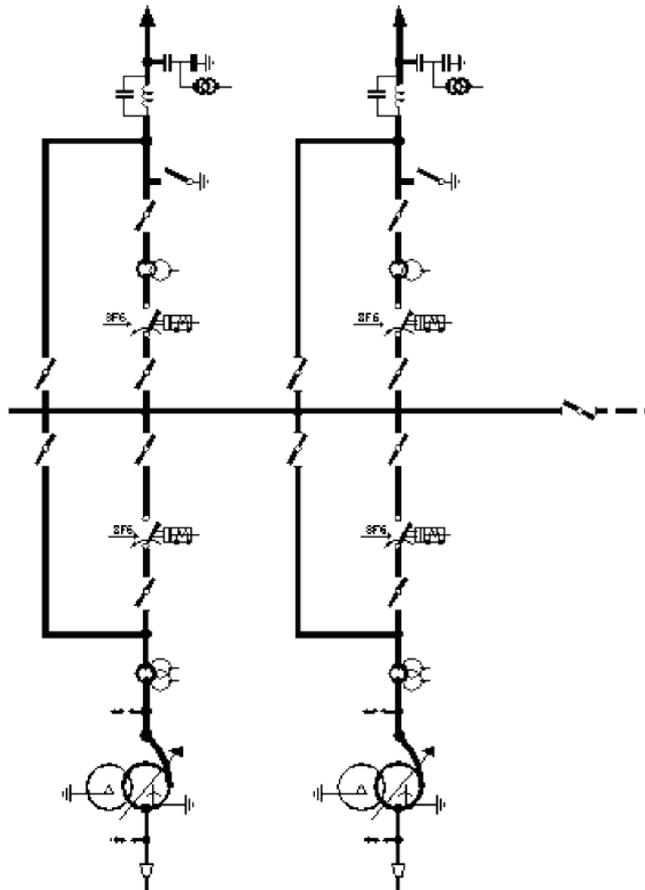


Figura 42 - Schema a semplice sbarra con sezionatore di by-pass.

**Ulteriori vantaggi** (rispetto alla sbarra semplice):

- Manutenzione su interruttori/sezionatori senza fuori servizio del montante.

**Ulteriori svantaggi:**

- Necessità di realizzare traversate a quota  $H_2$  rispetto alle sbarre ( $H_1$ ) con peggioramento della sicurezza;
- Il guasto su linea chiusa con sezionatore di by-pass comporta il fuori servizio dell'intera stazione.

### 3.1.3. Schema a singola sbarra e sbarra di traslazione

$$i = \frac{n + 1}{n}; \quad s = \frac{3n + 2}{n}$$

Lo schema di una stazione a singola sbarra più sbarra di traslazione è rappresentato in figura:

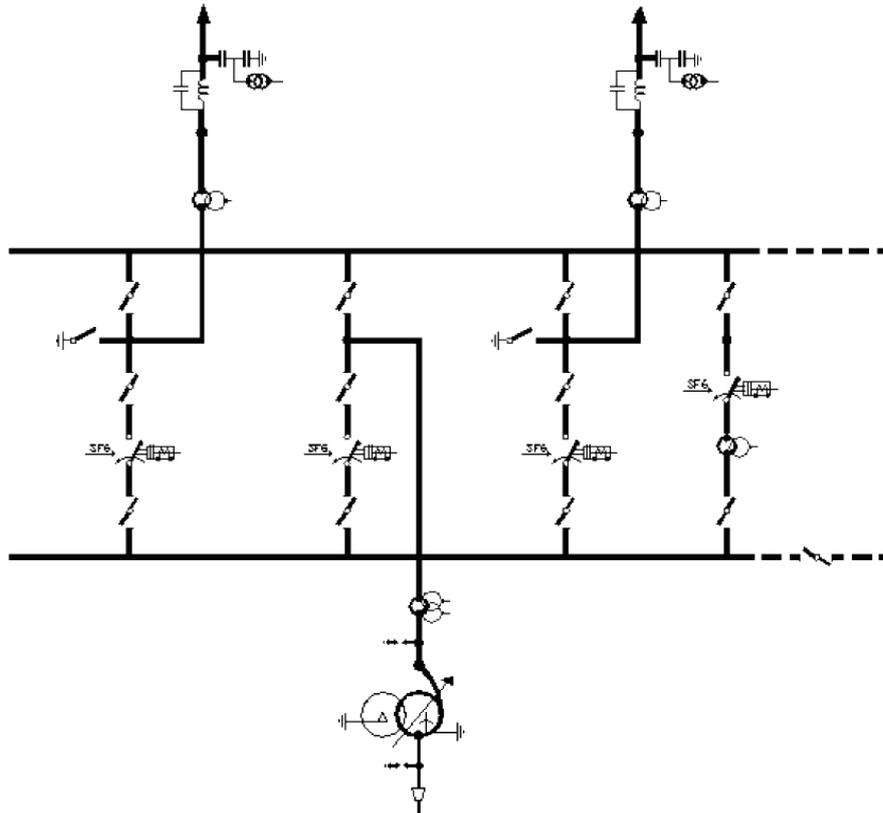


Figura 43 - Schema a semplice sbarra più sbarra di traslazione.

In aggiunta alla sbarra semplice, lo schema comprende la sbarra di traslazione e l'interruttore di traslazione che può sostituire qualunque altro interruttore senza interrompere il servizio. Questo schema aveva una certa validità quando venivano utilizzati gli interruttori in olio, che richiedevano frequenti manutenzioni.

#### Vantaggi:

- Uso dell'interruttore di traslazione in sostituzione di ogni interruttore di montante senza fuori servizio;
- Possibilità di manutenzione sulla sbarra senza fuori servizio della stazione;
- Non necessarie le connessioni di by-pass per la sostituzione/manutenzione interruttori.

#### Svantaggi:

- Schema non adatto per servizi separati sulle due sbarre.

### 3.1.4. Schema a doppia sbarra

$$i = \frac{n + 1}{n}; \quad s = \frac{3n + 2}{n}$$

Lo schema a doppia sbarra rappresenta la naturale evoluzione dello schema a semplice sbarra. È la soluzione di gran lunga più utilizzata in Italia e in Europa. Lo schema è rappresentato in figura:

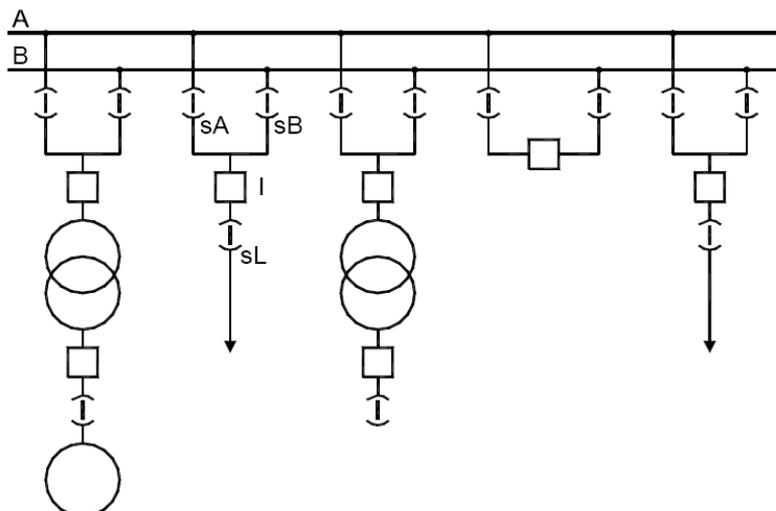


Figura 44 - Schema a doppia sbarra.

In questo schema è presente un interruttore chiamato **interruttore di parallelo sbarre** che consente di mettere in parallelo le due sbarre, oppure di effettuare servizi separati a seconda delle esigenze di esercizio. Il piccolo “stallo” in cui è posto l'interruttore è rappresentato in figura:

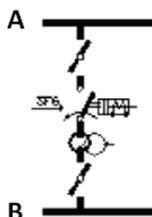


Figura 45 - Interruttore di parallelo sbarre.

In seguito all'avaria di un interruttore di linea si può temporaneamente utilizzare come riserva l'interruttore di parallelo sbarre. Quando si presenta un guasto su una sbarra si perdono momentaneamente tutti gli stalli connessi a quella sbarra. Successivamente se il congiuntore di sbarre era chiuso viene aperto e gli stalli perduti si connettono alla sbarra sana.

#### Vantaggi:

- Semplicità e buona elasticità di esercizio;
- Manutenzione e/o sostituzione interruttori con minimo fuori servizio della linea attraverso le connessioni di by-pass dell'interruttore.

#### Svantaggi:

- Il guasto in sbarra comporta la perdita temporanea del servizio sulla sbarra;

### 3.1.5. Schema a doppia sbarra e sbarra di traslazione

$$i = \frac{n + 1}{n}; \quad s = \frac{4n + 3}{n}$$

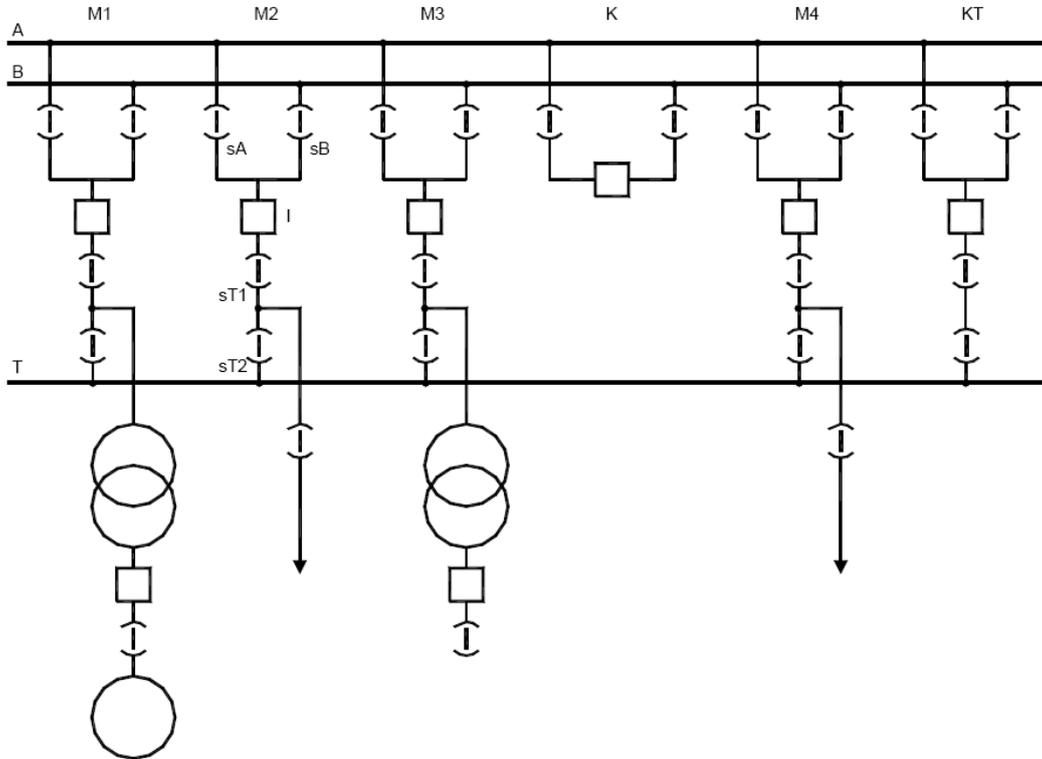


Figura 46 - Schema a doppia sbarra più sbarra di traslazione.

**Vantaggi:**

- Servizio separato e manutenzione/sostituzione interruttore senza connessioni di by-pass.

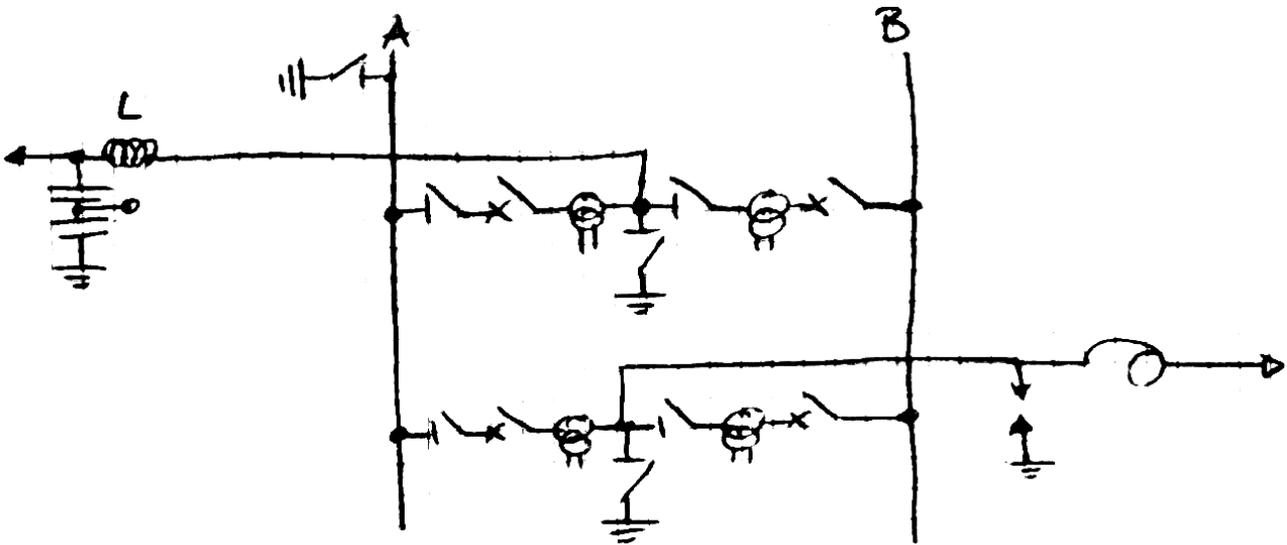
**Svantaggi:**

- Costo maggiore rispetto al doppia sbarra.

### 3.1.6. Schema a doppia sbarra a due interruttori per montante

$$i = 2; \quad s = 4$$

Tale schema è il più costoso, ma permette di fare tutte le operazioni possibili.



#### Vantaggi:

- Semplicità di schema;
- Schema con elasticità di esercizio più elevata di tutti;
- I guasti di sbarra non pregiudicano la continuità di esercizio della sezione;
- Differenziale di sbarra di semplice concezione.

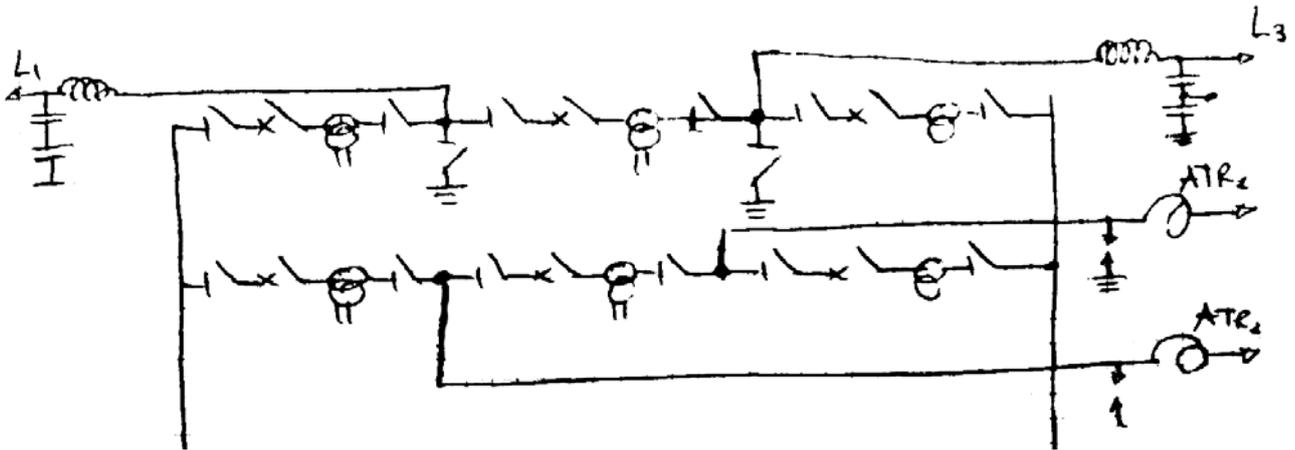
#### Svantaggi:

- Schema con il costo più elevato di tutti.

### 3.1.7. Schema a doppia sbarra ad 1 interruttore e ½ per montante

$$i = 1,5; \quad s = 3$$

Rappresenta un compromesso tra il sistema a doppia sbarra e il sistema a doppia sbarra a due interruttori per montante.



#### Vantaggi:

- Elasticità di esercizio elevata;
- Buon compromesso tra costi e sicurezza/elasticità di servizio.

#### Svantaggi:

- Apparecchiature dimensionate per correnti più elevate delle singole derivazioni;
- Collocazione rigida dei montanti – due montanti “affacciati”;
- Complicazione dei circuiti di protezione delle linee.

### 3.1.8. Schema a doppia sbarra ad 1 interruttore e $\frac{1}{3}$ per montate

---

$$i = 1,33; \quad s = 2,66$$

Rappresenta una ulteriore complicazione del sistema a doppia sbarra a 1,5 interruttori per montante.

#### **Vantaggi:**

- Buona elasticità di esercizio;
- Costo inferiore rispetto al “doppia sbarra a 1,5 interruttori per montante”.

#### **Svantaggi:**

- Difficoltà di ottenimento della selettività di intervento delle distanziometriche;
- Costo ancora più elevato rispetto al “doppia sbarra con un interruttore per montante”;
- Collocazione rigida dei montanti – due montanti “affacciati”;
- Montante centrale in cavo;
- Schema abbastanza complesso.

### 3.1.9. Schema ad anello

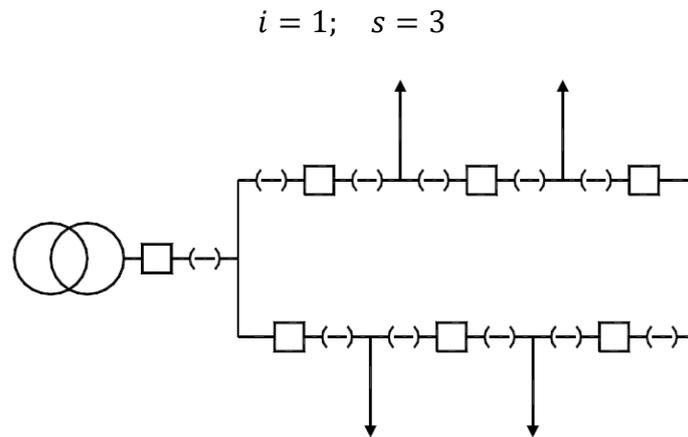


Figura 47 - Schema ad anello.

#### Vantaggi:

- Ogni montante fa capo a due interruttori con  $i = 1$  (basso costo);
- Disposizione compatta;
- Elevata flessibilità nella disposizione delle linee in uscita.

#### Svantaggi:

- Complessità dei circuiti di protezione e richiusura;
- Con anello aperto c'è il rischio di separazione del servizio;
- Difficoltà di ampliamento;
- Correnti di circolazione elevate;
- Conveniente solo per un numero di stalli modesto (max. 5).

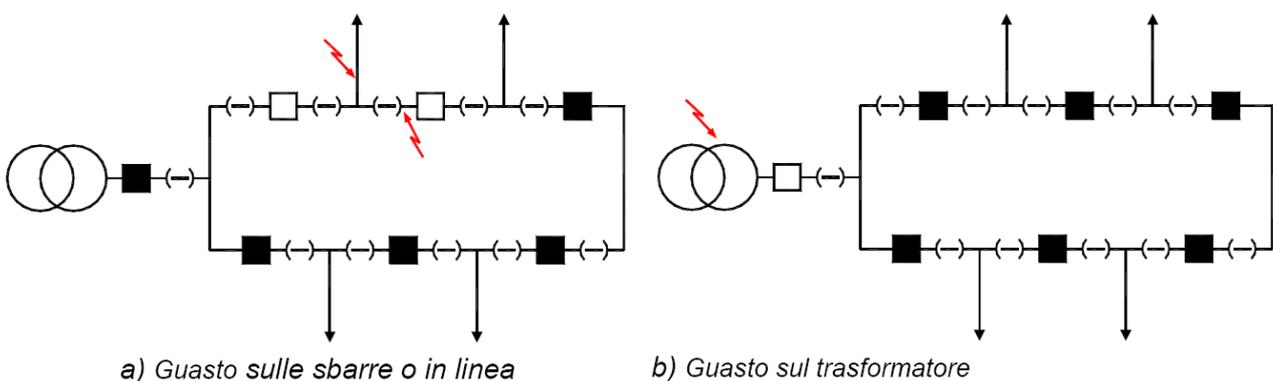


Figura 48 - Comportamento del sistema durante un guasto: □ = interruttore aperto; ■ = interruttore chiuso.

## 3.2. Classificazione dei guasti e delle anomalie di funzionamento

---

I sistemi elettrici di potenza sono caratterizzati da alti costi e lunghi tempi di manutenzione pertanto richiedono la presenza di un adeguato sistema di protezione per rilevare la **presenza di guasti o condizioni anormali di servizio**. In questi casi è necessario che il sistema di protezione sia in grado:

- in caso di guasto nel componente protetto di intervenire rapidamente per mettere fuori tensione l'impianto e salvaguardarne l'integrità. Il guasto è tipicamente causato da un cedimento dell'isolamento a cui segue l'instaurarsi di una corrente di cortocircuito che deve essere rapidamente eliminata. In generale i guasti del sistema elettrico possono essere divisi in:
  - Guasti meccanici
  - Guasti elettrici
    - Guasti derivati
    - Guasti serie
    - Guasti permanenti → guasti evolutivi
    - Guasti transitori
  
- in caso di condizioni anomale di esercizio si segnalare la presenza in modo da consentire l'attuazione di opportuni interventi correttivi prima che sia necessario il distacco di uno o più componenti dell'impianto. Sono condizioni anomale i seguenti fenomeni:
  - sovraccarichi
  - aumenti e cadute eccessive di tensione
  - asimmetrie di tensione/squilibri di corrente
  - non sinusoidalità della tensione
  - scarti di frequenza
  - oscillazioni di tensione e potenza

### 3.3. Il sistema protettivo

---

Un sistema di protezione deve essere in grado di mettere il più rapidamente possibile fuori servizio il solo componente guasto, fornendo le opportune segnalazioni. Inoltre, deve segnalare i funzionamenti anomali non gravi e intervenire direttamente per gravi anomalie (e.g. eccessivo sovraccarico).

I requisiti che caratterizzano la **qualità di un sistema** di protezione sono:

1. **Selettività**: capacità del sistema di protezione di porre fuori tensione esclusivamente il componente dell'impianto affetto da guasto.
2. **Rapidità**: velocità con cui i relè del sistema rilevano il guasto. I relè devono essere più rapidi possibile, tuttavia esiste un ritardo minimo di intervento proprio di ciascun relè. Questo ritardo è piccolo (10-20 ms) nei relè elettronici, un po' più elevato (50 ms) per i relè elettromeccanici. Se un relè interviene con il tempo proprio, senza ritardi intenzionali, viene chiamato **istantaneo**.
3. **Sicurezza**: i relè devono poter intervenire allo stesso modo e correttamente indipendentemente dalle condizioni e configurazioni di esercizio dell'impianto, senza che siano necessarie modifiche alla taratura.
4. **Sensibilità**: è il valore minimo della grandezza controllata che può essere rilevato dal relè.
5. **Affidabilità**: il sistema di protezione deve intervenire in presenza di guasti o anomalie, mentre non deve intervenire erroneamente durante il normale esercizio. Nel concetto di affidabilità si distinguono i seguenti aspetti:
  - **Proprietà di intervenire**: definita come la probabilità che un sistema di protezione intervenga quando è chiamato ad intervenire;
  - **Stabilità**: definita come la probabilità che un sistema di protezione non intervenga quando non è chiamato ad intervenire.

Il sistema di protezione si articola tipicamente in tre livelli:

- **Protezione principale**: è la protezione chiamata ad intervenire in caso di guasto;
- **Protezione di riserva**: interviene in caso di mancato intervento della protezione principale;
- **Protezione di scorta**: è la protezione disponibile in impianto per la sostituzione di protezioni in manutenzione o riparazione.

