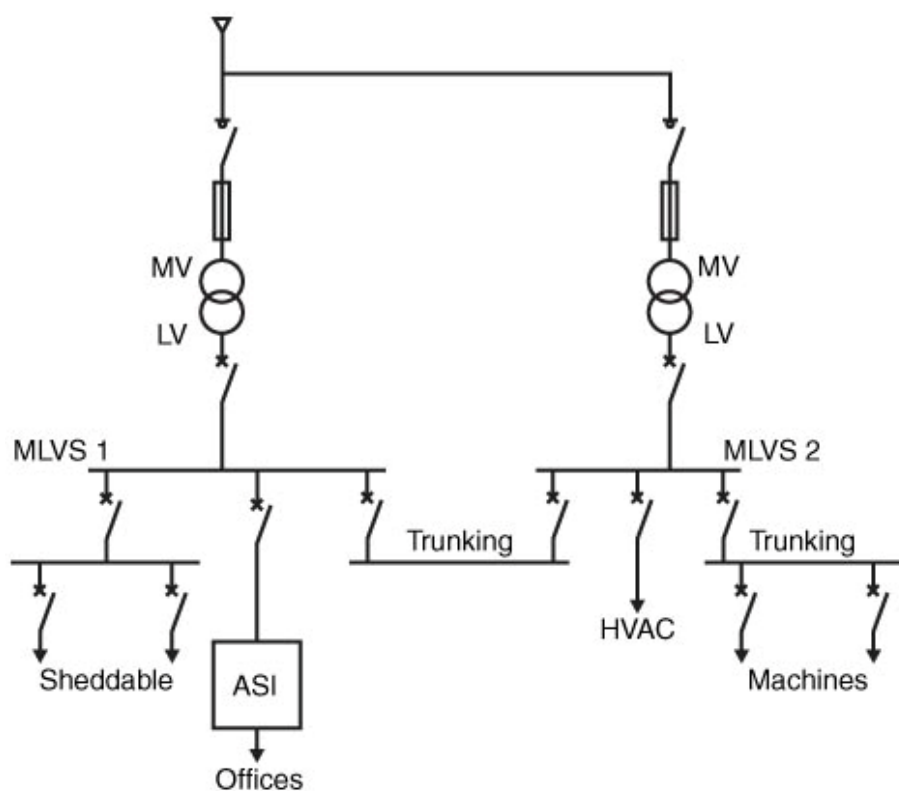


Distribuzione e Utilizzazione dell'Energia Elettrica



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 vari 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 un supporto di studio.

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

In questi appunti ci sono numerosi rinvii a documenti dell'appendice. Dal momento che non mi è possibile includere tali documenti nel file pdf (come invece accade nel file word sorgente), riporto di seguito i link web dove è possibile trovare i suddetti documenti:

Appendice 1: http://cid.schneiderelectric.it/z_images/LEESDTC020BI-4.pdf

Appendice 2: http://www.cnr-cmao.ens-cachan.fr/autres_ressources/pdf/TECHNO/146-p68.pdf

Appendice 3: http://cid.schneiderelectric.it/z_images/LEESGTB120FI%20cap%204.pdf

Appendice 5: http://www.electroyou.it/vis_resource.php?section=RP&id=77

Appendice 6: <http://www.anie.it/browse.asp?goto=772&livello=5&IdDocumento=34444&IdRevisione=72932>

Appendice 7: [http://www.global-download.schneider-electric.com/85257578007E5C8A/all/F0DF7271777E6DDD88257578003AC1B8/\\$File/cg0021en%20%28web%29.pdf](http://www.global-download.schneider-electric.com/85257578007E5C8A/all/F0DF7271777E6DDD88257578003AC1B8/$File/cg0021en%20%28web%29.pdf)

Appendice 8:

<http://www.geindustrial.com/publibrary/checkout/Shunt%20Capacitor?TNR=White%20Papers|Shunt%20Capacitor|generic>

Appendice 9:

[http://www05.abb.com/global/scot/scot209.nsf/veritydisplay/3c7e8c775bbc82c148257a7000222afb/\\$file/1SDC007102G0902.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot209.nsf/veritydisplay/3c7e8c775bbc82c148257a7000222afb/$file/1SDC007102G0902.pdf)

Ovviamente non posso garantire la permanenza di questi link, ma penso che, in caso, una ricerca su Google in proposito possa condurre al medesimo risultato.