I dispositivi atti a rilevare guasti o condizioni anomale di esercizio sono i **relè**, che sono dei dispositivi "intelligenti" installati a guardia dei componenti dell'impianto (macchine, linee, cavi, ecc...) e che possono comandare la manovra degli interruttori.

### 3.3.1. I relé

---

Il **relé di misura** è un dispositivo che controlla una o più grandezze elettriche e, quando queste assumono valori che denunciano uno stato di guasto o un funzionamento anomalo, comanda l'apertura di un interruttore attraverso un segnale di scatto al fine di interrompere la continuità del circuito. È possibile classificare i relé secondo vari criteri:

- Per **tipologia costruttiva**:

- **Relé elettromeccanici**: si basano sui medesimi principi degli strumenti di misura, possono quindi essere elettromagnetici, elettrodinamici, ad induzione e termici. In tutti i casi sono dotati di un equipaggio mobile che aziona un relé di sgancio. L'equazione generale di equilibrio delle coppie agenti è esprimibile come:

$$K_1 I + K_2 V + K_3 I^2 + K_4 V^2 + K_5 VI \cdot f(\varphi) + K_6 = 0$$

- **Relé elettronici**: possono essere sia analogici che digitali e sono caratterizzati da una elevata rapidità.

- Per **tipologia di inserzione**:

- **Relé diretti**: questi relé vengono inseriti direttamente nel circuito da proteggere. Tipicamente sviluppano un'azione meccanica sufficiente a sganciare l'interruttore.
- **Relé indiretti**: vengono inseriti nel circuito mediante TA e TV. Il comando di apertura è trasmesso mediante circuiti ausiliari (in genere il c.c. dotati di batteria propria).

- Per **caratteristica di intervento**:

- **Relé istantanei**: il ritardo intenzionale di intervento è nullo. La velocità di risposta è dettata solo dal tempo proprio del relé.
- **Relé ritardati**: il ritardo intenzionale di intervento è non nullo. Si possono distinguere:
  - **Relé a tempo indipendente**: il tempo di ritardo è fisso, a prescindere dalla grandezza controllata.
  - **Relé a tempo dipendente**: il tempo di ritardo dipende dalla grandezza controllata, tipicamente con una caratteristica a tempo inverso.

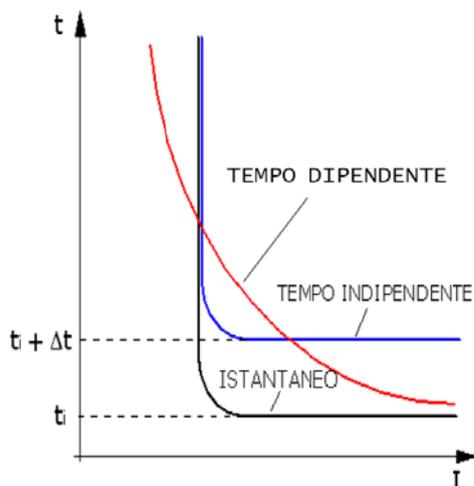


Figura 49 - Caratteristiche di intervento dei relè.

• Per tipo e numero di grandezze in ingresso:

- **Relè ad una grandezza d'ingresso:** misurano una sola grandezza. Appartengono a questa categoria, ad esempio, i relè di massima corrente e di minima tensione.
- **Relè a due grandezze d'ingresso:** attraverso opportune comparazioni è possibile individuare zone di blocco o di intervento nel piano complesso. Si possono ulteriormente classificare in comparatori di ampiezza o comparatori di fase. Due tipici, nonché importanti relè di questo tipo sono:

- **Relè a impedenza:** misurano il rapporto  $Z = V/I$  delle grandezze a frequenza di rete (filtrate, cioè, da eventuali contenuti armonici). La costruzione più elementare di un relè di questo tipo e la caratteristica di intervento nel piano complesso, essendo  $K_1 = K_2 = K_5 = K_6 = 0$  è esprimibile come

$$K_3 I^2 + K_4 V^2 = 0 \rightarrow Z^2 = K^2$$

- **Relè direzionali:** sono sensibili al verso della potenza complessa. Suddividono il piano complesso in due semipiani, uno di intervento e uno di blocco.

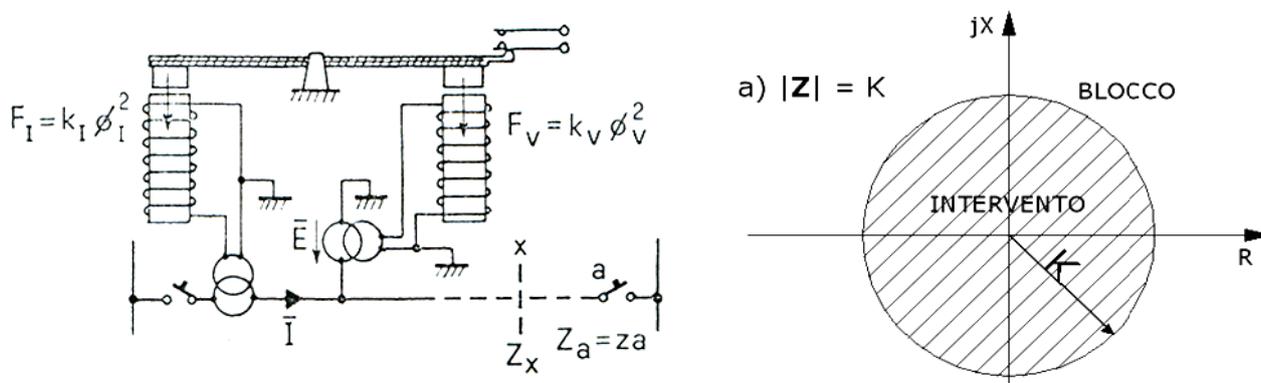


Figura 50 - Schema costruttivo di un relè elettromeccanico a impedenza e caratteristica di intervento nel piano complesso.

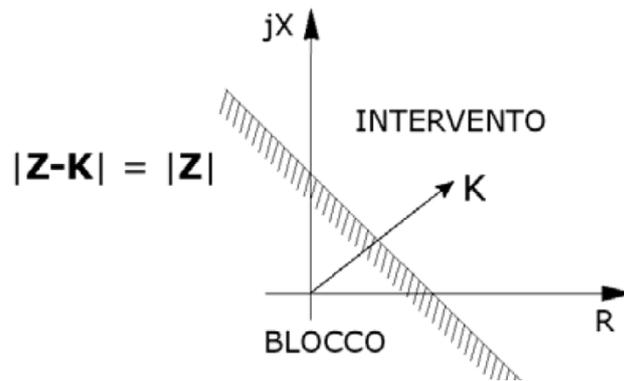


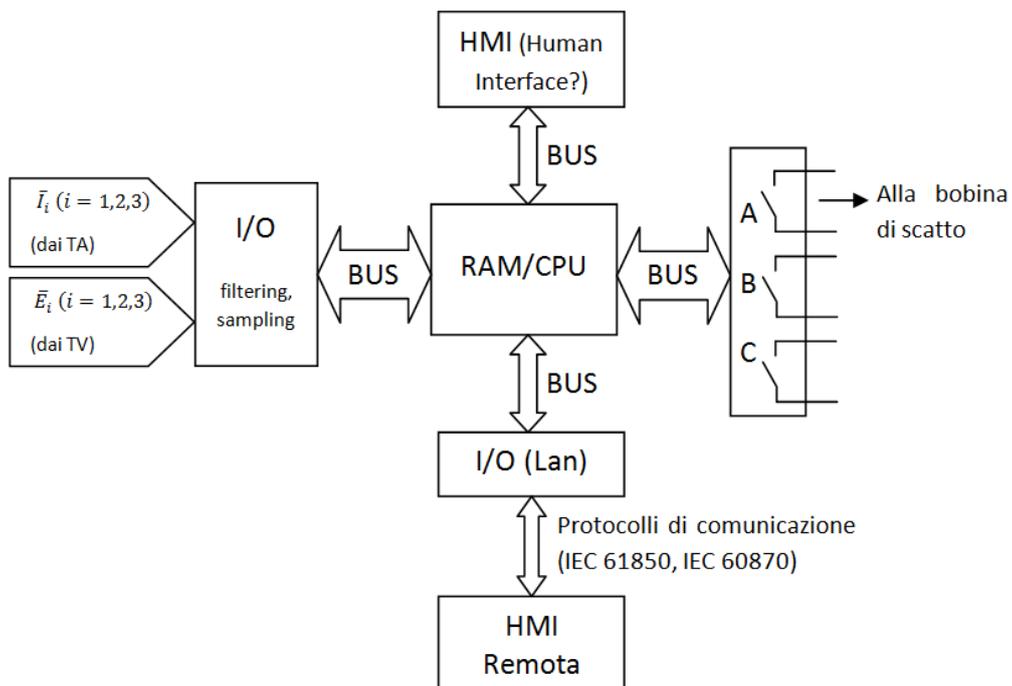
Figura 51 - Caratteristica nel piano complesso di un relè direzionale.

### 3.3.1.1. Relé digitali

Un generico sistema di protezione digitale è composto da

- Scheda di acquisiti zone dei dati (tensioni e correnti di fase),
- Processore centrale;
- Schede di uscita:
  - Interfaccia utente;
  - Interfaccia utente in remoto;
  - Scatti delle bobine.

Lo schema di funzionamento relativo è rappresentato di seguito:



### 3.3.2. Protezione dei trasformatori di potenza

Per trasformatori AT si intendono:

- Trasformatori di interconnessione AAT/AT
- Trasformatori elevatori di gruppo MT-AT/AAT
- Trasformatori di sub-trasmissione AT-MT

Queste macchine devono essere adeguatamente protette (a causa del loro costo e del lungo periodo di manutenzione richiesto in caso di guasto) dalle seguenti anomalie, con i seguenti metodi:

- **Sovracorrenti:**
  - o **Sovraccarichi:** determinano sollecitazioni termiche e un rapido invecchiamento del trasformatore. Si **utilizzano relè ad immagine termica e relè Buchholtz**. Il **relè ad immagine termica** è essenzialmente un termometro collegato ad una termoresistenza strutturato in modo tale che la costante termica del sistema sia uguale a quella dell'avvolgimento. In questo modo si può conoscere la temperatura dell'avvolgimento. Il **relè Buchholtz** è raffigurato in fig. XX. Quando la temperatura sale eccessivamente l'isolamento polimerizza e provoca delle bolle di gas.

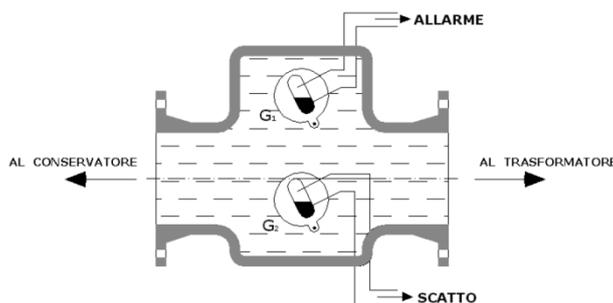


Figura 52 - Relè Buchholtz

Man mano che il gas si accumula nella parte alta del relè riduce la quantità di olio presente. Il galleggiante superiore al cui interno è racchiusa un'ampolla di mercurio, ruota e il mercurio contenuto nell'ampolla chiude un circuito di allarme. Se il guasto è importante si sviluppa un grande quantità di gas, tale da far ruotare il galleggiante inferiore che comanda direttamente in apertura l'interruttore.

- o **Corto circuiti:** determinano sforzi elettromeccanici sugli avvolgimenti. È necessario proteggere i trasformatori sia dai guasti tra le fasi che dai guasti verso terra. Entrambi i tipi di protezioni sono effettuate mediante protezioni differenziali che sono tuttavia diverse tra loro (fig. XX e XX). Si inseriscono a monte e a valle dei trasformatori dei TA con un rapporto di spire tale da trasformare la corrente allo stesso modo di quelli che stanno a valle che a monte. Se ad esempio il trasformatore ha rapporto 10 e i TA a monte hanno rapporto 100:5, allora i TA a valle avranno rapporto 1000:5. Nel caso in cui il gruppo del trasformatore sia diverso da 1, è necessario anche compensare lo sfasamento. Nella protezione differenziale contro i guasti tra le fasi (fig. XX) esiste il

problema che i TA possono saturare e quindi si potrebbero avere correnti differenziali anche in assenza di effettivi guasti. Questo si risolve grazie all'utilizzo di due bobine, una di sgancio ed una di ritenuta. La bobina di sgancio è comandata dalla differenza tra le correnti delle due bobine di ritenuta per fase, mentre la bobina di ritenuta è percorsa dalla loro semisomma. In condizioni normali o di guasto esterno è nulla la corrente differenziale e massima la semisomma per cui risulta nulla l'azione della bobina di scatto e massima l'azione di quella di ritenuta; in caso di guasto interno avviene il contrario e si ha il sicuro intervento del relè.

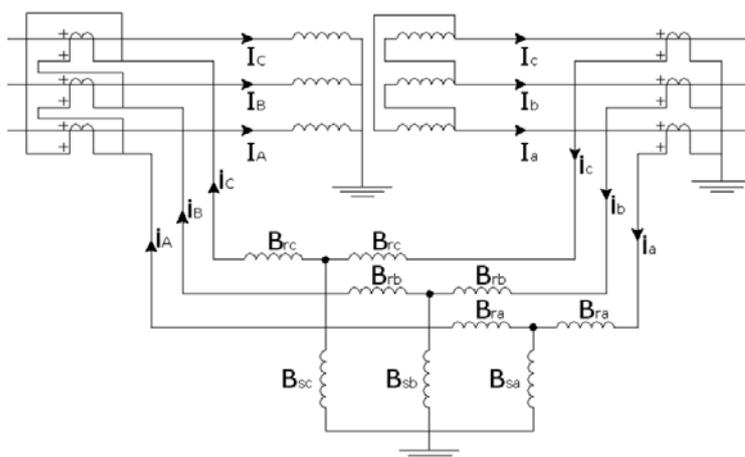


Figura 53 - Protezione differenziale contro i guasti tra le fasi.

Nella protezione differenziali contro i guasti a terra si utilizza un relè  $R_d$  che è attraversato da corrente solamente se il guasto a terra è compreso tra il punto di installazione dei TA e il centro stella. Se il centro stella non è accessibile si realizza una configurazione come quella a sinistra in figura XX.

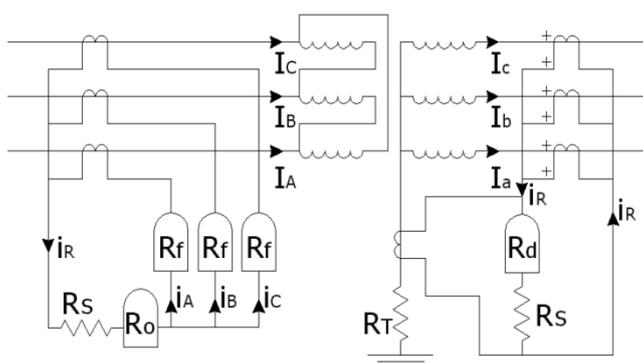


Figura 54 - Protezione differenziale contro i guasti a terra.

- **Sovratensioni:**

- o **Atmosferiche:** determinano la rottura dell'isolamento. Si utilizzano scaricatori di sovratensione a monte e a valle del trasformatore (§11 e §13).
- o **Temporanee o di manovra:** possono determinare la saturazione del nucleo con conseguenti surriscaldamenti.
- o **Abbassamenti di frequenza:** producono un aumento del flusso del nucleo con conseguente saturazione e surriscaldamenti. Si utilizzano relè di minima frequenza.

### 3.3.3. Protezioni dei generatori

---

Qwerty

### 3.3.4. Protezione delle linee – relè distanziometrici

Le reti AT sono esercite con neutro a terra per evitare i fenomeni di risonanza, per ridurre il valore delle sovratensioni e per evitare il fenomeno degli archi a terra intermittenti. Sono inoltre caratterizzate da una struttura magliata a garanzia della stabilità e della continuità di esercizio. Questi due aspetti fanno sì che il sistema di protezione per queste reti sia molto complesso per garantire delle buone prestazioni.

L'intera rete viene suddivisa logicamente in molte zone di protezione delimitate da interruttori e relè:

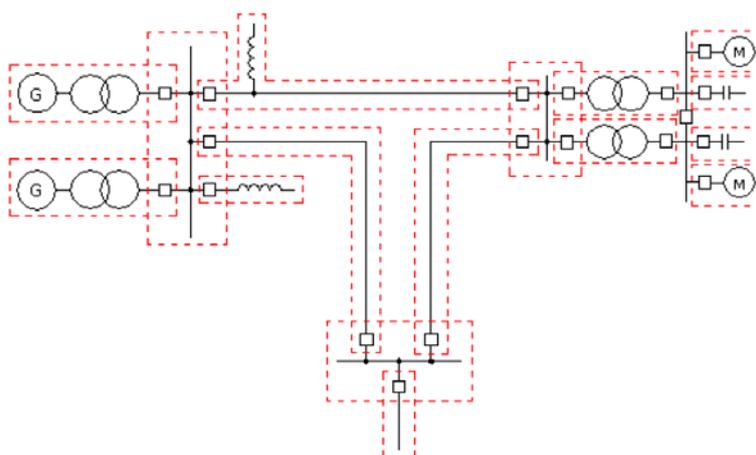


Figura 55 - Suddivisione di una rete in zone di protezione.

Per la protezione di queste reti vengono utilizzati **relè distanziometrici e direzionali**. Per avere una buona protezione (anche di riserva, qualora le protezioni principali non dovessero funzionare) sono necessari dei relè con selettività a gradini sia su impedenza che cronometrica. Un relè distanziometrico (ad impedenza) misura l'impedenza vista dall'estremità di una linea e comanda in apertura l'interruttore quando questo valore è minore del valore di taratura che è pari a all'impedenza di linea  $Z_L = z \cdot a$ , dove  $a$  è la lunghezza della linea e  $z$  è l'impedenza chilometrica della linea stessa.

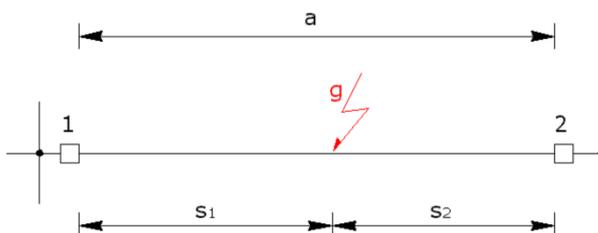


Figura 56 – Guasto in linea. Funzionamento dei relè distanziometrici.

Facendo riferimento alla fig. XX, in caso di guasto sia il relè 1 che il relè due misurano un'impedenza inferiore a quella di taratura in quanto sia  $s_1$  che  $s_2$  sono minori della lunghezza  $a$  e quindi risulterà:

$$z \cdot s_1 < z \cdot a \quad e \quad z \cdot s_2 < z \cdot a$$

I guasti ad elevata resistenza di guasto potrebbero confondere i relè ad impedenza. Per questo motivo si compensano i relè ad impedenza con i relè a reattanza. L'utilizzo esclusivo dei relè ad impedenza non garantisce la selettività del sistema di protezione. Con riferimento alla fig. XX, per il guasto in g oltre ai relè 1 e 2, anche i relè 3, 4, 5 e 6 vedono un'impedenza inferiore, comandando in apertura e mettendo fuori servizio una grande porzione di rete non affetta da guasto.

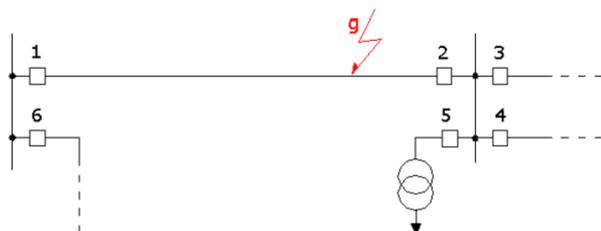


Figura 57 - Guasto in linea. La selettività non è garantita con i soli relè distanziometrici.

Per ovviare a questo problema si utilizzano sia relè distanziometrici che relè direzionali. La combinazione di queste due protezioni, la cui caratteristica di intervento è rappresentata in fig. XX, consente di ottenere una buona selettività. Un sistema siffatto, che utilizza sia relè distanziometrici che relè direzionali non presenta delle buone caratteristiche di affidabilità. Sempre con riferimento alla fig. XX, se, ad esempio, il relè 2 non dovesse funzionare, la corrente di corto circuito continuerebbe a fluire dalle linee afferenti ai relè 3, 4 e 5 senza che il sistema di protezione intervenga. È opportuno, quindi, tarare i relè distanziometrici su più gradini di impedenza ottenendo così una certa ridondanza nelle protezioni, come si vedrà a breve. Il primo gradino di taratura non può essere effettuato sul 100% della lunghezza della linea. Infatti, se si tarasse il relè per un'impedenza di  $Z_L = z \cdot a$ , ci potrebbero essere interventi intempestivi delle protezioni delle linee adiacenti alla linea affetta da guasto (ad esempio se il guasto g si verifica vicino ad una sbarra), causati da:

- Errori di misura dei TA e TV
- Imprecisioni sulla stima di  $r$  e di  $l$
- Presenza della componente transitoria di corto circuito che riduce il valore della  $Z$  misurata come se il guasto fosse più vicino (il relè opera un confronto ed effettua la divisione  $Z = V/I$ , un aumento della  $I$  corrisponde ad una diminuzione di  $Z$ )

Per questi motivi il primo gradino si tara sull'85 – 90% della  $Z_L$ . Generalmente la configurazione adottata è la seguente:

- 1° gradino:  $Z_{T1} = (0,85 \div 0,9) Z_{L1}$ ;  $t_{i1} = 0,1 \text{ s}$
- 2° gradino:  $Z_{T1} = Z_{L1} + 0,5 Z_{L2}$ ;  $t_{i2} = 0,5 \text{ s}$
- 3° gradino:  $Z_{T1} = (Z_{L1} + Z_{L2}) + 0,5 Z_{L3}$ ;  $t_{i3} = 1 \text{ s}$
- 4° gradino: massima corrente, adirezionale

Dove  $Z_{L2}$  è l'impedenza della linea successiva più corta, e  $Z_{L3}$  è l'impedenza della linea successiva più lunga.

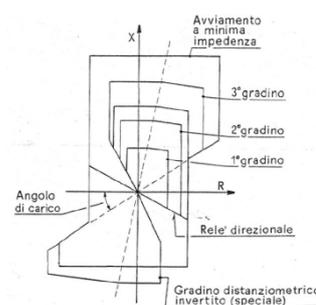


Figura 58 – Caratteristica di intervento.

In questo modo è possibile garantire la ridondanza del sistema di protezione. Si consideri, ad esempio, la rete in figura:

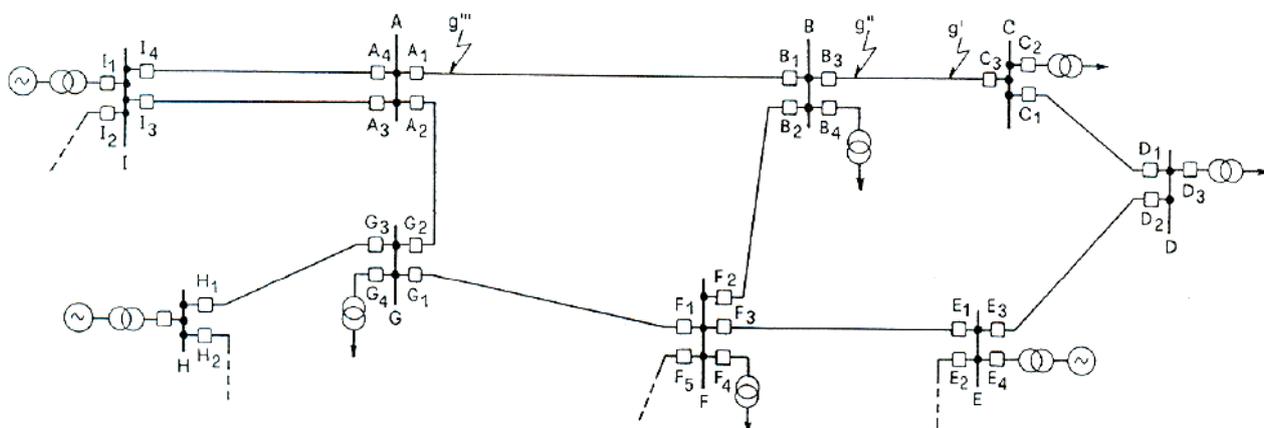


Figura 59 - Rete elettrica. Principio di funzionamento delle protezioni.