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

Emanuele "Laeman" Freddi

SOMMARIO

INTRODUZIONE	6
1. ANALISI DELLA POTENZA DI PROGETTO.....	7
1.1. Generalità.....	7
1.2. UtENZE luce	9
1.2.1. Apparecchi illuminati – tipi e caratteristiche delle lampade	9
1.2.2. Cenni sulle grandezze fotocromatiche.....	10
1.2.3. Tolleranze sulla tensione di alimentazione, corrente di inserzione.....	13
1.2.4. Progetto dell'impianto di illuminazione – illuminazione d'interni.....	14
1.2.4.1. Impianto di illuminazione di sicurezza	18
1.2.5. Progetto dell'impianto di illuminazione – illuminazione d'esterni (stradale).....	19
1.3. UtENZE EI/FM	23
1.3.1. Generalità	23
1.3.2. Potenza nominale dei motori – tipi di azionamento.....	24
1.3.3. Transitori elettromeccanici, avviamento e frenatura	26
1.3.4. Scelta del motore. Coefficiente di utilizzazione. Numero di inserzioni orarie.....	28
1.3.5. Effetti della qualità dell'alimentazione	30
1.4. UtENZE concentrate.....	31
1.4.1. Ascensori.....	31
1.4.2. Impianti di condizionamento - UTA	33
1.5. Quadri elettrici.....	34
2. FUNZIONAMENTO NORMALE ED ANOMALO DELL'IMPIANTO.....	39
2.1. Funzionamento normale e dimensionamento dei circuiti.....	39
2.1.1. Generalità. Definizioni.	39
2.1.2. Cavi elettrici	40
2.1.2.1. Comportamento dei cavi in caso di incendio esterno.....	44
2.1.2.2. Scelta dei cavi, condotti sbarre	45
2.1.2.3. Portata dei cavi elettrici	46
2.1.3. Configurazione di circuiti	47
2.1.4. Calcolo dei circuiti	49
2.1.4.1. Calcolo dei circuiti di distribuzione montanti e secondari	49
2.1.4.2. Calcolo dei circuiti terminali.....	51
2.1.4.3. Calcolo globale dei distributori	52
2.1.5. Distribuzione MT – schema ad anello chiuso.....	53
2.1.5.1. Anello monoalimentato	53
2.1.5.2. Anello bialimentato.....	54
2.1.6. Dimensionamento dei circuiti	57
2.1.7. Verifica termica dei circuiti	58