Al manifestarsi di un guasto nella linea  $g''$ , ad esempio, sono chiamati ad aprire i relè  $B_3$  e  $C_3$ . Supponiamo che l'interruttore  $B_3$  sia mal funzionante e non riesca ad aprire. I relè direzionali  $B_1$ ,  $B_2$  e  $B_4$  vedono tutti fluire la potenza nel senso opposto a quello di regime e non danno il consenso all'apertura. Dopo 0,5 secondi il relè  $A_1$  avverte la presenza del guasto  $g''$  in quanto si trova nel range di azione del secondo gradino e comanda l'apertura. Infine, superato il tempo  $t_{i3}$  anche il relè  $F_2$  comanda l'apertura con un intervento di riserva (relè adirezionale di massima corrente). In questo modo si garantisce l'estinzione del guasto, ma il carico servito dalla stazione  $B$  viene posto fuori tensione e tre tronchi di linea vengono messi fuori servizio, eventualità che può causare l'apertura di altre linee per sovraccarico. Inoltre il guasto permane per un tempo  $t > 1$  s, che può risultare eccessivo per le reti di trasmissione. Si può riassumere in un grafico l'azione delle protezioni descritte fin'ora:

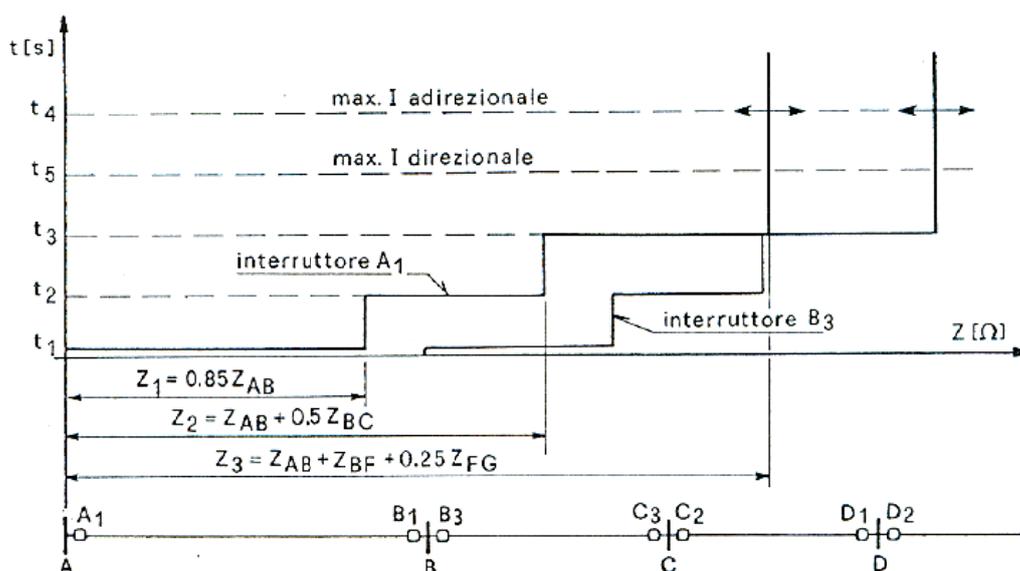


Figura 60 - Caratteristiche di taratura distanza-tempo dei relè in una rete magliata.

È possibile individuare una serie di situazioni in cui un tale sistema viene messo in crisi e le soluzioni adottate:

- **Errore di calcolo della distanza sui guasti dissimmetrici.** Si risolve utilizzando relè commutati oppure relè digitali.
- **Interventi intempestivi sui sovraccarichi.** Si possono risolvere in vari modi, ad esempio con protezioni basate sul controllo di temperatura.
- **Interventi intempestivi per pendolazioni.** Si risolve utilizzando dei relè sensibili alla velocità di variazione dell'impedenza misurata (out-of-step blocking relè) oppure con teleprotezioni con relè a confronto di fase.
- **Interventi intempestivi per distacco di una terna adiacente.** Si risolve mediante inibizione della protezione basata sulla misura delle correnti omopolari, oppure con la compensazione della mutua induttanza.
- **Ritardi di intervento per guasti alle estremità.** Si risolve usando le teleprotezioni.
- **Compensazione errata della resistenza di guasto su linee corte.** Si risolve con relè a reattanza o con relè sensibili alla corrente omopolare sul secondo gradino.
- **Errori di misura per presenza di condensatori serie o linee in cavo AAT e AT.** Si risolvono usando teleprotezioni con relè a confronto di fase.

Come si può osservare, una delle tecniche più utilizzate per ovviare ai problemi presentati sono le teleprotezioni. Si vuole, quindi, fare un cenno ai sistemi di protezione con teleprotezioni. Il principio alla base è quello di sfruttare un veloce segnale pilota per far “dialogare” i relè ai capi di una linea al fine di aumentare l'affidabilità e la selettività. Per far questo è necessario disporre di un canale di telecomunicazione affidabile e disponibile. Tipicamente vengono utilizzati ponti radio, onde convogliate e fibre ottiche o canali telefonici dedicati. Le teleprotezioni si possono applicare a:

- **Relè a confronto di direzione:** si basano sul semplice confronto, effettuato tra due relè, tramite un telesegnale pilota.
  - o Blocking scheme: utilizzano un canale on/off e sistemi di onde convogliate o ponte radio. La tecnica consiste nel tarare il solo 2° gradino delle protezioni distanziometriche su un intervento rapido, ma comandato per mezzo di un segnale di blocco per guasto esterno inviato da relè direzionali aggiuntivi posti in modo inverso rispetto ai relè direzionali incorporati nelle protezioni (cioè manda un segnale di blocco all'altro estremo se la potenza fluisce dalla linea verso le sbarre).
  - o Permissive Over-reaching / Under-reaching Transfer Trip Scheme: utilizzano un canale a spostamento di frequenza e sistemi a ponte radio o canali telefonici. Il 2° gradino è comandato dal telesegnale. Non sono necessari relè speciali. In questo schema invece che un segnale di blocco viene mandato un segnale di consenso.
- **Relè a confronto di fase:** utilizzano cavi AT o AAT con onde convogliate o ponti radio. Si confrontano le fasi delle correnti in partenza e arrivo linea, che sono quasi in opposizione di fase nei primi istanti del corto circuito.
- **Relè direzionali:** utilizzano sistemi di fibre ottiche.

## 3.4. L'esafluoruro di zolfo

### 3.4.1. Proprietà generali dell'SF<sub>6</sub>

Una molecola di esafluoruro di zolfo è costituita da un atomo di zolfo e sei atomi di fluoro, legati attraverso legami di tipo covalente.

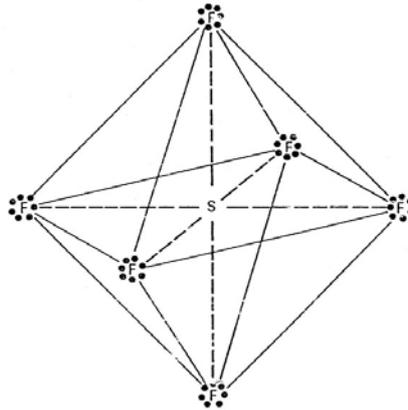


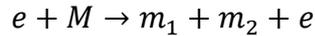
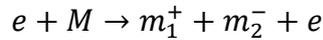
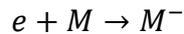
Figura 61 - Molecola di SF<sub>6</sub>.

Per tale motivo, la molecola di SF<sub>6</sub> presenta una **forte stabilità chimica**, anche ad alte temperature. Alcune delle caratteristiche principali dell'SF<sub>6</sub> vengono riportate di seguito:

- **Densità:** la densità specifica (rapporto con la densità dell'aria) a 20°C e 760 mmHg è di 6,135;
- **Pressione di liquefazione:** a temperatura ambiente è possibile liquefare il gas a valori di pressione modesti, e.g. 22 bar a 21°C;
- **Conducibilità termica:** alla pressione di 3 bar è pari a 2,5 volte il coefficiente di conducibilità termica dell'aria a pressione atmosferica;
- **Reattività:** il gas è chimicamente inerte e non corrosivo. Le fughe sono facilmente rilevabili;
- **Tossicità:** il gas è fisiologicamente inerte, atossico e non infiammabile. A seguito di scariche elettriche, tuttavia, si formano dei composti attivi e tossici, la maggior parte dei quali (~99%) si ricombina spontaneamente una volta estinto l'arco.

Un'altra caratteristica importante dell'SF<sub>6</sub> consiste nell'elevata **elettronegatività**, ovvero la tendenza a catturare elettroni liberi, dando luogo al **fenomeno di attaccamento** (vedi oltre). Da ciò conseguono le **notevoli capacità di estinzione dell'arco** e l'**elevato valore di rigidità dielettrica**.

La tenuta dielettrica di un gas dipende dal comportamento delle sue molecole sotto l'urto di elettroni accelerati da un campo elettrico. In generale si possono avere quattro reazioni:



Dove  $e$  è un elettrone,  $M$  una molecola di gas ed  $m_1, m_2$  due qualunque prodotti di dissociazione. Ai fini della scarica dei gas, solamente le prime tre reazioni sono da prendere in considerazione, in quanto modificano la natura dei portatori di carica. Ciascuna di queste tre reazioni è caratterizzata rispettivamente da un coefficiente:

1. **Coefficiente di attaccamento  $\eta$** : è il numero di collisioni che producono attaccamento, subite da un elettrone in un centimetro di cammino nella direzione del campo elettrico;
2. **Primo coefficiente di ionizzazione di Townsend  $\alpha$** : è il numero medio di elettroni prodotti per urto, da un elettrone per un percorso di un centimetro nella direzione del campo elettrico;
3. **Coefficiente di dissociazione  $\zeta$** : è il numero medio di reazioni dissociative prodotte da un elettrone che si sposta di un centimetro nella direzione del campo.

Si può dimostrare che, considerando degli elettroni liberi all'interno di un campo elettrico in un mezzo gassoso, il loro numero può aumentare o diminuire lungo il tragitto a seconda che si verifichino rispettivamente le condizioni  $\alpha > \eta$  (campi elettrici intensi, formazione della valanga elettronica) oppure  $\alpha < \eta$  (campi elettrici deboli, neutralizzazione degli elettroni da parte delle molecole di gas, con formazione di ioni negativi).

### 3.4.2. Caratteristiche dielettriche dell'SF<sub>6</sub>

Dati sperimentali di confronto tra i coefficienti  $\alpha, \eta$  dell'aria e dell'SF<sub>6</sub>, hanno consentito di tracciare la seguente curva:

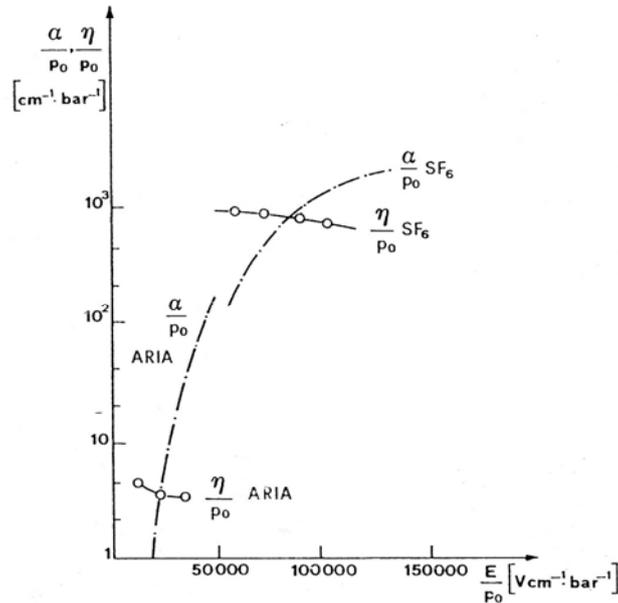


Figura 62 - Variazioni di  $\alpha/p_0$  e di  $\eta/p_0$  in funzione di  $E/p_0$  per l'aria e l'esafluoruro di zolfo.

Dal grafico risulta evidente che il coefficiente di attaccamento  $\eta$  dell'SF<sub>6</sub>, è molto elevato e, inoltre, il valore del campo elettrico critico  $E_c$  (l'intersezione tra le curve  $\alpha/p_0$  e  $\eta/p_0$ ) dell'esafluoruro di zolfo è circa 3,7 volte superiore a quello dell'aria.

Una curva più rappresentativa della rigidità dielettrica dei gas, in funzione della pressione e della distanza degli elettrodi è la **curva di Paschen**:

[IMG]

la tensione di scarica può essere ricavata, nella sezione lineare del grafico, come:

$$V_s = pd + 0,68$$

Un altro aspetto importante è il campo elettrico oltre il quale si innesca l'effetto corona. Da un confronto dei coefficienti  $\alpha - \eta$  si può ricavare la seguente curva:

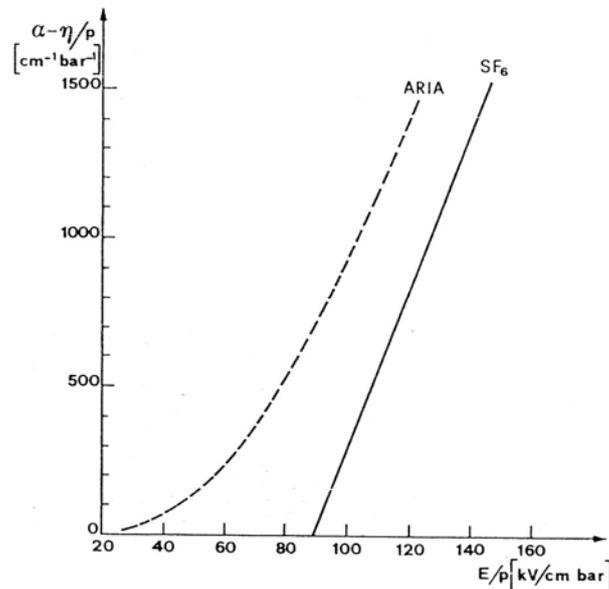


Figura 63 - Confronto tra i coefficienti  $(\alpha - \eta)$  dell'aria e dell' $SF_6$  in funzione di  $E$  e  $p$ .

Dal grafico si può immediatamente osservare la **tensione di inizio corona** (ovvero l'intersezione della curva con l'asse delle ascisse, è intorno a  $90 \frac{kV}{cm \cdot bar}$ ). Tale curva ha equazione pari a:

$$\frac{\alpha - \eta}{p} = 27 \left( \frac{E}{p} - 89 \right) \quad \left[ \frac{kV}{cm \cdot bar} \right]$$

Il **gradiente critico** di inizio corona in **campo uniforme** è espresso da:

$$E_i = 89p \left[ 1 + \frac{0,17}{\sqrt{pR}} \right]$$

Dove  $p$  è la pressione e  $R$  è il raggio di curvatura dell'elettrodo.

Il **gradiente critico** di inizio corona in **campo disuniforme**, invece, è pari a:

$$V_s = k_1 E_i \cdot d \cdot k_2$$

Dove  $k_1$  è un coefficiente che misura la disuniformità del campo ( $0,3 \leq k_1 \leq 0,6$ ) e  $k_2$  tiene conto dello stato degli elettrodi (nuovo, ingrassato, usurato, ...) ovvero conduttore e blindato.

### 3.4.2.1. Influenza della pressione e della forma d'onda della tensione applicata

L'impiego industriale dell' $SF_6$  viene effettuato per valori di pressione intorno ai 4 bar (temperatura di liquefazione di  $-36^\circ C$ ). Nella figura che segue è riassunto il risultato di prove effettuate su elettrodi piani (ma si realizzano anche prove su elettrodi cilindrici coassiali):

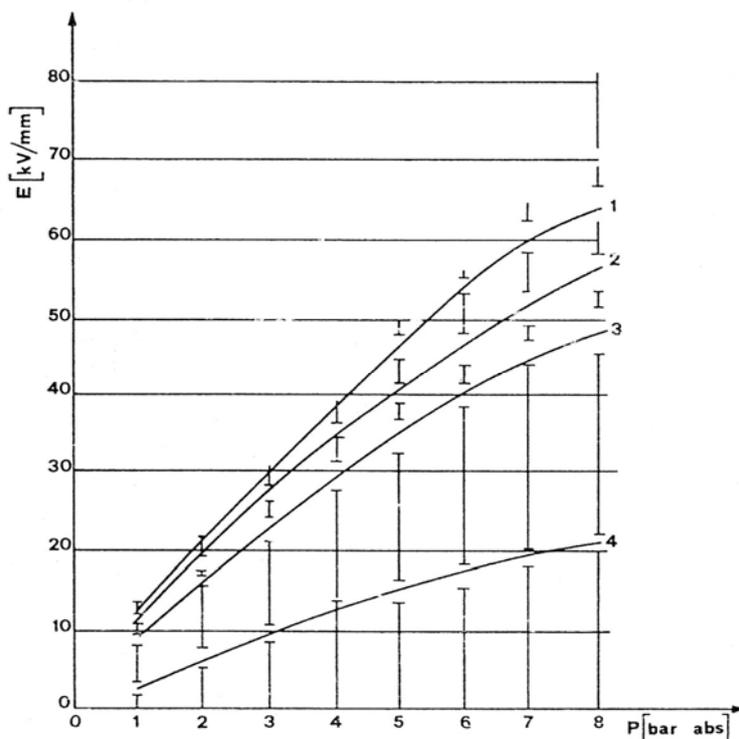


Figura 64 - Gradiente di scarica con elettrodi piani in funzione della pressione. 1)  $SF_6$  con onda impulsiva atmosferica positiva; 2)  $SF_6$  con onda impulsiva atmosferica negativa; 3)  $SF_6$  a frequenza industriale; 4) aria a frequenza industriale.

Di seguito sono riportati, invece, gli andamenti qualitativi dell'influenza della forma d'onda di tensione sulla tensione di scarica:

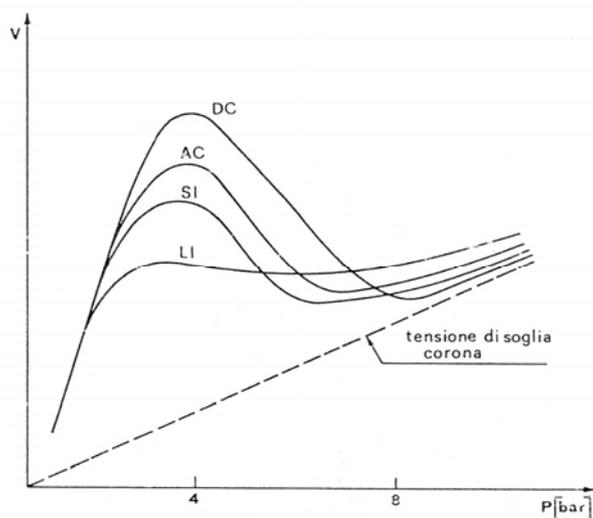


Figura 65 – Rappresentazione qualitativa dell'influenza della forma della tensione applicata sulla tensione di scarica in funzione della pressione. LI: tensione impulsiva 1,2/50  $\mu s$ ; SI: tensione impulsiva 250/2500  $\mu s$ ; AC: tensione alternata sinusoidale; DC: tensione continua

### 3.4.2.2. Influenza della rugosità superficiale degli elettrodi

La rugosità degli elettrodi gioca un ruolo molto importante sul gradiente di scarica. All'aumentare della rugosità degli elettrodi si riduce il gradiente di scarica. La rugosità superficiale di riferimento è per i test di  $0,05 \mu\text{m}$ . Già con una rugosità di  $10 \mu\text{m}$  il gradiente di scarica si riduce al 70% di quello con rugosità  $0,05 \mu\text{m}$ , come si evince dal seguente grafico:

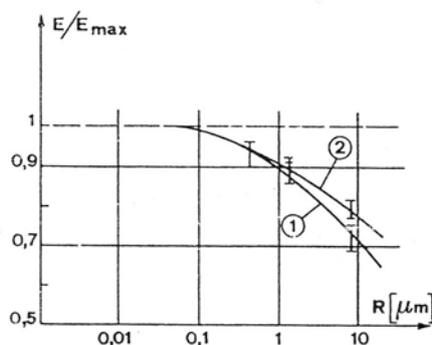


Figura 66 – andamento del gradiente di scarica in funzione della rugosità  $R$  dell'elettrodo assiale.  
 $\varnothing$  elettrodo interno: 44 mm;  $\varnothing$  elettrodo esterno: 61 mm;  $E_{max}$ : gradiente di scarica ottenuto con  $R = 0,05 \mu\text{m}$ .  
 1) frequenza industriale; 2) impulso.

Per questo motivo è importante che sugli elettrodi nel blindato non siano presenti rugosità.

### 3.4.2.3. Influenza della pulizia degli elettrodi

Qualora gli elettrodi fossero sporchi per via di distrazioni avvenute in officina si ha un calo della tensione di scarica compreso tra il 10% e il 40%, come mostrato in figura:

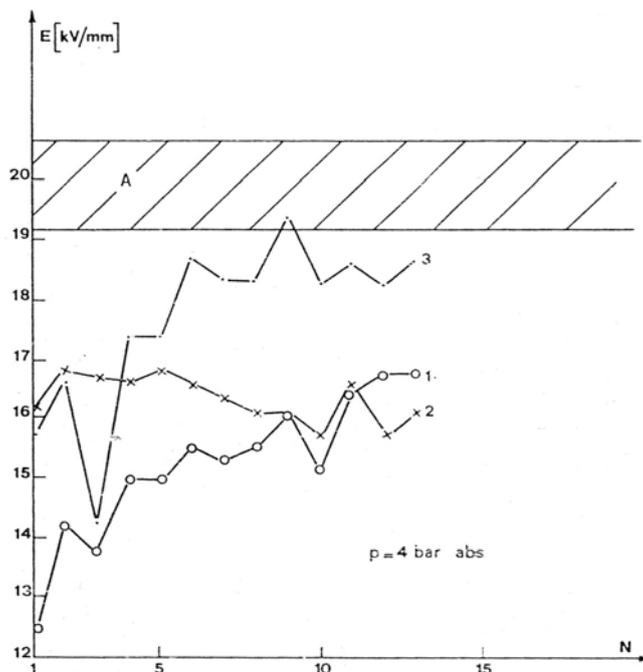


Figura 67 - Influenza della pulizia degli elettrodi in funzione del numero d'ordine  $N$  nell'applicazione di una tensione AC a frequenza industriale. 1) elettrodo molto sporco; 2) elettrodo con pellicola di grasso da trasformatore; 3) elettrodo con tracce di dita grasse; A) rigidità di un elettrodo pulito avente rugosità  $R = 0,4 \mu\text{m}$ .