2.2. Funzionamento anomalo dei circuiti.....	63
2.2.1. Sovraccarichi dei circuiti	64
2.2.2. I cortocircuiti nell'impianto di distribuzione	66
2.2.2.1. Generalità.....	66
2.2.2.2. Calcolo della corrente di cortocircuito: metodo della corrente caratteristica.....	69
2.2.2.3. Guasti squilibrati	73
2.2.2.4. Correnti caratteristiche di cortocircuito dei componenti degli impianti elettrici	75
2.2.2.5. Sollecitazione termica ammissibile in cortocircuito	81
2.3. Protezione dei circuiti	82
2.3.1. Dispositivi di protezione.....	82
2.3.1.1. Interruttori automatici	82
2.3.1.2. Fusibili	89
2.3.2. Coordinamento delle protezioni.....	93
2.3.2.1. Protezione da sovraccarico	93
2.3.2.2. Protezione da cortocircuito.....	94
2.3.2.3. Protezione da cortocircuito minimo con arco.....	95
2.3.2.4. Protezione dei motori	97
2.3.2.5. Selettività delle protezioni – circuiti radiali.....	98
2.3.2.6. Selettività delle protezioni – circuiti ad anello	99
3. ECOPROGETTAZIONE ED ETICA ENERGETICA	100
3.1. Cabine elettriche di trasformazione.....	100
3.1.1. I trasformatori.....	101
3.1.2. Layout di sottostazione.....	102
3.1.2.1. Layout MT	102
3.1.2.2. Layout BT.....	104
3.1.3. Sforzi elettrodinamici.....	105
3.2. Autoproduzione di energia elettrica	107
3.2.1. Generalità	107
3.2.2. Sistemi di continuità	109
3.2.3. Alimentazione di soccorso	111
3.2.4. Alimentazione di emergenza	113
3.3. Uso razionale dell'energia elettrica	114
3.4. Rifasamento degli impianti elettrici utilizzatori.....	115
3.4.1. Compensazione della potenza reattiva impiegata dagli utilizzatori	115
3.4.1.1. Generalità.....	115
3.4.1.2. Calcolo della potenza di rifasamento.....	116
3.4.1.3. Condensatori rotanti e statici.....	117
3.4.2. Rifasamento concentrato e rifasamento distribuito.....	119
3.4.3. Rifasamento automatico.....	120
3.4.4. Installazione dei condensatori di rifasamento.....	121
3.4.4.1. Collegamento dei condensatori. Resistenze di scarica.	121
3.4.4.2. Conseguenze circuitali del rifasamento	122
3.4.4.3. Protezione dei condensatori di rifasamento.....	125

4. SICUREZZA ELETTRICA	126
4.1. Generalità.....	126
4.1.1. Definizioni	126
4.1.2. Pericoli derivanti dell'energia elettrica	129
4.1.1.1. Shock elettrico o elettrocuzione	129
4.1.1.2. L'arc flash	134
4.1.3. Analisi di rischio	135
4.2. Impianto di messa a terra.....	136
4.2.1. Progetto dell'impianto di terra	137
4.2.2. Verifica dell'impianto di terra	140
4.3. Protezione dai contatti diretti	143
4.3.1. Protezione verso l'esterno IP	144
4.3.2. Protezione attiva dai contatti diretti.....	146
4.3.3. Protezione dai contatti diretti durante operazioni di manutenzione/lavori	147
4.4. Protezione dai contatti indiretti	148
4.4.1. Sistemi TT, TN e IT.....	149
4.4.1.1. Sistema TT	149
4.4.1.2. Sistema TN	150
4.4.1.3. Sistema IT	151
4.4.1.4. Sicurezza in MT e AT.....	152
4.5. Protezione degli edifici dalle scariche atmosferiche	153
4.5.1. Introduzione. Analisi di rischio.....	153
4.5.2. Criteri di progetto e tipi di LPS	157
PILLOLE DI SAGGEZZA.....	161
APPENDICE.....	162
A1. Avviamento e protezione dei motori.....	162
A2. Scelta e verifica dei motori asincroni (documento in Francese).....	163
A3. Protezione dei circuiti	164
A4. Serie di Rénard.....	165
A5. Contattori	166
A6. Quadri elettrici.....	167
A7. Protezione delle reti	168
A8. Condensatori di rifasamento e loro protezione.	169
A9. Protezione contro i contatti indiretti ed i guasti a terra	170

Introduzione

Qwerty

1. Analisi della potenza di progetto

1.1. Generalità

La progettazione dell'impianto elettrico di un **complesso industriale** o **civile (residenziale o terziario)** presuppone la conoscenza del cosiddetto **carico convenzionale** I_B , ovvero della potenza che l'impianto deve essere in grado di alimentare sia complessivamente sia in ogni sua singola parte.