### 3.4.2.4. Influenza delle particelle conduttrici e isolanti

Il gas deve essere il più puro possibile. Al suo interno non ci dovrebbero essere particelle di altri materiali. Tanto maggiore è il diametro delle particelle e tanto minore è la tensione di scarica. Per particelle conduttrici di diametro  $1000 \mu\text{m}$  ( $= 1 \text{ mm}$ ) la tensione di scarica si riduce al 30%:

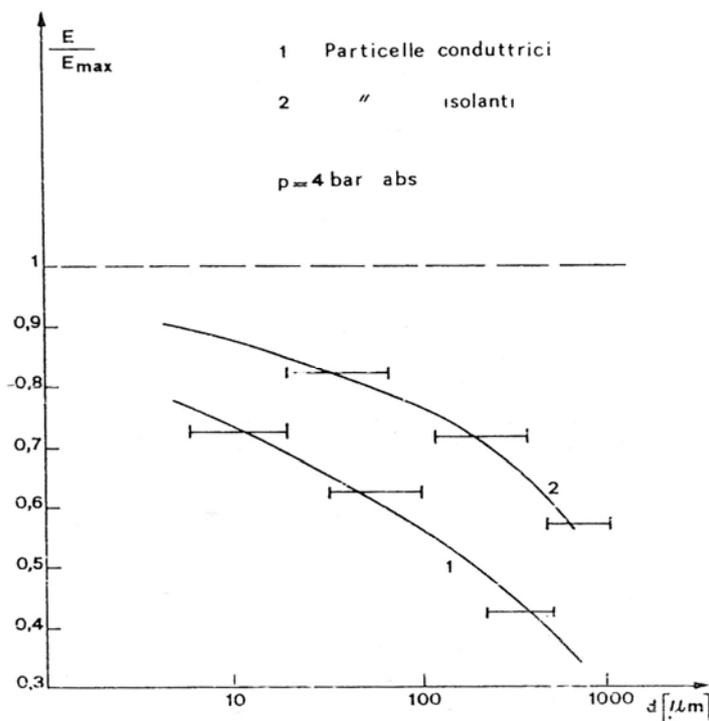


Figura 68 - Diminuzione relativa del gradiente di scarica (tensione AC sinusoidale a frequenza industriale) in funzione delle dimensioni delle particelle

### 3.4.2.5. Influenza dell'umidità

La presenza di umidità residua nel gas può compromettere sensibilmente le caratteristiche dielettriche dello stesso. Ciò si verifica diversamente anche a differenza della temperatura del gas, come si può osservare dal seguente grafico sperimentale:

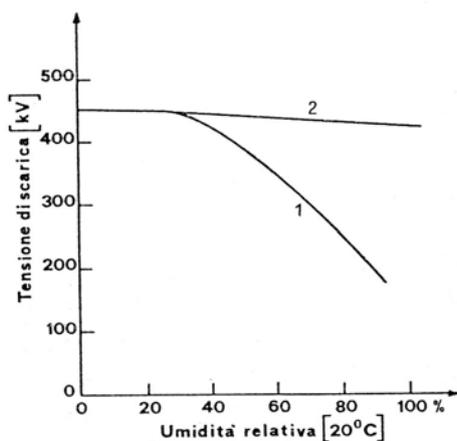


Figura 69 - Tensione di scarica in funzione dell'umidità relativa contenuta nell' $\text{SF}_6$  ad una pressione di 3,5 atm. 1) temperatura del gas compresa tra  $-2$  e  $+40^\circ\text{C}$ ; 2) temperatura del gas compresa tra  $-29$  e  $-2^\circ\text{C}$ .

### 3.4.2.6. Miscugli con altri gas

L'utilizzo dell' $SF_6$  in miscela insieme ad altri gas ha come obiettivo l'incremento delle caratteristiche dielettriche (come nel caso del freon  $C_4F_5$  o del  $C_2ClF_5$ ) oppure una riduzione del costo complessivo (come nel caso del protossido d'azoto  $N_2O$  o dell'azoto  $N_2$ ). In figura è rappresentato l'andamento della rigidità dielettrica in funzione dei rapporti stechiometrici in un miscuglio  $SF_6 - N_2$ :

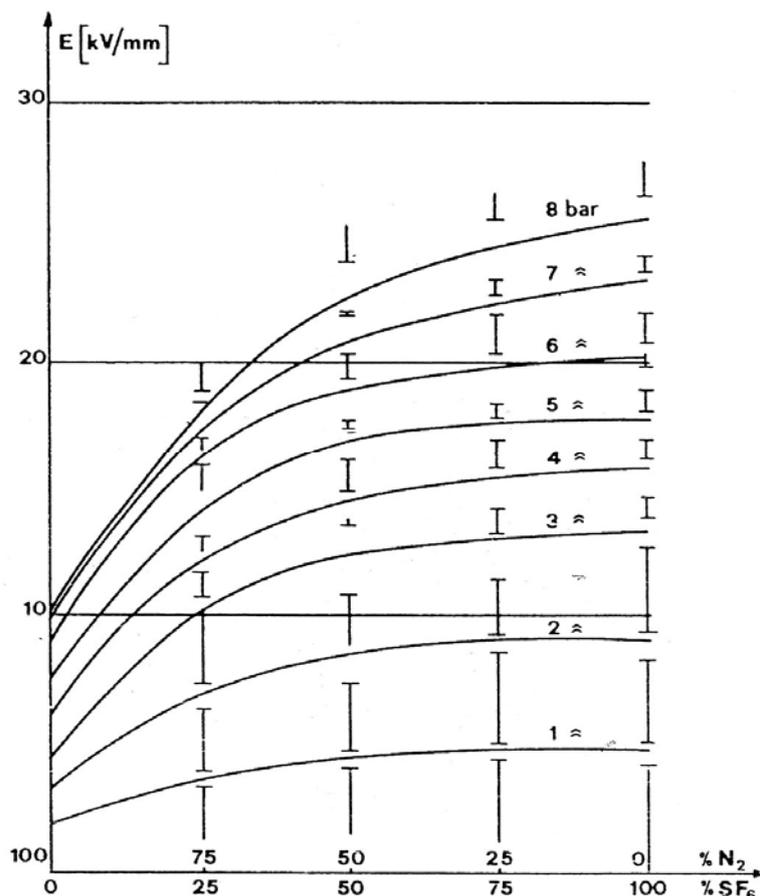


Figura 70 - Rigidità dielettrica di un miscuglio  $N_2 - SF_6$ .

### 3.4.2.7. Prodotti di decomposizione a seguito dell'arco elettrico

Come accennato in § 3.2.1, un problema dell' $SF_6$  riguarda la possibilità di decomporsi con conseguente formazione, tra l'altro, di  $S_2F_{10}$ :



L' $SF_5$  si forma durante i fenomeni di arco di piccola energia, mentre l' $SF_4$  durante gli archi di potenza.

### 3.4.3. Caratteristiche termodinamiche dell' $SF_6$

Un mezzo gassoso può considerarsi idoneo ad estinguere l'arco se la sua temperatura di dissociazione è inferiore a  $3000^{\circ}K$ . L'esafluoruro di zolfo è un buon estintore dell'arco, in quando la sua temperatura di dissociazione è circa pari a  $2500^{\circ}K$ , come si evince anche dal seguente grafico:

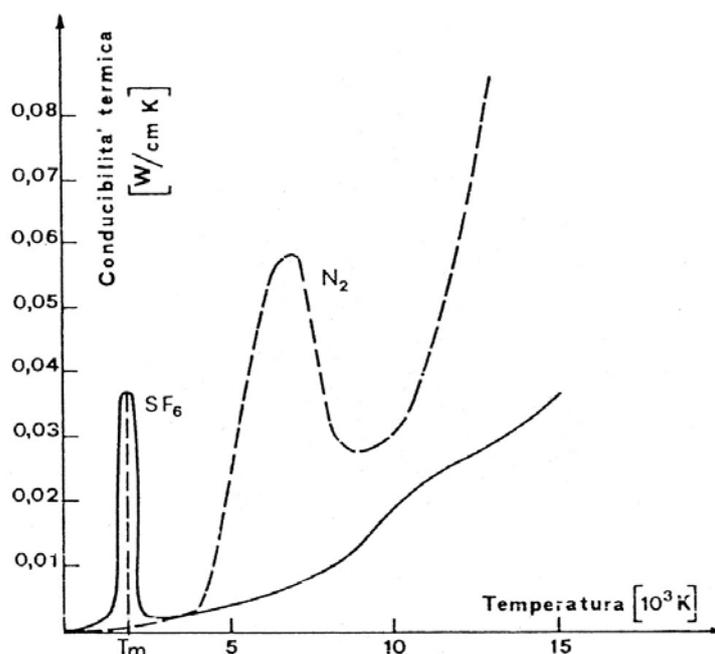


Figura 71 - Conducibilità termica dell'azoto e dell' $SF_6$  in funzione della temperatura del gas.

In altre parole, l' $SF_6$  (a differenza dell'azoto) raggiunge la sua massima conducibilità termica proprio in corrispondenza delle temperature raggiunte dall'arco, ed è pertanto idoneo a smaltire rapidamente il calore prodotto per favorire una rapido raffreddamento e deionizzazione dell'arco stesso.

### 3.5. Interruttori in SF<sub>6</sub>

---

Gli interruttori a SF<sub>6</sub> vengono utilizzati sia nelle stazioni blindate, sia nelle stazioni convenzionali isolate in aria. Le principali tecniche costruttive degli interruttori in SF<sub>6</sub> sono di due tipi:

- **a doppia pressione** (aka pneumatici, ad autogenerazione o autopuffer);
- **a singola pressione** (aka autopneumatici, pure puffer).

I vantaggi che questa tipologia di interruttori presentano rispetto a quelli “ad olio ridotto” sono notevoli e in particolare:

- nessun pericolo di incendio;
- nessun problema di sostituzione del dielettrico (l'SF<sub>6</sub> si autorigenera);
- possibilità di adottare soluzioni costruttive meno vincolanti, dovuti all'assenza di carbone nell'SF<sub>6</sub> (depositi carboniosi possono depositarsi su superfici orizzontali).

Rispetto agli interruttori ad aria compressa, invece, gli interruttori in esafluoruro di zolfo presentano i seguenti vantaggi:

- non è richiesto nessun impianto ad aria compressa centralizzato;
- usura pressoché nulla dei contatti e degli ugelli di soffiaggio;
- attitudine ad interrompere senza re inneschi le correnti capacitive;
- attitudine ad interrompere senza strappamento le piccole correnti induttive;
- attitudine ad interrompere correnti di cortocircuito molto elevate;
- attitudine a far fronte a rapide TTR, consentendo di evitare l'uso delle resistenze di apertura in casi difficili come il guasto chilometrico;
- nessun rumore durante le manovre di apertura.

Gli interruttori in SF<sub>6</sub> presentano, tuttavia, alcuni svantaggi:

- necessità di realizzare strutture a tenuta di gas;
- necessità di contenere al minimo le impurità e l'umidità del gas (nell'ordine di 1000 ppm).

### 3.5.1. Interruttori autopneumatici (pure puffer)

Gli interruttori in SF<sub>6</sub> autopneumatici sono il tipo più diffuso negli impianti a media, alta ed altissima tensione.

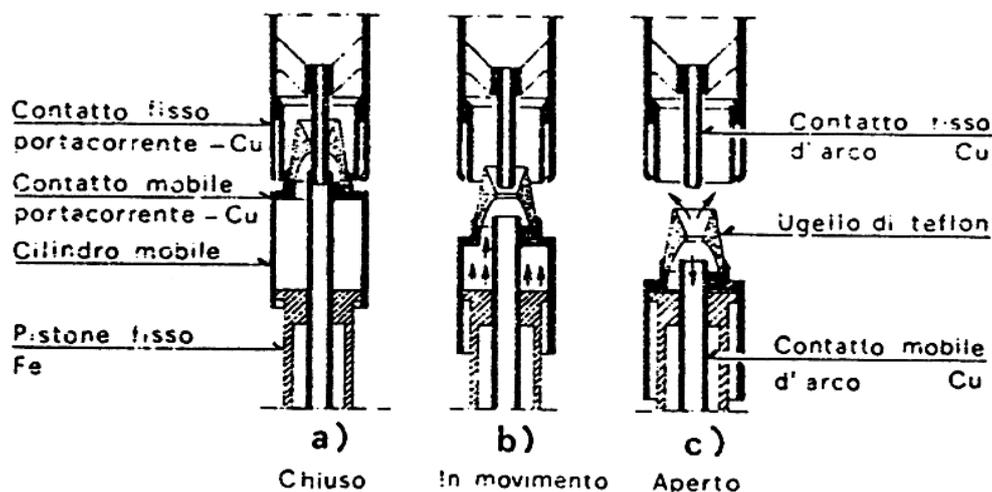


Figura 72 - Funzionamento di un interruttore a singola pressione.

Nella posizione di chiuso il cilindro mobile solidale al contatto mobile, è chiuso inferiormente dal pistone solidale con la carcassa e con il contatto fisso; il cilindro è pieno di SF<sub>6</sub> alla pressione di esercizio della camera. L'ugello di teflon, solidale con il contatto mobile, contorna in posizione di chiuso il contatto fisso d'arco.

Quando inizia la manovra di apertura, avviene la separazione dei contatti portacorrente (contatti anulari esterni di grande sezione), talché la corrente per pochi istanti è totalmente trasferita ai contatti centrali d'arco (contatti tubolari di piccola sezione nella figura).

L'impiego di contatti d'arco separati dai contatti principali portacorrente è dettato dalla necessità di evitare in questi ultimi l'erosione per l'azione dell'arco: ciò comporterebbe, infatti, l'aumento della resistenza elettrica di contatto e della temperatura delle aree di contatto che verrebbero interessate da elevate densità di corrente durante il servizio. I contatti d'arco, consentono altresì di confinare l'arco in una zona ristretta, facilitandone lo spegnimento.

In generale, i contatti principali portacorrente devono avere bassa resistenza elettrica ed elevata conduttanza termica. Non essendo soggetti all'arco, possono essere costruiti in rame con superficie argentata galvanicamente. I contatti d'arco invece vengono realizzati in rame o leghe di rame (bronzo, rame al cromo, rame al berillo) che vanno ricoperte nella zona di contatto con placchette di agglomerati ad elevato tenore di tungsteno mescolato con rame e argento.

Non appena si separano i contatti d'arco, si innesca l'arco che si sviluppa nello spazio delimitato esternamente dall'ugello di teflon. Contemporaneamente, la rapida discesa del contatto mobile e del cilindro solidale ad esso, determina la compressione dell'SF<sub>6</sub> entro il cilindro ed il soffiaggio dell'arco.

Se l'arco è sostenuto da un'intensa corrente di corto circuito, l'interruzione può non aver luogo al primo passaggio per lo zero e l'arco costituisce un ostacolo alla libera fuoriuscita dell' $\text{SF}_6$  dal cilindro, perché restringe la sezione anulare di efflusso; in conseguenza, la pressione del gas raggiunge valori elevati. Al secondo o terzo passaggio per lo zero della corrente, la pressione raggiunge un valore sufficiente a produrre un violento soffio di gas nello spazio d'arco, che ne assicura l'estinzione. Il ritardo dell'estinzione al secondo o terzo passaggio per lo zero dipende dall'intensità della corrente, dalla velocità di aumento della tensione di ritorno e dall'istante della separazione dei contatti.

In pratica avviene che l' $\text{SF}_6$  compresso nel cilindro mobile assume, al momento dell'estinzione dell'arco, una pressione tanto maggiore quando più è intensa la corrente da interrompere. Questo autosaggio dell'azione di soffiaggio d'arco determina le condizioni più favorevoli di estinzione.

In definitiva, quindi, una parte dell'energia necessaria all'estinzione dell'arco proviene dall'esterno (il comando muove il contatto fisso generando il soffio di gas), mentre un'altra parte proviene dall'aumento di pressione generato dal calore dell'arco. Ciò spiega il comportamento eccellente sia nel caso di correnti elevate di corto circuito che in quei casi notevoli d'interruzione dove gli interruttori ad olio e quelle ad aria compressa vanno in crisi.

Inevitabilmente, la richiesta di gas compresso per interrompere l'arco conduce ad **un'alta domanda di energia da parte del comando**. Ciò riduce sensibilmente l'affidabilità di questi apparecchi. Tuttavia, le realizzazioni più moderne possono ritenersi sufficientemente affidabili: per questo motivo, gli interruttori a singola pressione sono tra i più utilizzati nei vari impianti.

### 3.5.2. Interruttori ad autogenerazione (autopuffer)

Anche in questi interruttori il principio di funzionamento continua ad essere, come per quelli autopneumatici, un "misto" tra il sistema ad **accumulo preventivo di energia** e quello **auto soffiante**, ma con quasi totale prevalenza del secondo. In altri termini, l'energia necessaria alla produzione del soffio di gas viene quasi completamente prodotta dall'aumento di temperatura (e quindi di pressione) prodotta dall'arco.

La struttura del comando ne risulta notevolmente alleggerita e semplificata con notevole aumento di affidabilità.

Anche il comportamento dell'apparecchio nella interruzione di correnti prossime alla nominale, piccole correnti induttive e magnetizzanti e correnti capacitive risulta migliorato.

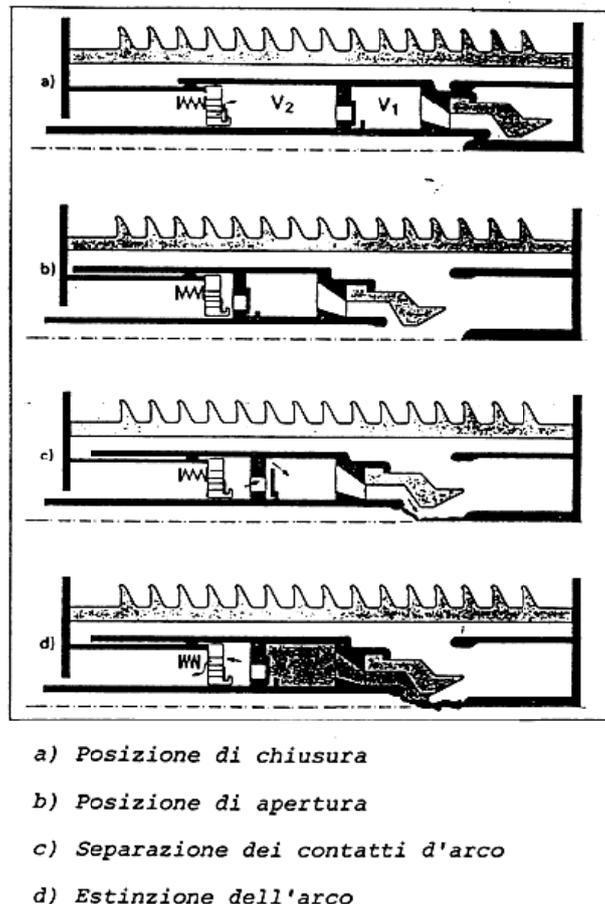


Figura 73 - Funzionamento di un interruttore a doppia pressione.

E' opportuno quindi notare che, a differenza della camera dell'interruttore autopneumatico in cui il cilindro mobile era dotato di una sola cavità a volume variabile con il moto del contatto, in questo interruttore il cilindro ha due cavità: una a volume fisso e l'altra a volume variabile. Due diaframmi mobili indicati rispettivamente con  $d_1$  e  $d_2$  possono intercettare rispettivamente il passaggio del gas da  $V_1$  a  $V_2$  e da  $V_2$  all'ambiente interno della camera racchiuso nel contenitore

isolante di porcellana. Il primo diaframma può muoversi infatti solo verso destra, il secondo verso sinistra, contrastato però da una molla antagonista.

Quando l'interruttore è chiamato ad interrompere correnti uguali od inferiori alla corrente nominale ossia **correnti di carico**, l'arco che si adescia tra i contatti d'arco è caratterizzato da una debole energia termica per cui la sovrappressione che si produce nella concamerazione a volume fisso è modesta; il diaframma  $d_1$  non si sposta verso sinistra permettendo il passaggio del gas dalla concamerazione  $V_2$  (che si restringe con il movimento del contatto) a quella fissa  $V_1$  determinando quindi il soffiaggio dell'arco attraverso il boccaglio. In definitiva, in queste condizioni, la camera si comporta come quella di un interruttore autopneumatico con **richiesta di energia modesta** da parte del comando pur potendosi considerare il sistema di spegnimento totalmente ad accumulo preventivo di energia.

Quando l'interruttore è chiamato ad interrompere **correnti di cortocircuito** e quindi dell'ordine delle decine di kA, l'energia termica dell'arco è molto superiore a quella relativa al caso precedente per cui l'aumento di pressione repentino che si desta nella concamerazione fissa è notevole e provoca lo spostamento verso sinistra del diaframma  $d_1$  con la conseguente occlusione della comunicazione con la concamerazione  $V_2$ . La notevole pressione nella concamerazione fissa produce un energico soffio sull'arco senza richiedere energia supplementare dal comando. La concamerazione a volume variabile espelle intanto il gas in essa contenuto che spinge il diaframma  $d_2$  verso sinistra vincendo il contrasto della molla antagonista. Il gas defluisce quindi nell'ambiente interno del contenitore isolante di porcellana della camera di estinzione.

Nel seguente è riportata una comparazione tra l'interruttore autopneumatico (pure puffer) e l'interruttore ad autogenerazione (autopuffer):

PURE PUFFER	AUTOPUFFER
Progetto della camera d'interruzione è relativamente più semplice.	Meccanismo di comando più semplice e più leggero e quindi molto più affidabile.
L'energia utilizzata per il soffiare l'arco è al 100% meccanica.	L'energia utilizzata per soffiare l'arco è quello dell'arco stesso nei casi d'interruzione di alti valori di correnti da interrompere (guasti).
Il meccanismo di comando richiede una energia proporzionale al potere d'interruzione.	Il meccanismo di comando richiede una bassa energia.

### 3.6. Stazioni blindate in SF<sub>6</sub>

Le **stazioni blindate in SF<sub>6</sub>** sorgono laddove vi siano particolari esigenze di conservazione del territorio, in quanto riescono a compattare la struttura tipica di una stazione (stalli e sbarre) in uno spazio assai minore, rispetto alle stazioni tradizionali in aria. A parità di tensione di esercizio, infatti, una stazione in SF<sub>6</sub> impegna una superficie che è circa il 10 – 20% di quella che verrebbe impegnata da una stazione tradizionale.

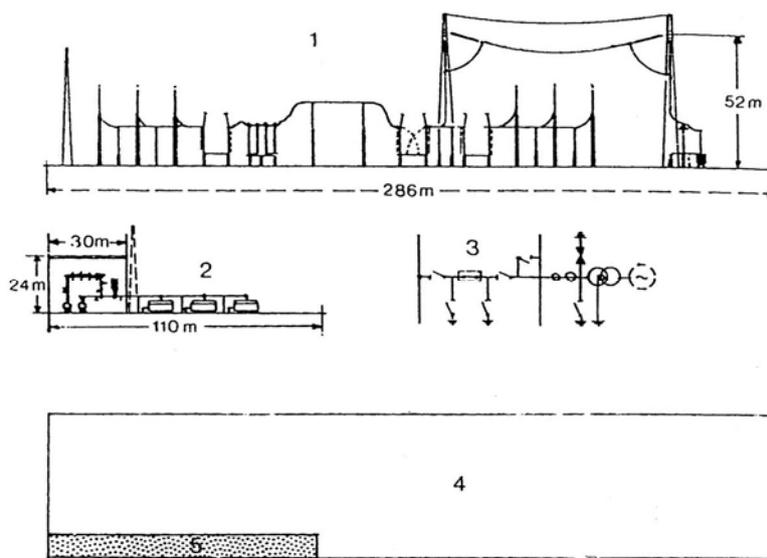


Figura 74 - Montante di alimentazione di un trasformatore a 1300 kV e 3000 MVA. Confronto tra la soluzione classica e la soluzione blindata. 1) sezione longitudinale stazione in aria; 2) sezione longitudinale stazione in SF<sub>6</sub>; 3) schema elettrico unifilare; 4) superficie necessaria nella soluzione classica in aria; 5) superficie necessaria nella soluzione blindata in SF<sub>6</sub>.

Le stazioni blindate sono costituite da una serie di **elementi modulari** componibili, ognuno dei quali contiene un componente di stazione (sbarre, sezionatori, interruttori, TA, TV, etc...). Il maggior onere finanziario che queste stazioni comportano, è compensato da un **costo e un tempo di installazione molto ridotti** e una **facile e sicura manutenzione** degli impianti. Infatti il conduttore è sorretto in posizione centrale all'interno della blindatura tramite l'ausilio di coni isolanti, e la blindatura costituisce l'elemento di protezione contro i contatti accidentali con le parti in tensione, oltre a preservare dall'inquinamento atmosferico, migliorando l'affidabilità e la continuità di servizio di tutto l'impianto. Oltre a ciò, la blindatura funge da schermo per i campi elettromagnetici ad alta frequenza (prodotti durante le manovre).

Le stazioni blindate vengono utilizzate, inoltre, nei seguenti casi:

- Dove si possono manifestare pericoli di esplosione;
- Dove vi sono punti di distribuzione di importanza militare;
- Dove vi siano problemi di occupazione del territorio, nell'ampliamento di stazioni esistenti.

### 3.6.1. Struttura delle stazioni blindate in SF<sub>6</sub>

Le stazioni blindate possono essere configurate in modo da ottenere le varie configurazioni di stazione viste nel § 3.1.