È necessario dunque conoscere sia la **potenza attiva** che la **potenza reattiva**, ovvero (analogamente) la **potenza apparente** e il **fattore di potenza**, analizzando ambiente per ambiente il carico elettrico degli apparecchi utilizzatori previsti e/o prevedibili.

Si possono distinguere tre principali tipologie di utenze:

- **Utenza luce** (L), costituita dai punti luce fissi e dalle prese a spina a 10 A che permettono l'alimentazione di punti luce aggiuntivi;
- Utenza **energia industriale** (EI) e **forza motrice** (FM) delle apparecchiature ad allacciamento fisso e delle prese a 16 A;
- Le **utenze concentrante** (UC) che sono particolari utilizzatori FM che, per necessità di potenza o di servizio, vengono distinti dagli altri (ascensori, centrali di condizionamento UTA, etc...).

Tali utenze possono essere a loro volta raggruppate in utenze **normali** e utenze **privilegiate**.

Per stimare il carico convenzionale non è possibile far riferimento alla **potenza installata** P_i definita come la somma delle potenze nominali dei singoli apparecchi utilizzatori:

$$P_i = \sum_i P_{n,i}$$

I motori, ad esempio, sono generalmente sovradimensionati rispetto all'effettivo utilizzo e gli apparecchi utilizzatori, in genere, non assorbono costantemente la potenza di targa (si pensi ad un frigorifero con compressore in regolazione on/off).

Data una certa superficie o un certo volume è possibile valutare la potenza per unità di superficie (VA/m^2) o di volume (VA/m^3). E confrontare i valori ottenuti con quelli tipici per la medesima tipologia di impianto.

In generale si utilizzano due coefficienti riduttivi della potenza installata:

- **coefficiente di utilizzazione** $C_u \leq 1$ da attribuire a ciascun utilizzatore per valutarne l'effettiva richiesta. La stima di tale coefficiente è affidata all'esperienza del progettista, ma in letteratura si trovano alcune tabelle di riferimento per i casi tipici.
- **coefficiente di contemporaneità** $C_c \leq 1$ che deriva dal fatto che non tutte le utenze richiedono potenza nello stesso momento. Tale coefficiente riguarda l'impianto nella sua globalità o, meglio, il singolo circuito di alimentazione piuttosto che il singolo apparecchio.

In definitiva la potenza di riferimento P_B è calcolabile come

$$P_B = P_i \cdot C_u \cdot C_c$$

Oltre a ciò un obiettivo della progettazione è la definizione del **diagramma di carico effettivo** (potenza di esercizio) e quindi il carico convenzionale per ogni circuito e di tutto l'impianto.

Ad ogni modo, stimata la potenza di riferimento, si procede applicando opportuni coefficienti maggiorativi "di ignoranza" per ovviare ad eventuali errori o sottostime della fase progettuale (*melius abundare quam deficere*).

Utenza	Ospedali							
	Gruppo 1		Gruppo 2		Gruppo 1		Gruppo 2	
Unità	VA/m ²	%	VA/m ²	%	VA/letto	%	VA/letto	%
Illuminazione	20	31%	30	38%	1500	33%	2000	23%
Condizionamento	15	23%	33	25%	1000	22%	2000	23%
Altri utilizzatori	15	23%	50	38%	1000	22%	3500	40%
Ascensori	5	8%	7	5%	300	7%	500	6%
Cucina	10	15%	10	8%	800	17%	800	9%
Totale	65	100%	130	114%	4600	100%	8800	100%
Utenza	Scuole							
	Gruppo 1		Gruppo 2		Gruppo 1		Gruppo 2	
Unità	VA/m ²	%	VA/m ²	%	VA/classe	%	VA/classe	%
Illuminazione	20	44%	30	38%	9000	43%	14000	38%
Condizionamento			15	19%			7000	19%
Altri utilizzatori	16	36%	25	31%	8000	38%	12000	32%
Ascensori	2	4%	2	3%	800	4%	800	2%
Cucina	7	16%	8	10%	3000	14%	3200	9%
Totale	45	100%	80	100%	20800	100%	37000	100%
Utenza	Università							
	Gruppo 1		Gruppo 2		Gruppo 1		Gruppo 2	
Unità	VA/m ²	%	VA/m ²	%	VA/posto	%	VA/posto	%
Illuminazione	20	29%	30	30%	1200	36%	1600	31%
Condizionamento	18	26%	35	35%	600	18%	1800	35%
Altri utilizzatori	30	43%	30	30%	1500	45%	1600	31%
Ascensori	2	3%	5	5%	50	1%	110	2%
Cucina								
Totale	70	100%	100	100%	3350	100%	5110	100%