Lo schema elettrico unifilare di una stazione blindata a semplice sbarra con uscita in cavo è rappresentato di seguito:

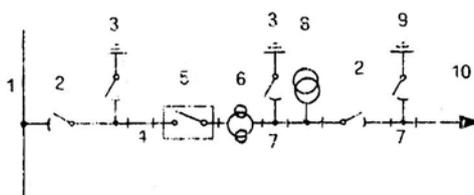


Figura 75 - Schema elettrico unifilare di un montante a semplice sistema di sbarre.

La realizzazione blindata corrispondente è invece rappresentata di seguito:

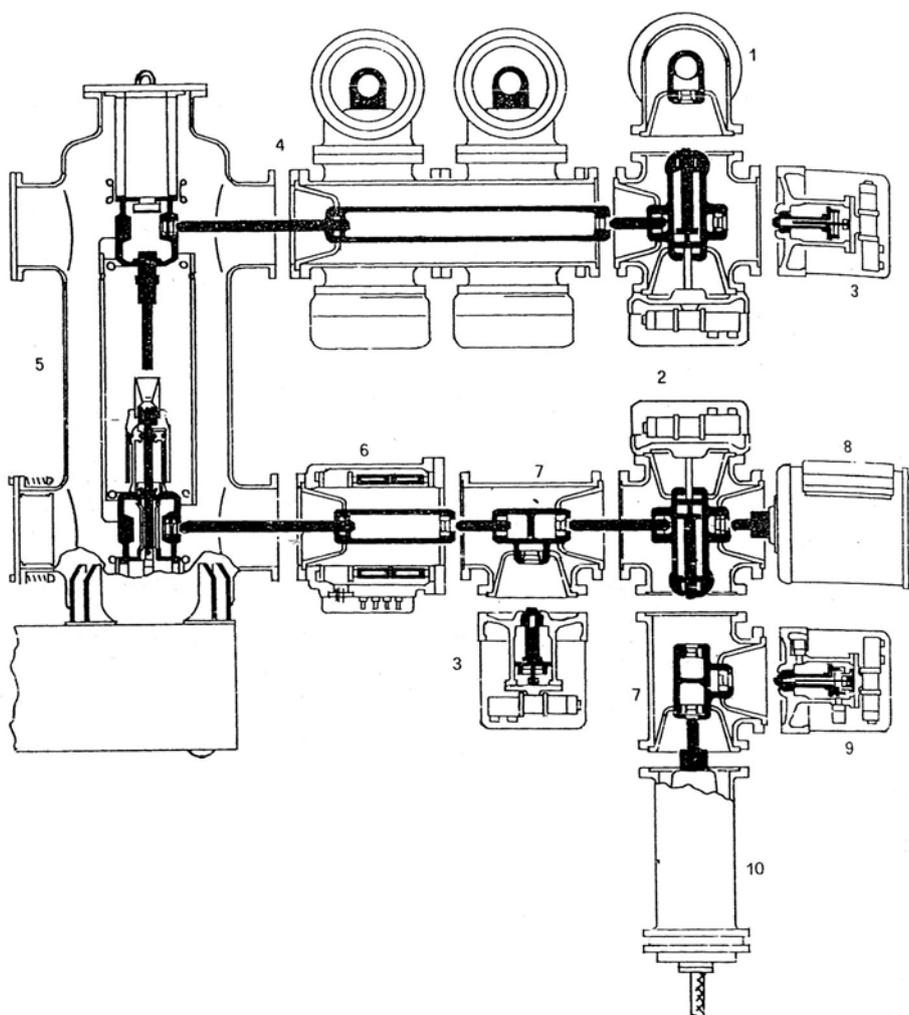
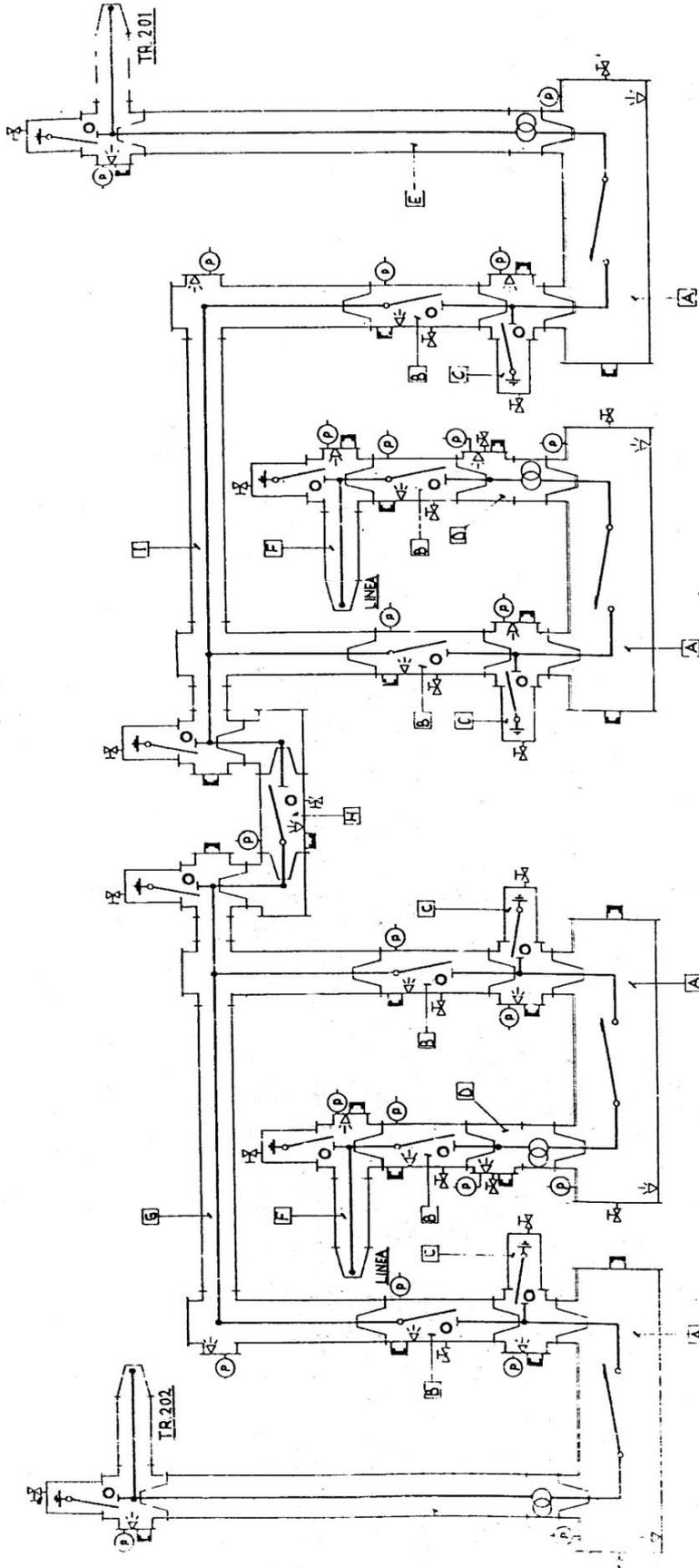


Figura 76 - Sezione di montante blindato a semplice sbarra. 1) sbarra; 2) sezionatore; 3) sezionatore di terra per chiusura lenta e comando motore; 4) elemento rettilineo; 5) interruttore; 6) trasformatore di corrente; 7) elemento di raccordo a tre flange; 8) sezionatore di terra con chiusura a scatto istantanea; 9) trasformatore di tensione; 10) terminale di cavo.

Di seguito verranno analizzati sommariamente i vari componenti dell'impianto.



- DENOMINAZIONE -	
	SEGNALATORE DI PRESSIONE
	OBLO' PER VISIBILITA' DEL SFONAMENTO MEDIANTE PERISCOPIO
	FOTOCPELLULA
	VALVOLA DI RIEMPIMENTO (NORMALMENTE CHIUSA)
	DISCO DI ROTTURA

F	USCITA VERSO LA LINEA
G	SISTEMA SBARRE SINISTRA
H	SEZIONATORE SBARRE
I	SISTEMA SBARRE DESTRA

- COMPARTIMENTI -	
A	INTERRUTTORE
B	SEZIONATORE
C	RACCORDO con MESSA A TERRA
D	RACCORDO con T.A. SULL'INTERR. DI LINEA
E	RACCORDO con T.A. SULL'INTERR. DI MACCHINA

Figura 77 - Schema di una stazione blindata con quattro montanti a singola sbarra con sezionatore di sbarra.

### 3.6.1.1. Blindatura

La **blindatura** ha generalmente una forma cilindrica e viene realizzata con un insieme di tubi saldati, tipicamente di alluminio o acciaio amagnetico al fine di contenere la circolazione di correnti parassite indotte sul rivestimento blindato dal conduttore.

L'impiego di alluminio, pur semplificando le operazioni relative al trasporto, fondazione e intelaiatura dell'impianto per via del suo basso peso, non ha un buon comportamento nei confronti dell'arco elettrico: può infatti essere forato in caso di scarica interna.

Si possono distinguere due tipi di sistemi di blindatura:

- **Sistema monofase:** ogni fase è blindata separatamente. Ha un costo elevato e produce perdite per correnti parassite non trascurabili, ma comporta consente un elevato margine di sicurezza per l'isolamento tra le fasi. Inoltre, in caso di corto circuito, gli sforzi elettrodinamici sono trascurabili;
- **Sistema trifase:** tutte le fasi sono racchiuse in un'unica blindatura. Ha dei costi ridotti e richiede meno spazio, ma l'isolamento tra le fasi diviene molto critico. È conveniente solo per sistemi di sbarre molto lunghi.

### 3.6.1.2. Interruttori

Gli interruttori sono un adattamento degli interruttori in SF<sub>6</sub> già visti in §3.5.

### 3.6.1.3. Sezionatori

Nelle stazioni blindate vengono utilizzati diversi tipi di sezionatori:

- Sezionatori sottocarico a scatto istantaneo;
- Sezionatori a scatto ritardato;
- Sezionatori a chiusura lenta.

Durante l'apertura, le depressioni create dai due stantuffi aspiranti provocano un flusso di gas verso le cavità dei contatti, il che produce una energica azione deionizzante dell'arco.

Nelle stazioni blindate rivestono una particolare importanza i **sezionatori di terra**. Tali elementi consentono di mettere a terra delle sezioni dell'impianto per effettuare la manutenzione. Si distinguono:

- **Sezionatori di terra di lavoro:** non sono in grado di interrompere alcuna corrente. Servono solo per effettuare manutenzione;
- **Sezionatori di terra rapidi:** possono interrompere la corrente nominale dell'impianto;
- **Sezionatori di terra extra-rapidi:** possono chiudere la corrente di cortocircuito per shuntare a terra un eventuale arco interno. Hanno dei tempi di intervento di  $80 \div 100 \text{ ms}$ .

I sezionatori devono essere dotati di sistemi che possano certificare l'avvenuto sezionamento. Si utilizzano, a tal fine, oblò di osservazione ricavati sulla blindatura.

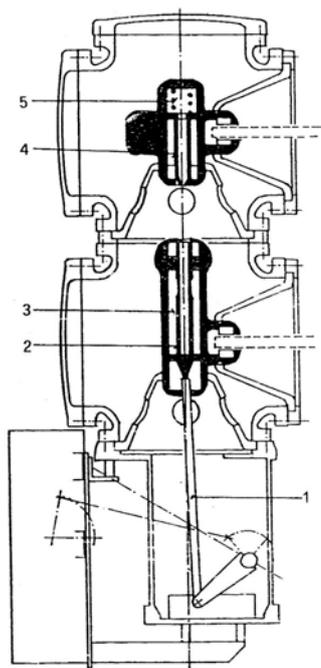


Figura 78 - Sezionatore sottocarico. 1) asta di comando del contatto mobile; 2) contatto mobile; 3) camera di aspirazione dell' $SF_6$ .

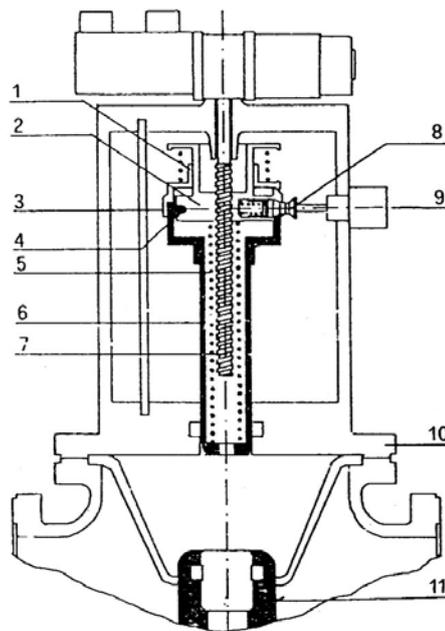


Figura 79 - sezionatore di terra con chiusura a scatto istantaneo. 1) cilindro; 2) foro filettato del pistone; 3) fascia elastica; 4) sede della fascia elastica; 5) molla; 6) contatto mobile; 7) stelo filettato; 8) sganciatore; 9) elettromagnete di sgancio; 10) rivestimento blindato; 11) conduttore in tensione.

### 3.6.1.4. Trasformatori di tensione

I trasformatori di tensione impiegati nelle stazioni blindate sono generalmente di tre tipi:

- **Trasformatori induttivi in resina fusa:** per tensioni fino a 150 kV.

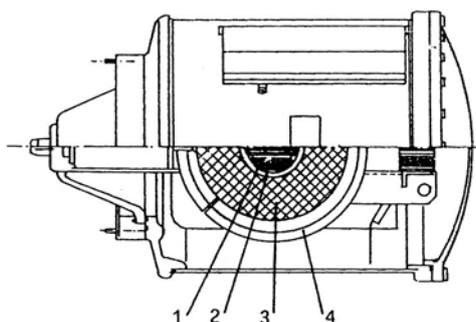


Figura 80 - Trasformatore di tensione induttivo in resina fusa. 1) nucleo magnetico; 2) avvolgimento di bassa tensione; 3) avvolgimento di alta tensione; 4) isolamento in resina fusa.

- **Trasformatori capacitivi:** composti da un divisore capacitivo e un gruppo di misura.
- **Riduttore capacitivo ad amplificazione elettronica:** sono essenzialmente costituiti da un amplificatore elettronico connesso ai morsetti di un partitore capacitivo. I vantaggi di questa realizzazione risiedono 1) nell'ingombro ridotto; 2) nell'uso dell' $SF_6$  come isolante dei condensatori; 3) nell'indipendenza della precisione dalle variazioni di carico e dal fattore di potenza.

### 3.6.1.5. Trasformatori di corrente

I trasformatori di corrente sono del tipo a nucleo toroidale:

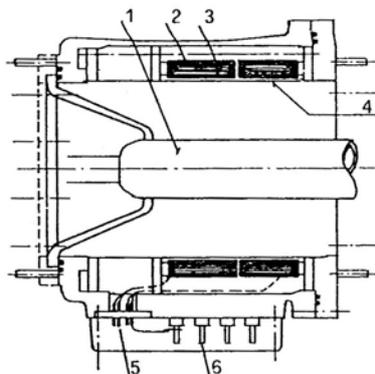


Figura 81 - Trasformatore di corrente. 1) avvolgimento primario costituito dal conduttore di fase; 2) avvolgimenti secondari avvolti su nuclei toroidali, annegati in resina fusa, alloggiati entro il contenitore a potenziale di terra; 3) nuclei toroidali; 4) schermo cilindrico metallico, collegato a terra, posto tra i nuclei e il conduttore passante in tensione; 5) passanti a tenuta di gas per gli avvolgimenti secondari; 6) morsettiera.

Tali trasformatori sono disposti in posizioni varie posizioni nelle stazioni blindate, in particolare:

- In corrispondenza dei terminali (dei cavi o isolatori passanti);
- In serie agli altri elementi modulari;

a volte i TA sono montati direttamente sui cavi in arrivo e in partenza dalla stazione. Questo consente, tra l'altro, una facile manutenzione ed un risparmio sull'isolamento del TA, in quanto la guaina del cavo fornisce l'isolamento necessario.

### 3.6.1.6. Terminali e isolatori passanti

La stazione blindata può essere connessa sia con linee aeree o trasformatori, sia linee in cavo. Nel primo caso vengono utilizzati degli isolatori passanti, nel secondo caso dei terminali per cavi.

Gli **isolatori passanti** sono tipicamente realizzati in porcellana e non differiscono dai modelli utilizzati per le stazioni in aria.

I **terminali dei cavi** possono essere di vario tipo, a seconda della tecnologia di cavo adottato (in olio, in gas, in isolamento solido). I terminali formano, in genere, sistemi di isolamento piuttosto complessi, dovendo interfacciare l'isolamento del cavo con l'isolamento della stazione blindata.

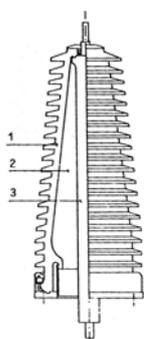


Figura 82 - Isolatore passante. 1) isolatore in porcellana; 2) gas SF<sub>6</sub>; 3) conduttore in alta tensione.

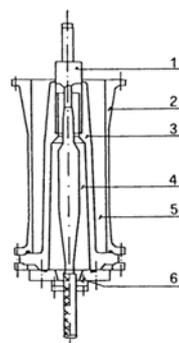


Figura 83 - Terminale per connessione tra cavo e montante blindato in SF<sub>6</sub>. 1) asta di accoppiamento con il conduttore in tensione; 2) involucro metallico; 3) isolatore in resina fusa; 4) olio del cavo; 5) gas SF<sub>6</sub>; 6) piastra a tenuta ermetica munita di morsetti serracavo.

### 3.6.1.7. Isolatori conici

Gli isolatori conici servono per mantenere i conduttori centrati all'interno della blindatura. Devono possedere alcune proprietà caratteristiche, tra cui:

- Elevate caratteristiche meccaniche;
- Coefficiente di dilatazione lineare prossimo a quello dei circuiti metallici con i quali vengono accoppiati (per evitare deformazioni meccaniche);
- Elevata rigidità dielettrica;
- Elevata resistenza alla scarica superficiale;
- Resistenza ai prodotti di decomposizione dell' $\text{SF}_6$ ;

Inoltre, è necessario che posseggano un basso valore di rigidità dielettrica relativa (intorno a  $\epsilon = 3 \div 4$ ) e di  $\tan \delta$ : questo serve per evitare che il gradiente del campo elettrico all'interno del blindato si modifichi eccessivamente, andando a generare delle componenti tangenziali che andrebbero ad influire sulla rigidità dielettrica dell'esafluoruro di zolfo:

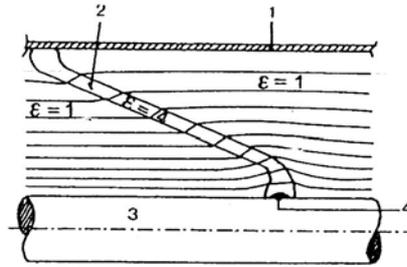


Figura 84 - Distribuzione del campo elettrico tra due elettrodi cilindrici coassiali in presenza di un isolatore di forma tronco-conica. 1) rivestimento metallico; 2) isolatore in resina fusa; 3) conduttore interno; 4) anello metallico di fissaggio.

Gli isolatori conici vengono costruiti, in genere, con i seguenti materiali:

- Resine epossidiche o poliuretaniche;
- Quarzo;
- Allumina calcinata o triidrata.

I materiali più utilizzati, però, sono le resine bisfenoliche caricate con allumina calcinata.

### 3.6.2. Pressione di riempimento degli impianti blindati

Generalmente ogni compartimento della stazione blindata viene riempito con  $SF_6$  in modo che la densità nominale sia circa uguale a  $30 \text{ kg/m}^3$ . Tale valore si raggiunge con pressione nominale di circa  $3,5 \text{ kg/cm}^2$  quando la temperatura del gas è pari a  $20^\circ\text{C}$  e la pressione atmosferica locale è di  $760 \text{ mmHg}$ . Per valori di temperatura e pressione atmosferica differenti, il valore della pressione relativa di riempimento deve essere corretto mediante opportuni coefficienti ricavabili dai seguenti grafici:

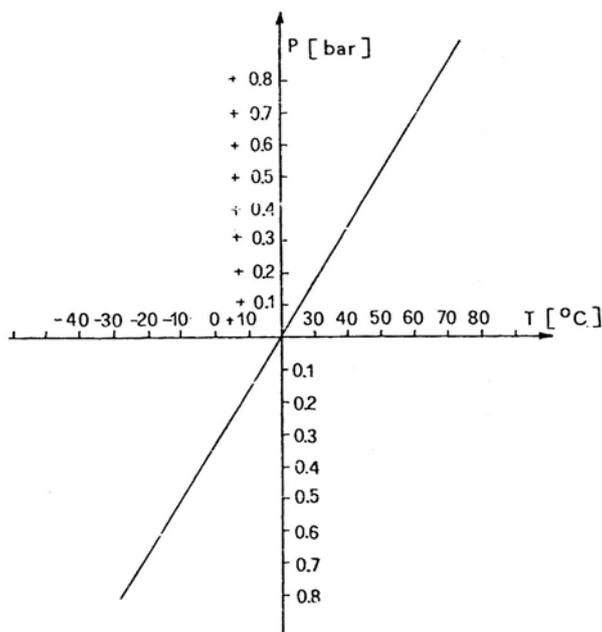


Figura 85 – Correzione della pressione di riempimento in funzione della temperatura ambiente.

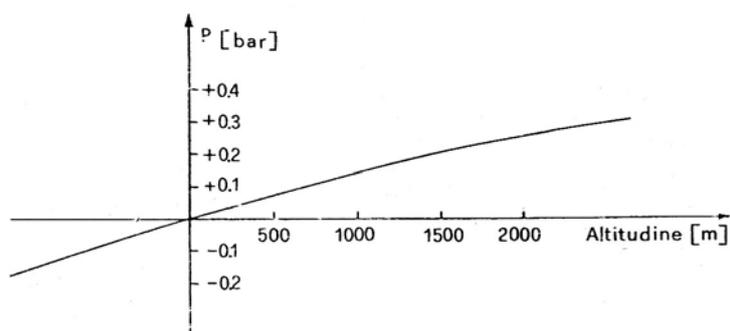


Figura 86 - Correzione della pressione di riempimento in funzione dell'altitudine.

### 3.6.3. Arco interno e mezzi di protezione

Per arco interno s'intende l'arco sostenuto dalla corrente di cortocircuito tra il conduttore (o i conduttori) in tensione ed il rivestimento metallico del blindato, posto al potenziale di terra. La probabilità che si verifichi un arco interno è molto piccola, ma non nulla. Bisogna pertanto conoscere il fenomeno per limitarne gli effetti.

L'arco può essere monofase, bifase o trifase<sup>5</sup>. Gli effetti di un arco interno sono:

- **Sforzi elettrodinamici:** le apparecchiature non dovrebbero subire nessun danneggiamento dagli sforzi elettrodinamici, essendo queste ultime testate per resistere a sforzi notevoli (ad esempio, per una stazione a 420 kV le apparecchiature vengono provate a 50 kA per 1 s);
- **Aumento di pressione:** la sovrappressione dovuta al riscaldamento provocato dall'arco è calcolabile come:

$$\Delta p = C_1 \frac{I \cdot t}{vol} \quad [bar]$$

Dove  $C_1 \approx 0,12 \div 0,6$  è una costante che dipende dal tipo di costruzione e dalla potenza dell'arco, mentre le grandezze sono espresse in:  $I [kA]$ ,  $t [ms]$ ,  $vol [dm^3]$ ;

- **Erosione degli involucri:** il tempo per cui può permanere l'arco senza che si abbia la perforazione dell'involucro è pari a:

$$t_{max} = C_2 \frac{s^a}{I}$$

Dove  $a = 1 \div 2$  e lo spessore  $s [mm]$ ,  $I [kA]$ . Tipicamente si usa al contrario per calcolare lo spessore della blindatura;

- **Deterioramento delle parti in tensione e degli isolatori:** i conduttori possono essere erosi dall'arco e i supporti isolanti vicini all'arco possono essere bruciati dalla proiezione di metallo fuso;
- **Inquinamento dell'SF6 e degli isolatori conici:** le goccioline di metallo fuso vengono proiettate in tutto il compartimento interessato. Inoltre si formano fluoruri metallici che si depositano nel compartimento sotto forma di polvere.

Per evitare o limitare l'arco interno vengono presi svariati accorgimenti, tra i quali:

- Utilizzo di dischi di rottura tarati tra i 4,94 e 5,46 bar (per una pressione nominale di esercizio di 3,5 bar) in modo da contenere le sovrappressioni ed impedire l'esplosione del blindato;
- Utilizzo degli isolatori conici di compartimentazione (isolatori che dividono un modulo dall'altro) in grado di resistere ad una pressione di 17 bar. In questo modo si limitano gli effetti negativi di un arco interno ad un singolo comparto;

<sup>5</sup> Nelle stazioni blindate con blindatura monofase, l'arco interno può soltanto essere monofase.

- Utilizzo di scudi protettivi installati in corrispondenza dei dischi di rottura, per deviare il flusso di gas caldo e particelle solide verso le apparecchiature, dove non può trovarsi il personale;
- Gli involucri metallici della blindatura hanno uno spessore minimo di 5 *mm*, ma nella zona di attacco finale dell'arco (ossia dove l'arco ha la maggiore probabilità di mantenersi, a prescindere da dove sia stato innescato), cioè in corrispondenza degli isolatori conici, lo spessore è notevolmente maggiore.

Per identificare il compartimento nel quale è avvenuto il guasto si fa uso di fotocellule. L'utilizzo di queste precauzioni consente di limitare notevolmente sia i danni alle strutture che al personale. Si ricorda, infatti, che il rischio di infortunio del personale è molto basso, in quanto la probabilità che si verifichi un incidente è il prodotto di probabilità di eventi molto rari:

1. Formazione di un guasto in un materiale particolarmente affidabile;
2. Intensità e durata del guasto tali da provocare la perforazione;
3. Presenza del personale nel locale di un impianto che praticamente non richiede manutenzione o sorveglianza;
4. Presenza del suddetto personale a breve distanza dal compartimento interessato dal guasto (inferiore a 2 *m*);
5. Perforazione dell'involucro nella zona più pericolosa tale da provocare un getto di gas nella direzione del personale.

## 4. Trasmissione in corrente continua

---

La **trasmissione in corrente continua** (o **HVDC**: High Voltage Direct Current) è un sistema che consente la trasmissione di energia attraverso una corrente continua, a differenza del più comune sistema trifase.

Per le **lunghe distanze** la trasmissione HVDC risulta più economica e consente di ridurre le perdite in esercizio. Inoltre, per applicazioni sottomarine, la trasmissione HVDC risulta particolarmente vantaggiosa, sia per la necessità di posare un singolo cavo (il ritorno è costituito dall'acqua), sia perché evita gli effetti capacitivi del cavo presenti in un sistema a corrente alternata.

Per **distanze inferiori**, i costi di una sistema HVDC possono ancora essere paragonati a quelli di un sistema in corrente alternata, tenendo conto anche di altri benefici legati alla corrente continua.

In definitiva, i **vantaggi del sistema HVDC** sono:

- Economicità nella costruzione: i costi strutturali sono inferiori in quanto sono presenti meno conduttori ed ogni conduttore è di sezione inferiore (a parità di potenza rispetto ad un sistema AC), a causa dell'assenza dell'effetto pelle;
- Riduzione delle perdite in esercizio;
- Assenza dei fenomeni capacitivi (e delle correnti ad essi legate) nelle linee in cavo;
- Possibilità di posare un singolo cavo nelle installazioni sottomarine;
- Possibilità di interconnettere sistemi a frequenza diversa (50/60 Hz);
- Possibilità di avere linee molto lunghe senza stazioni intermedie poste in zone remote;
- Possibilità di aumentare la capacità di una rete già esistente, laddove la posa di nuove linee o cavi sia difficile o costosa;
- Possibilità di contribuire alla regolazione di frequenza nelle reti (solo nei sistemi HVDC basati su VCS, Voltage Sourced Converters, ovvero convertitori a IGBT o GTO).

I principali **svantaggi** del sistema, invece, sono:

- Inferiore affidabilità e disponibilità<sup>6</sup>, dovuta alla presenza degli stadi di conversione a monte e a valle delle linee;
- Modesta sovraccaricabilità dei convertitori statici e, quindi, della linea stessa;
- Difficoltà nel realizzare sistemi multiterminali (ovvero non linee punto a punto);
- Difficoltà nel realizzare interruttori in corrente continua.

Nel seguito verranno analizzati i principali tipi di sistemi HVDC ed maggiori problemi legati a questa tecnologia.

---

<sup>6</sup> Per sistemi monopolari è stata registrata una disponibilità pari a circa il 98,5%. I sistemi bipolari, invece, consentono di avere una elevata disponibilità al 50% della capacità totale della linea, ma la disponibilità a piena capacità resta intorno al 97 ÷ 98%.

## 4.1. Tipologie di sistemi HVDC

### 4.1.1. Sistemi monopolari con ritorno a terra

La configurazione detta **monopolare con ritorno a terra** è la più comune nei sistemi HVDC. IN questa configurazione un terminale del raddrizzatore a tiristori è connesso alla linea, mentre l'altro è connesso all'elettrodo di terra. Agli evidenti vantaggi economici di una simile realizzazione si affiancano svariati problemi, tra cui:

- Corrosione elettrochimica di lunghi oggetti interrati, come ad esempio le tubazioni dei servizi;
- Elettrodi sottomarini per il ritorno della corrente via mare possono dare origine alla formazione di cloro, o comunque alterare la normale chimica dell'acqua;
- Un percorso di richiusura della corrente in mare non uniforme può dare origine ad un netto campo magnetico, con conseguenti disfunzioni delle bussole di navigazione delle navi che oltrepassano un cavo sottomarino.

Tali effetti possono essere eliminati mediante l'installazione di un conduttore metallico di ritorno (anche interrato e privo di isolamento), tra i due capi della linea.

I maggiori sistemi monopolari odierni, sono in grado di trasportare una potenza di circa 1500 MW nel caso di linee aeree o di circa 600 MW nel caso di linee in cavo.

La maggior parte dei sistemi monopolari, comunque, viene progettato per poter essere aggiornato ad un sistema bipolare. Ad esempio i tralicci consentono di portare due cavi, anche se uno soltanto è utilizzato in questa configurazione. Il secondo conduttore può essere del tutto inutilizzato, oppure può essere utilizzato con la medesima polarità dell'altro, dando così luogo alle cosiddette **linee omopolari**.

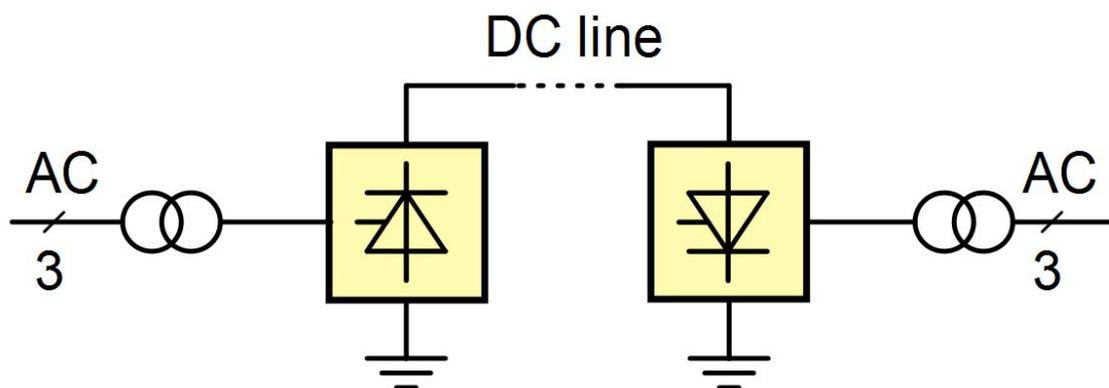


Figura 87 - Schema di principio di un impianto HVDC monopolare.

### 4.1.2. Sistemi bipolari

In questo tipo di configurazione vengono usati due conduttori, entrambi ad elevato potenziale rispetto a terra, ma di polarità opposta. Ciò comporta, ovviamente, un maggiore costo della linea, in quanto entrambi i conduttori devono essere isolati per le alte tensioni. Tuttavia, il maggiore costo, è compensato da importanti vantaggi:

- In funzionamento normale la corrente di terra è del tutto trascurabile, come nel caso di sistema monopolare con conduttore di ritorno. Ciò riduce le perdite e gli effetti ambientali;
- In caso di guasto ad uno dei cavi, il sistema può funzionare a metà potenza usando la terra come conduttore di ritorno, analogamente ad un sistema monopolare;
- Con terreni particolarmente avveri, il secondo conduttore può essere portato su un set di tralicci indipendenti dal primo, sicché il funzionamento (anche se a metà potenza) è garantito anche in caso una linea sia danneggiata.

Anche nei sistemi bipolari può essere presente un conduttore di terra metallico.

I sistemi bipolari possono trasportare anche 3200 MW con tensioni di  $\pm 600$  kV.

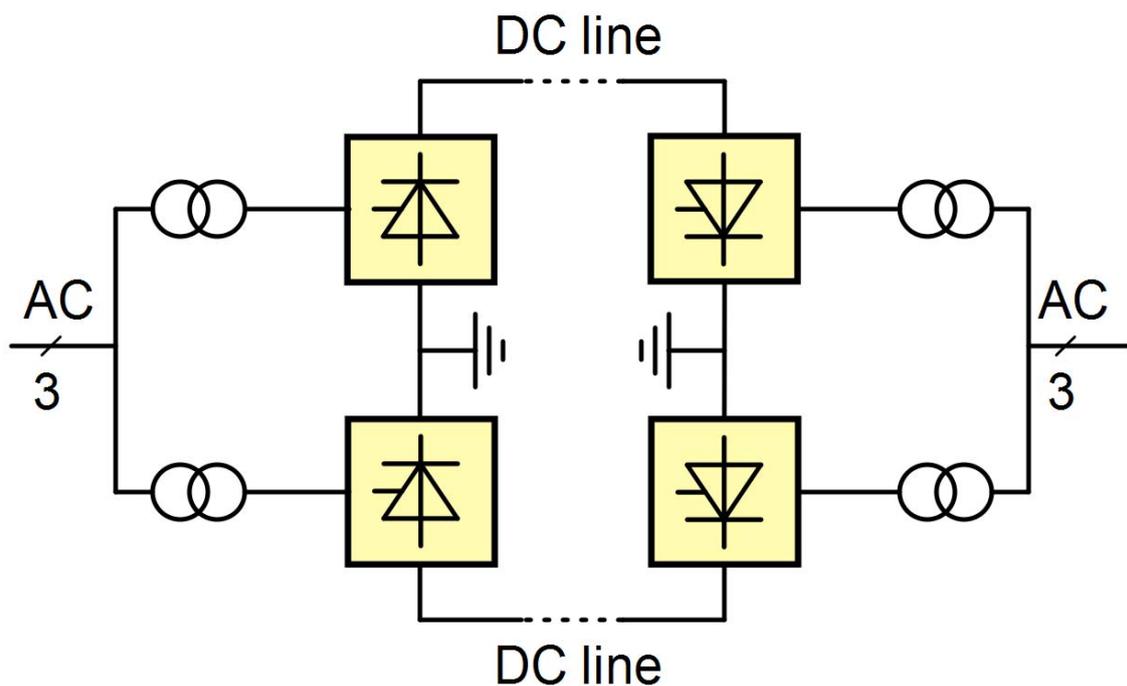


Figura 88 - Schema di principio di un impianto HVDC bipolare.

## 4.2. Tecnologie HVDC

### 4.2.1. Il fenomeno corona

Il **fenomeno corona** (scariche parziali in aria), si manifesta tra configurazioni interelettrodiche a campo elettrico non uniforme per **ionizzazione parziale dello spazio tra gli elettrodi** a causa di punti a campo elettrico intenso. In tutte le configurazioni a campo elettrico non uniforme il corona precede sempre la scarica.

La manifestazione di queste scariche parziali in aria da origine a **perdite di potenza, interferenze elettromagnetiche e rumore**.

L'**intensità del fenomeno corona** a parità di configurazione interelettrodica e di tensione applicata agli elettrodi dipende dai coefficienti di ionizzazione e di attaccamento del gas che occupa lo spazio interelettrodico.

L'**innescò del fenomeno corona** in aria ha scarsa dipendenza dalla polarità degli elettrodi a differenza del processo di evoluzione alla scarica; la polarità è riferita rispetto l'elettrodo che è al potenziale di terra:

Polarità positiva	Polarità negativa
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Burst</b> corona: impulsi di corrente con tempi alla cresta dell'ordine dei <i>ns</i>, con valori di picco da qualche <i>mA</i> a centinaia di <i>mA</i> con una frequenza da qualche centinaio a qualche migliaio di <i>Hz</i>, microscariche di colore bluastro;</li> <li>- <b>Glow</b>: piccole microscariche di colore bluastro a carattere persistente caratterizzate da una corrente a carattere non impulsivo; questa fase può essere assente quando gli elettrodi sono molto lontani;</li> <li>- <b>Prebreakdown streamers</b>: filamenti di scarica bluastri più estesi delle fasi precedenti associati ad impulsi di corrente di ampiezza rilevante ma con durata dell'ordine delle centinaia di <i>ns</i> e bassa frequenza di ripetizione.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Trickel pulses</b>: impulsi di corrente con tempi alla cresta dell'ordine dei <i>ns</i>, con valori di picco fino a qualche <i>mA</i> con una frequenza, proporzionale alla tensione applicata, da qualche <i>kHz</i> a qualche <i>MHz</i>, microscariche di colore rossastro;</li> <li>- <b>Glow</b>;</li> <li>- <b>Prebreakdown streamers</b>.</li> </ul>

Gli effetti negativi introdotti dal fenomeno corona nelle linee AT e AAT in termini di perdite, interferenze elettromagnetiche e rumore audio sono comuni sia alle linee AC che alle linee DC. Tuttavia vi sono delle importanti differenze tra i due casi dovute proprio alla caratteristica della tensione (continua o alternata):

- Nelle **linee AC** le cariche positive (ioni) e negative (ioni ed elettroni) oscillano con l'alternarsi della polarità della tensione dando origine sia a fenomeni di ionizzazione che di ricombinazione. Le cariche rimangono confinate nell'intorno del conduttore;
- Nelle **linee DC** il conduttore, superato il livello di innesco del corona, agisce come un generatore di cariche della stessa polarità del conduttore. Le cariche vanno a riempire l'intero spazio interelettrodico (tra conduttori e tra conduttori e terreno), ovvero non rimangono confinate nell'intorno del conduttore.

Si definisce **campo elettrico critico** per il fenomeno corona, il campo elettrico a cui si deve portare una regione di spazio in prossimità di un elettrodo per l'innesco del corona burst quando la polarità è positiva o del corona trickel quando la polarità è negativa. Le differenze di campo elettrico nei due casi sono trascurabili. Nel caso dei conduttori delle linee aeree il campo elettrico di innesco del corona  $g_c$  è calcolabile attraverso la formula di Peek:

$$g_c = 30 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right) \quad \left[\frac{kV_{picco}}{cm}\right]$$

Dove:

- $\delta$  è la densità relativa dell'aria, calcolabile come:

$$\delta = 3,855 \frac{P}{273 + T}$$

con  $P$  pressione atmosferica in  $mmHg$  e  $T$  temperatura in  $^{\circ}C$ ;

- $m$  è il fattore di irregolarità superficiale del conduttore<sup>7</sup>;
- $r$  è il raggio del conduttore in  $cm$ ;

Il campo elettrico critico è legato alle condizioni atmosferiche. Pertanto una media pesata su un anno del campo elettrico critico per un determinato conduttore in funzione della zona attraversata dall'elettrodotto andrebbe condotta. Il valore così determinato diventa il campo elettrico critico di riferimento per il progetto. La scelta del campo elettrico critico sulla base delle condizioni atmosferiche più sfavorevoli può condurre ad una progettazione eccessivamente cautelativa ed economicamente non giustificabile.

<sup>7</sup> Risulta sempre  $0 < m \leq 1$ , in particolare:  $m = 1$  per conduttori a superficie liscia e pulita;  $m = 0,6 \div 0,8$  per i conduttori cordati;  $m = 0,3 \div 0,6$  per i conduttori cordati bagnati o ricoperti di neve;  $m = 0,25$  per i conduttori cordati in presenza di forte pioggia.

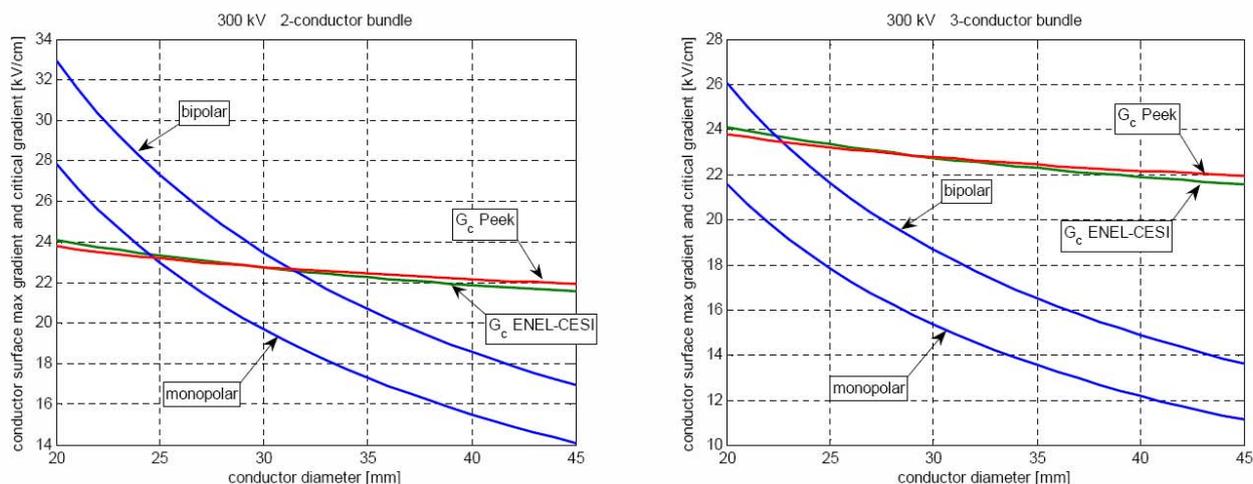


Figura 89 - Esempio di calcolo di campo elettrico critico per una linea a 300 kV (monopolare o bipolare) con 2 e 3 conduttori nel fascio (distanza tra i conduttori del fascio di 40 cm).

L'obiettivo della **progettazione delle linee**, per quanto riguarda il fenomeno corona, è ottenere un campo elettrico massimo sul conduttore  $g_m$  al disotto del campo elettrico critico  $g_c$ :

$$g_m < g_c$$

$g_c$  rappresenta il campo elettrico limite oltre il quale diventa visibile la ionizzazione del gas, con perdite, interferenze elettromagnetiche e rumore audio a valori inaccettabili. Pertanto tutti gli effetti negativi prodotti dal fenomeno corona devono essere stimati anche quando la disuguaglianza viene rispettata. In altre parole il rispetto di questa disuguaglianza non significa che tutti gli effetti negativi del corona sono eliminati.

La disuguaglianza sopra riportata rappresenta quindi uno dei punti di partenza per la progettazione di un elettrodotto aereo.

L'intensità del campo elettrico massimo sul conduttore è controllata agendo su:

- tensione di linea;
- diametro dei conduttori;
- numero dei conduttori nel fascio;
- distanza tra i conduttori nel fascio;
- tipologia del conduttore (ad esempio a corda compatta);
- altezza dei conduttori da terra;
- distanza reciproca tra i conduttori di polo;
- distanza tra i conduttori di polo e le funi;
- .....

Bisogna altresì considerare che in prossimità delle morse, dei distanziatori del fascio, nelle vicinanze del sostegno, etc., il campo elettrico raggiunge valori più elevati proprio per la presenza di tali discontinuità. D'altra parte il calcolo del campo elettrico massimo sul conduttore in prossimità dei distanziatori, morse, giunti, etc. diventa un compito assai arduo e spesso le variabili ulteriori introdotte per l'affinamento del calcolo possono condurre a risultati più incerti.

#### 4.2.1.1. Perdite per effetto corona

Le perdite per effetto corona sono molto influenzate dalle condizioni atmosferiche:

- **Pioggia, neve e nebbia** aumentano le perdite: in presenza di pioggia le perdite diventano dalle 2 alle 4 volte quelle in presenza di bel tempo (in presenza di forte pioggia possono aumentare di un ordine di grandezza), mentre in presenza di neve le perdite diventano circa 2 volte rispetto a quelle in presenza di bel tempo. L'incremento delle perdite nel passaggio da bel tempo a tempo perturbato (pioggia) nel caso delle linee DC è minore rispetto a quello per le linee AC (in quest'ultimo caso l'incremento può raggiungere 50 volte tanto);
- Nelle linee DC a differenza di quelle AC il **vento** ha un'influenza sulle perdite: il vento ha un effetto perturbante sulle cariche di spazio. L'alterazione introdotta dal vento sulla distribuzione delle cariche spaziali avviene alle spese del sistema (conduttori in tensione) che tendono a ristabilire un equilibrio attraverso una introduzione di ulteriori cariche di spazio. Studi sperimentali hanno dimostrato che le perdite sono proporzionali alla velocità del vento. Il vento provoca l'allargamento delle cariche e comporta aumento del campo elettrico al suolo nelle zone adiacenti alla linea.
- A parità di campo elettrico superficiale sul conduttore, le perdite sono proporzionali al **numero di conduttori**, ma sono sostanzialmente indipendenti dalla polarità dei conduttori;
- Nel passaggio da linea **omopolare** a linea **bipolare** le perdite aumentano da 1.5 a 2.5 volte.

Per la stima delle perdite si può ricorrere alla formula di Illiceto-Knudsen:

$$P = 2,5 \cdot a \cdot (k + 1) \cdot n \cdot r \cdot V \cdot 2^{0,25(g_m - g_0)} \cdot 10^{-3} \quad \left[ \frac{kW}{km} \right]$$

Dove:

- $V$  è la tensione in  $kV$ ;
- $a$  è un coefficiente che vale  $a = 1$  se linea monopolare e  $a = 2$  se bipolare;
- $n$  è il numero dei conduttori del fascio;
- $r$  è il raggio dei conduttori in  $cm$ ;
- $H$  è l'altezza dei due poli da terra in  $m$ ;
- $S$  è la distanza tra i due poli in  $m$ ;
- $g_m$  è il campo massimo sul conduttore in  $kV/cm$ ;
- $g_0$  è il campo critico (non ci sono perdite se  $g < g_0$ ) in  $kV/cm$ :  $g_0 = 22 \cdot \delta$ ;
- $k$  è un coefficiente che vale  $k = 0$  per linea monopolare e  $k = \frac{2}{\pi} \operatorname{atan} \left( \frac{2H}{S} \right)$  per linea bipolare;

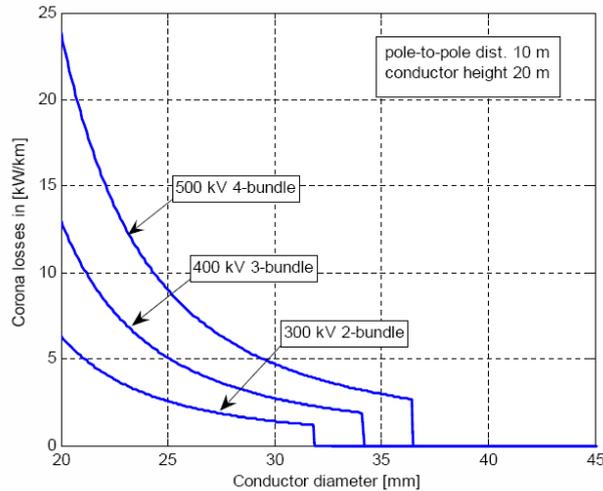


Figura 90 - Andamento delle perdite in una linea in funzionamento bipolare (distanza tra i conduttori del fascio di 40 cm).