Tabella 1 - Valori indicativi di densità di potenza installata in strutture pubbliche in due gruppi: gruppo 1, impianti semplici, e gruppo 2, impianti complessi e costosi.

1.2. Utenze luce

1.2.1. Apparecchi illuminati – tipi e caratteristiche delle lampade

Le lampade solitamente usate negli impianti di illuminazioni sono

- **lampade a incandescenza:** la luce viene emessa per effetto termoelettrico di un filamento in tungsteno riscaldato a circa 2700 K per mezzo di una corrente elettrica e posto in un'ampolla riempita di Argon a bassa pressione. Una variante è la **lampada alogena**, più efficiente e più longeva.
- **lampade a scarica in gas:** sono generalmente a vapori di sodio o mercurio e sono dette *fluorescenti* o *fluorescenti compatte* (aka “a risparmio energetico”). Si distinguono lampade a *catodo freddo* e lampade a *catodo caldo*. Le prime hanno tubi più sottili, accensioni istantanee e luminanza regolabile. Le seconde sono di gran lunga più diffuse e si dividono a loro volta in
 - *lampade a preriscaldamento:* aventi i catodi preriscaldati per mezzo di uno starter;
 - *lampade ad accensione istantanea:* che non hanno bisogno di uno starter;
 - *lampade con elettrodo ausiliario:* in cui l'accensione avviene quasi immediatamente.
- **lampade a LED:** l'utilizzo dei LED nell'illuminazione ha raggiunto notevoli risultati grazie alle tecniche innovative sviluppate nel campo ed è sempre più utilizzato anche in ambito domestico.

Caratteristiche peculiari delle lampade a scarica

Vedi pagine 43-44-45, volume I.

1.2.2. Cenni sulle grandezze fotocromatiche

Flusso luminoso

Il flusso luminoso Φ rappresenta la quantità di luce emessa da una sorgente, definito come il prodotto della potenza raggiante (di un fascio luminoso) P_r e il coefficiente di visibilità della radiazione V :

$$\Phi = P_r V \quad [\text{lumen} = \text{lm}]$$

Per un fascio contenente lunghezze d'onda λ comprese tra λ_1 e λ_2 , si può scrivere

$$\Phi = \int_{\lambda_2}^{\lambda_1} P_r(\lambda) V(\lambda) d\lambda$$

Tale flusso nelle lampade fluorescenti diminuisce con le ore di funzionamento fino ad arrivare, a fine vita, all'80% del flusso iniziale.

Dal momento che ogni lampada è munita di un proprio apparecchio illuminante si può definire un rendimento luminoso dell'apparecchio μ (fornito dalle case costruttrici) la quantità:

$$\mu = \frac{\Phi_{\text{apparecchio}}}{\Phi_{\text{lampada}}}$$

Naturalmente risulta sempre $\mu < 1$, valori tipici sono $\mu = 45\% - 90\%$, mediamente $\mu = 75\%$.