#### 4.2.1.2. Le correnti ioniche per effetto corona

Il campo elettrico statico originato dai conduttori da origine alla formazione di **cariche di spazio**. Tali cariche si dispongono nello spazio circostante ai conduttori e la loro distribuzione dipende da:

- campo elettrico massimo sul conduttore
- geometria nello spazio dei conduttori
- altezza da terra dei conduttori
- ...

Queste cariche provocano la diminuzione del campo elettrico nell'intorno del conduttore e l'aumento del campo elettrico a terra.

Nelle **linee AC** le cariche di una polarità generate durante una semionda della tensione e che tendono ad allontanarsi dal conduttore, vengono richiamate verso il conduttore durante la semionda di polarità opposta. La zona con cariche di spazio è pertanto strettamente confinata all'intorno del conduttore. Solo una piccolissima parte di queste cariche riesce ad andare oltre e ad abbandonare la zona ionizzata nell'intorno del conduttore. Queste cariche per effetto capacitivo (accoppiamento conduttore oggetti conduttori sottostanti la linea) raggiungono il terreno. Una persona al disotto dei conduttori di una linea in AC può essere percorsa da una corrente massima di  $100 \mu A$ .

Studi sperimentali sono stati condotti con l'obiettivo di rilevare "soglie di disturbo" associate a valori di campi elettrici al suolo al disotto dei conduttori di una **linea DC** per persone munite di scarpe ad elevato isolamento:

- $22 \text{ kV/m}$  leggero formicolio e deboli sensazioni sui capelli;
- $27 \text{ kV/m}$  sensazioni sui capelli e leggere sulle punte delle orecchie;
- $32 \text{ kV/m}$  forte formicolio sul cuoio capelluto;
- $40 \text{ kV/m}$  sensazioni fastidiose su viso e arti;

Fastidi più forti si manifestano al disotto dei conduttori con polarità negativa. Nessun rischio di vita si manifesta anche ai campi elettrici al suolo più elevati. L'utilizzo di normali scarpe attenua fortemente le sensazioni di fastidio. In genere persone e oggetti hanno solitamente una resistenza verso terra tale da evitare l'accumulo di cariche elettriche. Anche i pneumatici delle autovetture e le palificazioni in legno delle recinzioni sono costituite da resistenze verso terra tali da evitare l'accumulo pericoloso di cariche.

Durante le normali condizioni di esercizio la probabilità che la scarica elettrica per contatto (scarica elettrostatica a seguito dell'energia immagazzinata da persone e veicoli) provochi una ignizione è trascurabile anche per carburanti altamente volatili. Precauzioni vanno invece prese nel caso di veicoli industriali che effettuano operazioni di carico e scarico di liquidi infiammabili. Test sperimentali hanno dimostrato che veicoli industriali isolati da terra attraverso i pneumatici non sono in grado comunque di immagazzinare energia sufficiente per l'ignizione di liquidi infiammabili all'interno di contenitori aperti. In ogni caso il rischio di ignizione di carburanti anche altamente volatili per l'energia immagazzinata da veicoli e/o persone al disotto di una linea DC è estremamente remoto. Le densità di correnti tipiche misurate al disotto di linee aeree DC sono dell'ordine delle centinaia di  $nA/m^2$ .

Il vento ha la capacità di spostare i flussi di correnti ioniche (si ricorda che le cariche hanno velocità di centinaia di  $m/s$  a ridosso del conduttore e dell'ordine di qualche  $m/s$  in prossimità del terreno e comunque lontano dai conduttori) rendendo campi elettrici più elevati nelle zone laterali alla linea. Rilievi sperimentali hanno dimostrato che, in presenza di vento, gli effetti delle cariche di spazio possono venire rilevati fino a  $100 \div 200 m$  dal conduttore.

Si rammenta che i campi elettrici naturali al suolo sono dell'ordine di  $\pm 0.8 kV/m$  con valor medio intorno allo zero. In particolari circostanze possono manifestarsi escursioni fino a  $\pm 2 kV/m$ . In estate in prossimità di temporali il gradiente elettrico naturale di fondo misurato al suolo può raggiungere valori assoluti di  $5 kV/m$  e oltre. Estremamente complicato è il calcolo del campo elettrico in presenza di cariche di spazio.

Come *rule of thumb* (regola pratica) si può considerare che l'aumento del campo elettrico a terra al disotto di una linea in presenza di cariche di spazio è circa  $2 \div 3$  volte quello calcolato non considerando la presenza delle cariche di spazio. I valori limite del campo elettrico a terra in presenza di cariche di spazio e della densità di corrente ionica generati da linee DC non sono normati. Viene di fatto raccomandato un campo elettrico massimo a terra non superiore a  $25 kV/m$  considerandolo questo in presenza di cariche di spazio si traduce in un campo elettrico stimato pari a  $8 \div 12 kV/m$  in assenza di cariche di spazio.

#### **4.2.1.3. Radio interferenze per effetto corona**

Le radio interferenze (RI) riguardano l'emissione elettromagnetica alle frequenze che vanno da  $30 kHz$  fino ai  $30 MHz$ . Queste sono valutate in  $dB$  considerando  $0 dB$  pari a  $1\mu V/m$ .

I conduttori con polarità positiva contribuiscono alla maggior emissione di radio interferenze. L'emissione di radio interferenze dai conduttori con polarità negativa è circa 6 dB inferiore rispetto i conduttori con polarità positiva.

I conduttori a polarità negativa possono pertanto essere trascurati per il contributo all'emissione di radio interferenze. Anche le RI sono influenzate dalle condizioni atmosferiche:

- le RI decrescono all'aumentare dell'umidità relativa;
- le RI aumentano all'aumentare della temperatura ambientale;
- non esiste nessuna correlazione con la pressione atmosferica;
- le RI diminuiscono con tempo piovoso (al contrario delle linee AC);
- l'effetto della neve bagnata è lo stesso della pioggia, mentre con neve asciutta l'emissione è più alta;
- sono state riscontrate correlazioni (proporzionalità) tra il vento e l'emissione delle RI, ma solo quando la velocità del vento supera i 0.4 m/s;
- l'emissione delle RI tende ad aumentare maggiormente quando il vento spira ortogonalmente alla linea dal polo negativo verso il polo positivo.

Il livello di accettabilità del rumore introdotto dall'emissione delle interferenze radio di una linea in un determinato punto dello spazio è valutato dal rapporto segnale-rumore (SNR). Per la trasmissione radio in AM si è sperimentato che un segnale di rumore al disotto di 20 dB rispetto il segnale utile è un livello di interferenza accettabile. Nelle linee in AC il rumore di radio interferenza (segnale modulato sul doppio della frequenza del sistema) deve essere almeno 24 ÷ 28 dB inferiore al segnale utile. Il livello di interferenza radio prodotto dalle linee in DC è quindi meno dannoso di quello prodotto dalle linee AC.

La valutazione delle radio interferenze viene solitamente condotta per frequenze comprese tra 0,5 e 1 MHz per una larghezza di banda del ricevitore di 9 kHz ad una distanza laterale dal conduttore a polarità positiva di 30 m e a 1 m da terra.

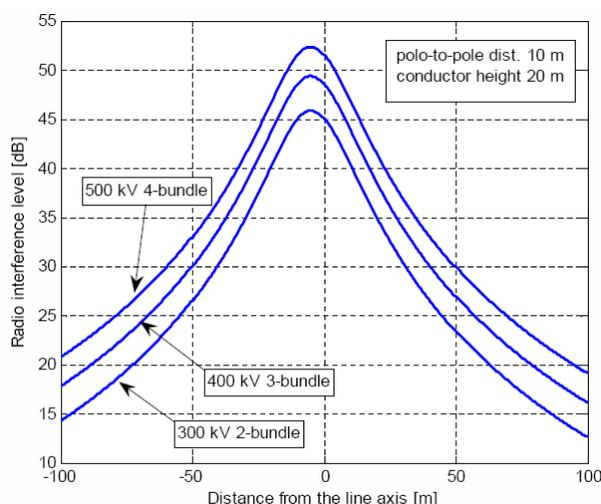


Figura 91 – Radio interferenze di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

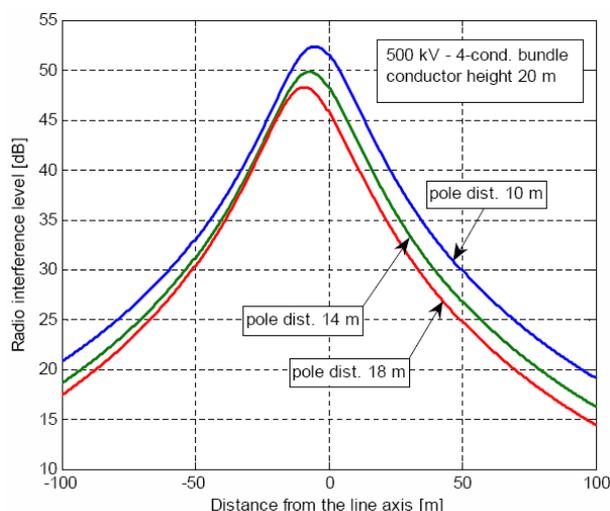


Figura 92 - Radio interferenze di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

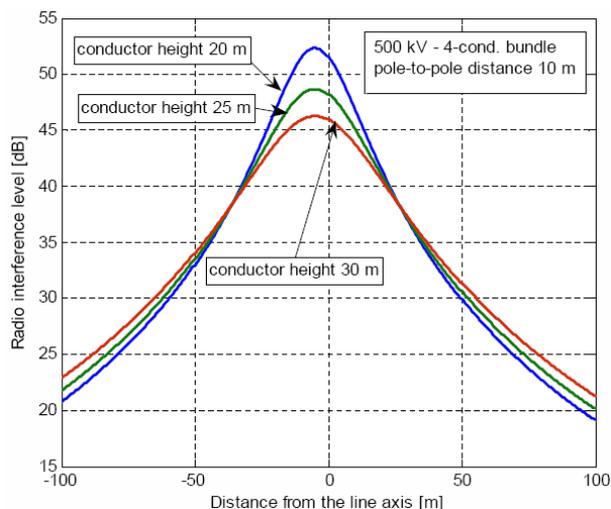


Figura 93 - Radio interferenze di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

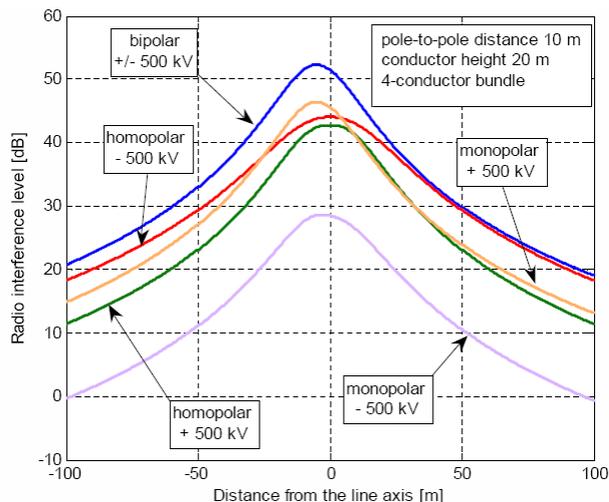


Figura 94 - Radio interferenze di una linea 500 kV sotto diversi tipi di funzionamento (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm).

Interferenze elettromagnetiche con frequenze superiori a 30 MHz fino a 1000 MHz (interferenze televisive) si manifestano solitamente per micro-scariche superficiali sugli isolatori dovute all'inquinamento (dry-band arcing), per micro-scariche corona sulla morsetteria di linea e per correnti ioniche. Il corona non è l'unica sorgente di interferenze televisive. Il rumore prodotto dalle interferenze televisive è considerato non dannoso se il rapporto segnale-rumore è pari almeno a 60 (36 dB). Come riferimento si sceglie solitamente un valore maggiore di SNR pari a 100 (40 dB). Di fatto le interferenze televisive prodotte dalle linee DC diventano trascurabili (attenuazione oltre 40 dB) già a qualche decina di metri dalla sorgente, pertanto possono destare preoccupazione solo a ridosso dell'elettrodotto. Test condotti su linee esistenti hanno dimostrato che livelli superiori si manifestano dal lato del conduttore positivo e che già oltre 25 metri dall'asse linea tali interferenze diventano difficilmente misurabili.

#### 4.2.1.4. Rumore audio prodotto dall'effetto corona

Il **rumore** prodotto dell'effetto corona viene riportato in dB con un livello di pressione sonora di riferimento pari a  $20 \mu Pa$  che rappresenta il livello di percezione di un ascoltatore medio alla frequenza di 1 kHz. Il livello sonoro viene riportato alla **curva di ponderazione A<sup>8</sup>** che ben si adatta alla valutazione soggettiva del rumore quando questo è privo di componenti tonali dominanti.

Il rumore sonoro del corona nelle linee in corrente continua è sostanzialmente dovuto a microscariche impulsive ad alto contenuto energetico che danno origine, più che a un rumore di tipo continuo (più caratteristico delle linee AC), a un rumore di tipo discreto. Il rumore audio prodotto dal fenomeno corona è più intenso in prossimità dei sostegni rispetto al centro campata.

<sup>8</sup> La curva di pesatura A riferita al dB rappresenta la risposta equivalente dell'orecchio a 40 dB e 1 kHz. Le valutazioni dei livelli sonori che hanno come scopo la misura del disturbo (o comunque l'effetto di un suono o rumore) sull'uomo vengono rapportati a tale curva e si indicano in dB (A).

La **polarità positiva** è la maggiore fonte di rumore, così come per le linee AC dove la maggior parte del rumore per effetto corona si origina durante semionda a polarità positiva dell'onda di tensione.

La **pioggia** da origine solo a una lieve diminuzione dell'intensità del rumore. La **neve** non ha nessun effetto sulla riduzione del rumore.

Il rumore è generalmente confinato a frequenze superiori a 500 Hz. Il livello di rumore è una funzione lineare della tensione e del campo elettrico massimo sul conduttore. Un campo elettrico sul conduttore superiore a 30 kV/cm da origine a intensità di rumore inaccettabile.

Si riportano, di seguito, alcuni andamenti del rumore in funzione di diverse variabili:

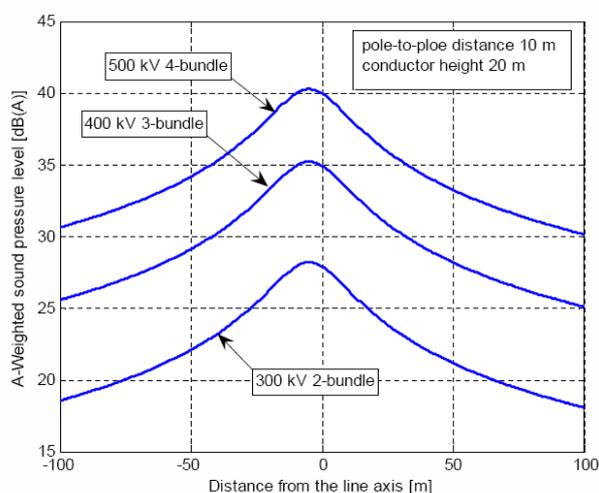


Figura 95 – Rumore audio di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

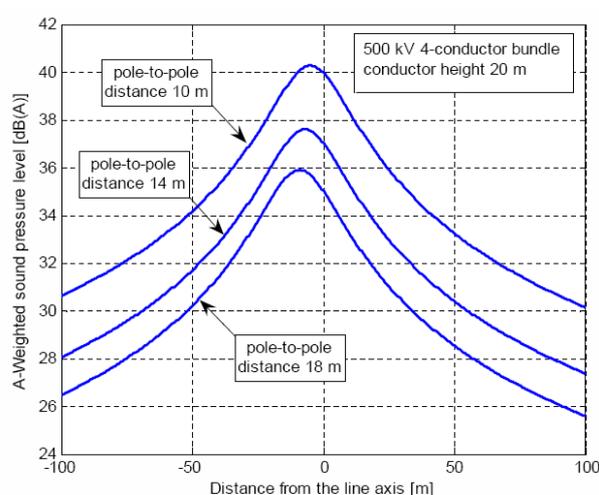


Figura 96 - Rumore audio di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

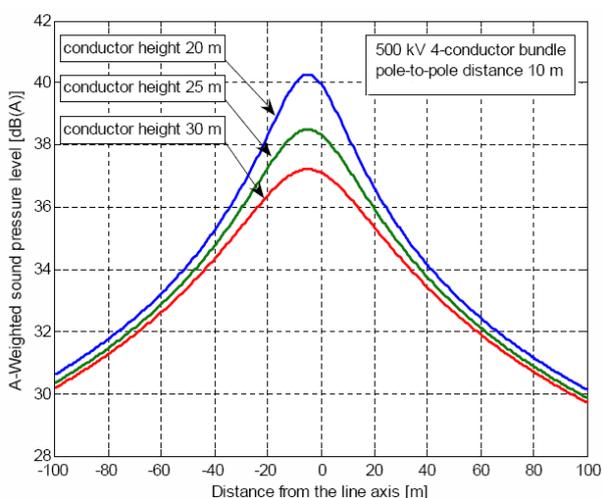


Figura 97 - Rumore audio di una linea in funzionamento bipolare (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm). Dissimmetria dovuta al polo positivo.

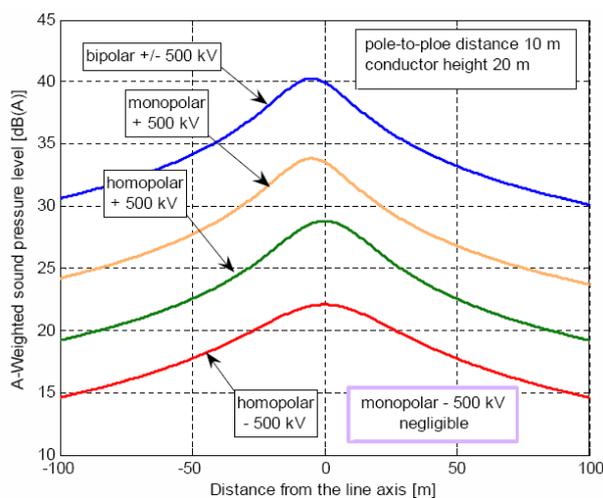


Figura 98 – Rumore audio di una linea 500 kV sotto diversi tipi di funzionamento (conduttore  $\varnothing$  31.5 mm distanza dei conduttori nel fascio 40 cm).

## 4.2.2. Campi elettrici e magnetici al suolo

### 4.2.2.1. Campi elettrici al suolo

Il campo elettrico a terra al disotto dei conduttori di una linea DC è, a differenza di una linea AC, strettamente dipendente dal fenomeno corona. Per tale ragione nel caso di linee DC è di fondamentale importanza la valutazione del campo elettrico in presenza di cariche di spazio.

Il campo elettrico massimo sulla superficie dei conduttori di una linea  $g_m$  è legato alla tensione massima della linea, alla configurazione geometrica dei conduttori, alla distanza tra i conduttori di un fascio e all'altezza dei conduttori dal suolo. Il calcolo è solitamente condotto con il metodo di Markt-Mengle.

Di seguito sono riportati alcuni andamenti del campo elettrico al suolo. Il calcolo del campo elettrico è valutato nel punto di franco minimo. La linea è caratterizzata da un conduttore  $\varnothing 31,5 \text{ mm}$  con distanza dei conduttori nel fascio  $40 \text{ cm}$ . Il metodo di calcolo è in accordo con la norma CEI 211-4.

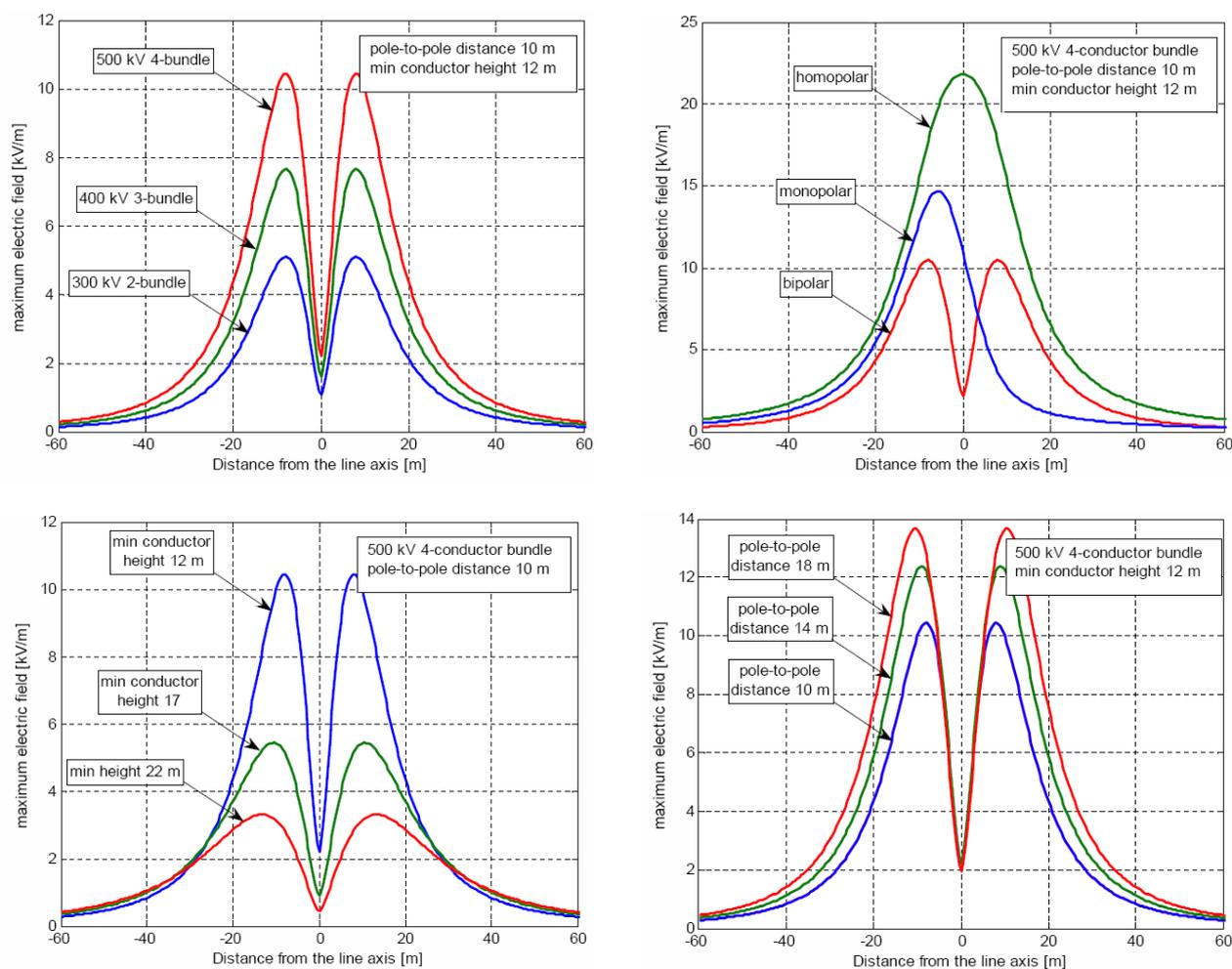


Figura 99 – Campi elettrici al suolo, in funzione di alcune variabili tipiche.