Illuminamento

L'illuminamento E rappresenta la quantità di luce sull'unità di superficie di lavoro, definito come il rapporto tra il flusso luminoso ricevuto su una superficie e la superficie stessa:

$$E = \frac{d\Phi}{dS} \quad \left[\text{lux} = \frac{\text{lm}}{\text{m}^2} \right]$$

Radianza

La radianza R in un punto d'una superficie irraggiante è la densità di flusso luminoso emesso (o diffuso) dal punto:

$$R = \frac{\Phi_{\text{emesso}}}{S} \quad \left[\frac{\text{lm}}{\text{m}^2} \right]$$

Intensità luminosa

L'intensità luminosa I_ϕ in una direzione ϕ è il flusso specifico per unità di angolo solido, emesso dalla sorgente nella direzione considerata.

$$I_\phi = \frac{d\Phi}{d\Omega}$$

Il diagramma polare che fornisce i valori di intensità luminosa al variare della direzione si chiama **curva fotometrica**.

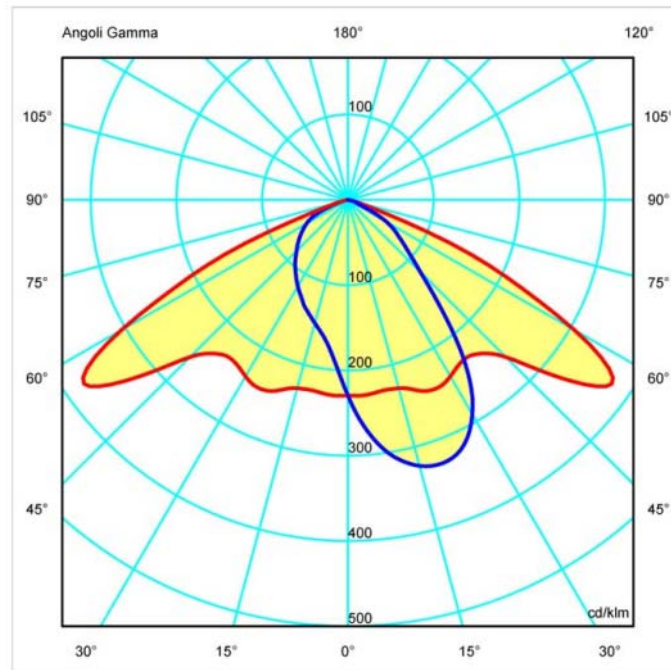


Figura 1 - Esempio di curve fotometriche: simmetrica (rossa) e asimmetrica (blu).

Luminanza

La luminanza L di un punto è definita come il rapporto tra l'intensità luminosa I emessa da una sorgente verso una superficie normale alla direzione del flusso e l'area della superficie stessa S :

$$L = \frac{I}{S} \quad \left[\frac{cd}{m^2} \right]$$

Il valore della luminanza incide sulla tollerabilità della visione diretta della superficie irradiante. Secondo le norme CEI la massima luminanza deve essere compresa tra $2000 \div 3000 \text{ cd/m}^2$.

Si può anche parlare di luminanza di una superficie (non necessariamente sorgente) – ad esempio un piano di lavoro – considerando il coefficiente di riflessione r della superficie e l'illuminamento medio E , secondo la formula:

$$L = \frac{r \cdot E}{\pi}$$

Efficienza luminosa

Si definisce efficienza luminosa ε il rapporto tra flusso luminoso Φ emesso e la potenza elettrica P di alimentazione:

$$\varepsilon = \frac{\Phi}{P} \quad \left[\frac{\text{lm}}{\text{W}} \right]$$

Tipologia di Lampade	Potenza (W)	Efficienza [lm/W]	Durata di vita [h]
Incandescenza Standard	3 – 1000	10 – 15	1000 - 2000
Incandescenza Alogena	5 – 500	15 – 25	2000 – 4000
Tubo Fluorescente	4 – 56	50 – 100	7500 – 24000
Fluorescente Compatta	5 – 40	50 – 80	10000 – 20000
Vapori di Mercurio	40 – 1000	25 – 55	16000 – 24000
Sodio ad Alta pressione	35 – 1000	40 – 140	16000 – 24000
Sodio a Bassa Pressione	35 – 180	100 – 185	14000 – 20000
Alogenuri Metallici	30 – 2000	50 – 115	6000 – 20000
LED	0.05 – 0.1	10 - 30	40000 - 100000

Tabella 2 - Caratteristiche delle lampade più comuni.