#### 4.2.2.2. Campi magnetici al suolo

Anche il campo magnetico viene misurato nel punto di franco minimo. I limiti di campo magnetico statico sono fissati in  $40 \text{ mT}$  pertanto difficilmente rappresentano un problema progettuale nel caso di linee aeree. Di seguito sono riportati alcuni andamenti del campo magnetico al suolo. La linea è caratterizzata da un conduttore  $\varnothing 31,5 \text{ mm}$  con distanza dei conduttori nel fascio  $40 \text{ cm}$ . Il metodo di calcolo è in accordo con la norma CEI 211-4:

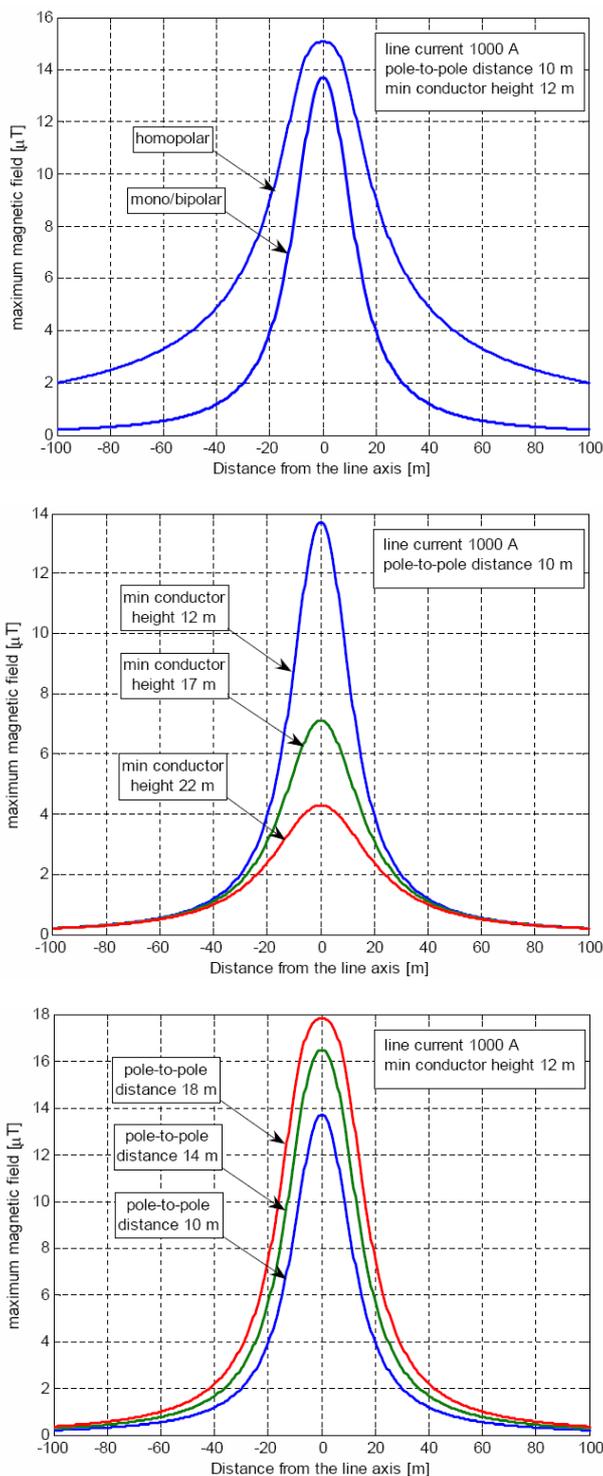


Figura 100 - Campi magnetici al suolo, in funzione di alcune variabili tipiche. Linea bipolare.

### 4.2.3. Isolatori

Gli **isolatori delle linee DC** differiscono da quelli delle linee AC per:

- La fisica dell'inquinamento superficiale e la propagazione alla scarica;
- Il processo di erosione e corrosione superficiale delle parti metalliche;
- Il processo di invecchiamento del dielettrico.

Le **polveri** e le **particelle** in genere trasportate dall'aria vengono attratte da un polo o dall'altro e una volta depositate sull'isolatore possono essere soggette a processi migratori verso uno degli elettrodi. Questo aspetto rende il problema dell'inquinamento superficiale assai più gravoso in DC rispetto all'AC. Le forze che agiscono sulle particelle di polvere sono tre:

- **Forza di gravità.** È la più debole tra le tre forze;
- **Forze dovute al campo elettrico.** Tali forze sono dovute alla componente proporzionale a  $E$  (assente nei sistemi AC per la caratteristica alternata della tensione) e quella proporzionale a  $E_2$  dovuta alla divergenza del campo elettrico (quest'ultima componente da un contributo ancora più debole rispetto a quella della forza di gravità). La distribuzione del campo elettrico lungo la catena di isolatori è di tipo resistivo e non capacitivo come per le catene di isolatori delle linee AC.
- **Forze dovute al vento.** Sono le forze che hanno un peso predominante.

L'**erosione superficiale** è maggiore in DC rispetto che in AC proprio per la natura dello stress (di tipo continuo, in DC). In particolare gli isolatori in vetro e in polimero sono soggetti non soltanto all'erosione per la scarica superficiale, ma anche all'accumularsi di composti elettrochimici in vicinanza delle parti metalliche. L'elettrolisi dei sali spesso porta alla formazione di **soda caustica** in grado di attaccare sia la matrice polimerica che il vetro. La **corrosione delle parti metalliche** si manifesta a seguito delle correnti continue di perdita superficiale. L'anodo è soggetto ad erosione e pertanto questo aspetto deve essere preso in seria considerazione per gli isolatori destinati alle linee DC. Onde prevenire i **fenomeni di corrosione anodica** sulla cappa e sul perno, gli isolatori destinati alle linee DC vengono equipaggiati con un **anello di zinco** sia sulla cappa che sul perno (lo zinco è un metallo meno nobile del ferro, pertanto viene corrosato mentre il ferro resta integro).



Figura 101 – Corrosione anodica del perno (a sx) e della cappa (a dx).

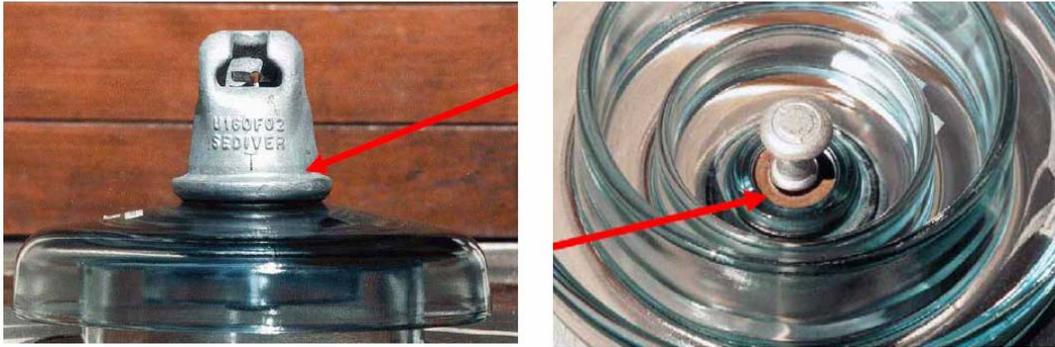


Figura 102 - Anello di zinco a protezione della cappa e del perno contro la corrosione anodica.

Dielettrici come porcellana e, in particolare, il vetro, sotto l'applicazione di stress elettrici DC sono soggetti a forti stress interni originati dalla migrazione di ioni ( $Na^+$  e  $K^+$  che si originano da ossidi  $NaO$  e idrossidi alcalini  $KOH$ ) che fanno parte della matrice del materiale. Gli ioni  $Na^+$  e, in parte, gli ioni  $K^+$  migrano verso le zone catodiche provocando forti sforzi tensoriali e riscaldamento. La migrazione ionica (molto più forte nel vetro) può dare origine al fenomeno del **self-shattering** tipico dei vetri temprati. Il fenomeno del self-shattering causato da migrazione ionica è accentuato dalla **deriva termica**. Infatti l'aumento di corrente provoca un aumento di temperatura che a sua volta aumenta la corrente in quanto l'aumento di temperatura da origine a maggiori vibrazioni molecolari. Pertanto i vetri che sono destinati agli isolatori per linee DC devono essere estremamente poco contaminati da ossidi e idrossidi alcalini, in altre parole devono avere una purezza maggiore tale da aumentare la resistenza volumica del materiale stesso.

Nella figura sottostante sono riportati i valori tipici di resistenza in funzione della temperatura valutati attraverso il "body resistance test" per vetri destinati a isolatori AC (in giallo) e vetri destinati a isolatori DC (in blu):

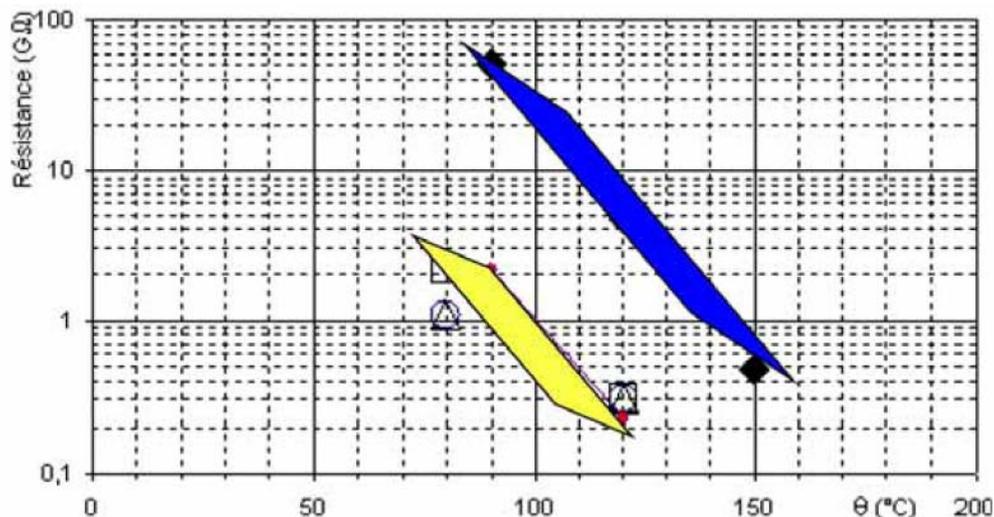


Figura 103 - Valori tipici di resistenza in funzione della temperatura di isolatori per applicazioni AC (giallo) e DC (blu).

Uno dei grossi vantaggi degli isolatori in vetro è quello di **infrangersi in caso di guasto**, questo permette una facile localizzazione ad occhio nudo sia da terra che con l'elicottero.

Gli **isolatori polimerici** (gomma siliconica ed EPDM) hanno molti vantaggi rispetto ai tradizionali in vetro e in porcellana, in particolare una resistività intrinseca notevolmente maggiore. Test di laboratorio hanno dimostrato ottima resistenza al *tracking*<sup>9</sup>, all'erosione e recupero dell'idrofobicità a seguito di scariche superficiali. Ritorni dal campo hanno dimostrato in alcuni casi però *tracking* ed erosioni particolarmente pronunciate e in particolari aree anche danneggiamento dei *watersheds* da parte di uccelli come mostrato in figura:



Figura 104 - Watershed danneggiato dagli uccelli

Rispetto agli isolatori in vetro, gli isolatori danneggiati in porcellana e in polimero per essere rilevati si deve necessitare spesso di **binocoli** o **fotocamere ad infrarosso/ultravioletto**. Questo è un grosso svantaggio soprattutto quando le linee sono molto lunghe come solitamente succede per le linee DC.



Figura 105 - Erosione superficiale e tracking sul alcuni isolatori.

<sup>9</sup> Il *tracking*, anche chiamato *dry banding*, è un meccanismo tipico di guasto negli isolatori soggetti ad inquinamento da polveri saline, in genere lungo le coste. Le caratteristiche figure formate da questo fenomeno sugli isolatori sono anche chiamate figure di Lichtenberg.

#### 4.2.4. Cavi

I **cavi in corrente continua** sono stati da sempre cavi con **isolamento carta e olio** per la loro maggiore affidabilità rispetto ai cavi a **dielettrico estruso**. I cavi in corrente continua con isolamento in carta e olio si dividono due tipologie:

- carta impregnata con olio ad alta viscosità (cavo a massa impregnata o a miscela);
- olio fluido:
  - bassa pressione (cavo Emanuelli);
  - alta pressione (diffusi nel Nord America).

Dato che la maggior parte dei collegamenti DC in cavo sono sottomarini, con di lunghezze superiori alle decine di chilometri, il cavo a massa impregnata è maggiormente adatto.

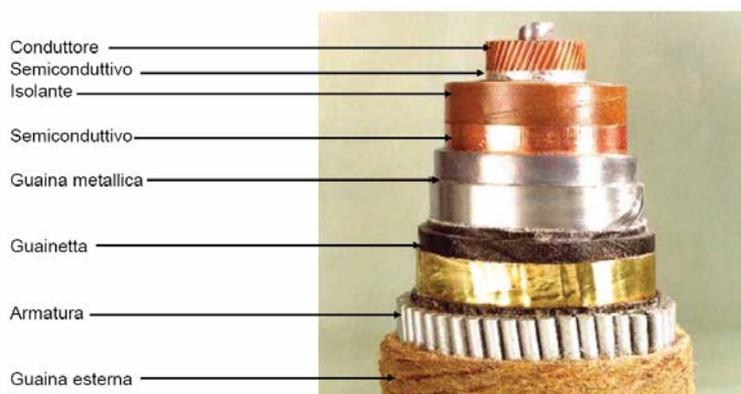


Figura 106 - Cavo per applicazioni DC isolato in carta e olio.

Dagli anni '60 fino alla fine degli anni '90, gli impianti HVDC erano caratterizzati soltanto da convertitori a "corrente impressa" (a tiristori). Per invertire il flusso di potenza era quindi necessario invertire la polarità, in quanto il flusso di corrente è unidirezionale. Tale inversione di polarità è molto critica per un cavo a dielettrico estruso (vedi §4.2.4.2): l'utilizzo di un cavo in carta e olio era dunque una scelta obbligata. Dalla fine degli anni '90, grazie all'utilizzo di nuove tecnologie a semiconduttore, la trasmissione HVDC è stata resa possibile anche da impianti a "tensione impressa" (convertitori a IGBT e GTO) che consentono l'inversione flusso di corrente. In questo tipo di impianti, i cavi non subiscono inversioni di polarità durante l'intera vita, e quindi hanno permesso l'utilizzo di linee in cavo a dielettrico estruso (isolamento polimerico).

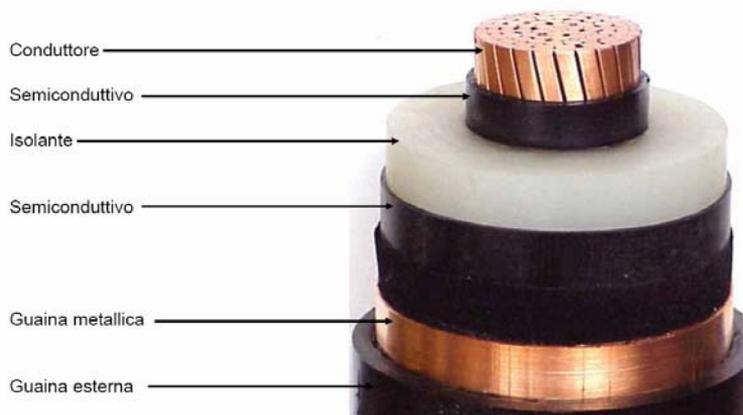


Figura 107 - Cavo per applicazioni DC a dielettrico estruso.

#### 4.2.4.1. Campi elettrici sull'isolante

Il campo elettrico sull'isolante ha una distribuzione che dipende (trascurando le eventuali cariche di spazio) dalla **resistività** del materiale isolante che in ogni punto è funzione del campo elettrico e della temperatura. La resistività dei materiali può cambiare di 2 ÷ 3 ordini di grandezza nel passaggio dai 20°C ai 60°C. La relazione che lega la resistività dei materiali isolanti alla temperatura  $T$  e al campo elettrico  $E$  è la seguente:

$$\rho = \rho_0 e^{-(\alpha T + \beta E)}$$

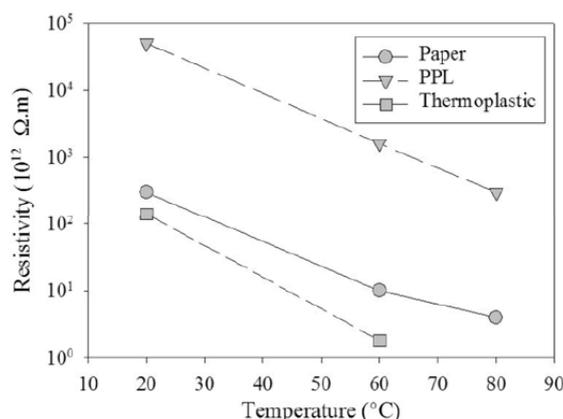


Figura 108 - Andamento della resistività di alcuni isolanti in funzione della temperatura.

Quando il cavo è scarico (non scorre corrente) il campo elettrico ha una distribuzione molto simile a quella dei cavi in AC: intensità maggiore in prossimità del conduttore e minore in prossimità della guaina. Nel **passaggio da vuoto a carico**, con l'aumentare della corrente, nasce un gradiente termico nell'isolante dovuto alla trasmissione del calore dall'interno verso l'esterno. L'aumento di temperatura degli strati isolanti più vicini al conduttore comporta un aumento della conducibilità in queste zone con conseguente diminuzione del campo elettrico radiale, che tende pertanto ad intensificarsi verso le zone più esterne. Si ha la cosiddetta **inversione del campo elettrico**:

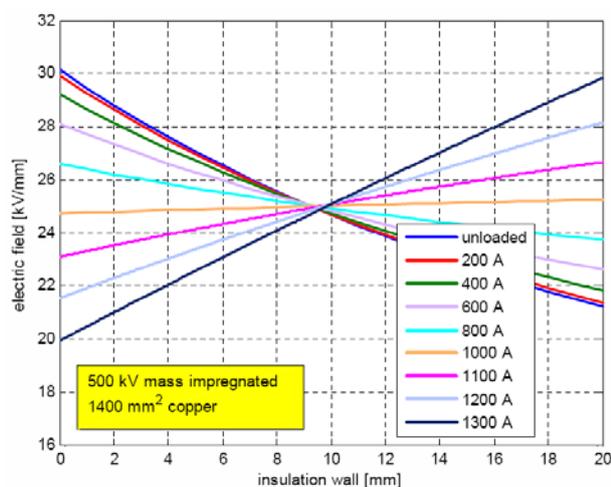


Figura 109 - Distribuzione del campo elettrico in funzione del carico in un cavo isolato in carta e olio.

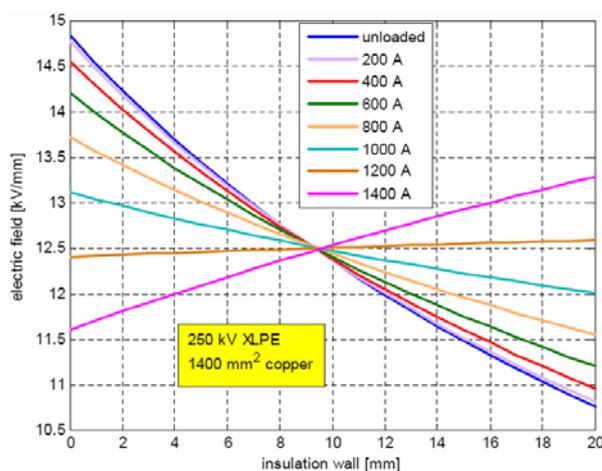


Figura 110 - Distribuzione del campo elettrico in funzione del carico in un cavo isolato in dielettrico estruso.

Avendo considerato due cavi identici si nota come l'andamento della distribuzione del campo elettrico con la portata è strettamente legato al materiale. Ciò non è dovuto esclusivamente all'effetto della diversa resistività dei materiali, ma anche dalla differente resistività termica (circa  $3,5 \frac{m \cdot K}{W}$  per l'XLPE e circa  $5 \div 6 \frac{m \cdot K}{W}$  per i cavi a massa impregnata). La distribuzione del campo elettrico in funzione del carico può essere espressa mediante la seguente formula:

$$E_r = \frac{\delta \cdot V \cdot \left(\frac{r}{r_2}\right)^{\delta-1}}{r_2 \cdot \left[1 - \left(\frac{r_1}{r_2}\right)^\delta\right]}$$

Con

$$\delta = \frac{\frac{\alpha \cdot W}{2\pi \cdot \lambda} + \frac{\beta \cdot V}{r_2 - r_1}}{1 + \frac{\beta \cdot V}{r_2 - r_1}}$$

Dove

- $W$  potenza dissipata per effetto Joule nel conduttore ( $W/m$ );
- $\lambda$  conducibilità termica del materiale isolante ( $m \cdot K/W$ );
- $V$  tensione del conduttore verso lo schermo ( $V$ ).

#### 4.2.4.2. Le cariche di spazio

Qwerty

## Appendice

### i. Richiami di statistica

#### i.a. Distribuzione Gaussiana

Sia  $p(V)$  la **densità di probabilità** di un certo evento con variabile aleatoria  $V$ . Nota la densità di probabilità si può definire la **probabilità cumulativa**  $P(V_x)$  come:

$$P(V_x) = \int_{-\infty}^{V_x} p(V) dV$$

Questa probabilità rappresenta la probabilità di trovare un valore della variabile aleatoria inferiore o uguale a  $V_x$ . Si può anche definire la funzione complementare, ovvero la probabilità di trovare un valore della variabile aleatoria maggiore o uguale a  $V_x$ :

$$F(V_x) = \int_{V_x}^{\infty} p(V) dV$$

Ovviamente

$$P(V_x) + F(V_x) = \int_{-\infty}^{\infty} p(V) dV = 1$$

Se la densità di probabilità è esprimibile con una distribuzione gaussiana, ovvero:

$$p(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{V-V_m}{2\sigma^2}}$$

Dove

- $V_m$  = valor medio
- $\sigma$  = varianza o dispersione

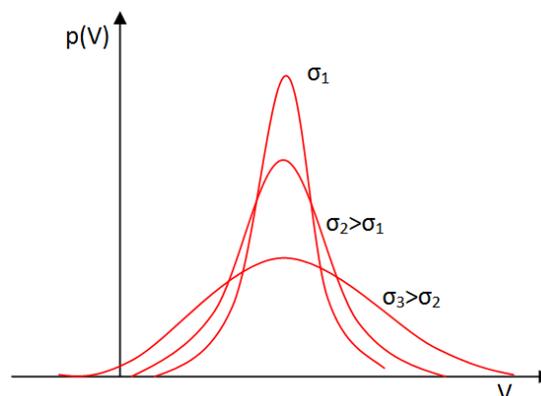


Figura 111 - Distribuzioni gaussiane con uguale valor medio ma diversa varianza.

## i.b. Probabilità serie e parallelo

---

Si voglia calcolare, ad esempio, qual è la probabilità complessiva di danno del sistema nel caso in cui ci sia più di un isolamento in parallelo (per esempio uno spinterometro che protegge un trasformatore). Chiamando con  $P_1$  la probabilità che scarichi lo spinterometro e con  $P_s$  la probabilità che scarichi l'isolamento interno del trasformatore, allora la probabilità di scarica dell'insieme dei due isolamenti è pari a

$$P = 1 - [(1 - P_1)(1 - P_2)]$$

Dove  $(1 - P_1)$  e  $(1 - P_2)$  sono le probabilità di tenuta dei due isolamenti. In altre parole la probabilità di scarica è la complementare alla probabilità di tenuta. In generale **la probabilità parallelo di  $n$  elementi** è pari a:

$$P = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_i)$$

Si supponga ora di avere due elementi in serie. Consideriamo uno spinterometro a guardia di un utilizzatore. Sia  $P_1$  la probabilità di scarica dello spinterometro e  $P_2$  la probabilità di cedimento dell'isolamento dell'utilizzatore. La probabilità di scarica del sistema (ovvero di scarica dello spinterometro e di cedimento dell'isolamento dell'utilizzatore) è pari a:

$$P = P_1 P_2$$

In generale **la probabilità serie di  $n$  elementi** è pari a:

$$P = \prod_{i=1}^n (p_i)$$

## ii. Definizioni

---

**Tensione nominale.** [...]

**Tensione minima e massima.** [...]

**Tensione massima di riferimento per l'isolamento di un elemento del sistema:** la tensione massima a cui può funzionare correttamente quel componente.

**Tensioni di prova:** la tensione a cui ogni elemento deve essere posto durante i test.

Non esiste una convenzione internazionale (o nazionale) che definisca i livelli di tensione. Tuttavia, è consuetudine (in Italia...) indicare con:

- Bassa Tensione (BT): fino a 0,5 kV compresi
- Media Tensione (MT): da 0,5 kV a 30 kV compresi
- Alta Tensione (AT): da 30 kV a 220 kV compresi
- Altissima Tensione (AAT, UHV o EHV): da 220 kV in poi

Tutti i valori di tensione sono da intendersi concatenati del sistema trifase.

### iii. Riferimenti normativi

---

- 1) *Norma IEC 60071*: insulation co-ordination;
- 2) *Norma IEC 62305 / CEI 81-10*: protezioni dai fulmini;
- 3)