Temperatura di colore

La temperatura di colore di una lampada definisce la temperatura alla quale deve essere portato un corpo nero affinché la luce emessa a spettro continuo abbia lo stesso colore della luce emessa dalla lampada in questione:

- Bianco-fredda (C): $> 5300 K$
- Bianco-neutra (I): $5300 \div 3300 K$
- Bianco-Calda (W): $< 3300 K$

Indice di resa dei colori

L'indice di resa dei colori (I.R.C. o Ra) indica la proprietà di una sorgente di non cambiare la colorazione naturale delle superfici o degli oggetti illuminati rispetto ad una sorgente campione della stessa temperatura di colore. Ra varia tra 0 (zero) e 100. Un indice pari a 100 significa che non vi è differenza tra i colori ottenuti con la sorgente considerata e quelli ottenuti con la sorgente campione. Nella pratica si distinguono **cinque gruppi** a resa dei colori decrescente: 1A, 1B, 2, 3 e 4.

1.2.3. Tolleranze sulla tensione di alimentazione, corrente di inserzione

Per un corretto funzionamento, le lampade necessitano di una tensione di alimentazione costante a pari al valore nominale.

Per valori di **tensione di alimentazione più bassi** si ha un decadimento del flusso pari a

$$\frac{\Phi}{\Phi_n} = \left(\frac{V}{V_n}\right)^c$$

con $c = 3,6$ per le lampade a incandescenza e $c = 1,4$ per le lampade a fluorescenza con alimentatore induttivo.

Per valori di **tensione di alimentazione più alti** si ha una riduzione della vita utile della lampada.

In una **lampada a incandescenza** alimentata a $V = 0,95 V_n$ si ha una riduzione di flusso del $15 \div 20\%$. Se invece è alimentata costantemente a $V = 1,05 V_n$ si ha una riduzione della vita utile del 50% .

Le **lampade a scarica** tollerano variazioni di tensione fino a $\pm 10\% V_n$, se l'alimentatore è in grado di regolarla entro limiti ammissibili. Per tensioni superiori si ha surriscaldamento dell'alimentatore, prematuro annerimento delle estremità e minore durata della lampada. Per tensioni inferiori la lampada potrebbe non accendersi affatto, lampeggiare o avere un flusso luminoso eccessivamente ridotto.

All'accensione le lampade a incandescenza, poiché il filamento è freddo, hanno un picco di corrente di $10 \div 12 I_n$ per alcuni decimi di secondo.

1.2.4. Progetto dell'impianto di illuminazione – illuminazione d'interni

I dati di base per un progetto dell'impianto di illuminazione sono:

- **Destinazione dell'impianto** per stabilire il tipo di lampade
- **Destinazione degli ambienti e delle aree** per stabilire il livello di illuminamento
- **Caratteristiche geometriche degli ambienti.**
- **Colori previsti negli ambienti** per valutare i coefficienti di riflessione e i contrasti.

Per il calcolo si utilizza il cosiddetto **metodo del flusso totale** (o dei coefficienti di utilizzazione). Tale metodo è un metodo approssimato ma generalmente accettabile ed adeguato, specie per una valutazione di massima dell'impianto.

Il livello di illuminamento medio E è un dato di progetto e va fissato per ciascun ambiente dell'edificio. Data la superficie S da illuminare si definisce **flusso utile** Φ_U la quantità

$$\Phi_U = ES$$

Per via delle attenuazioni tra la sorgente e il piano di lavoro è necessario che il flusso effettivo (totale) sia più grande del flusso utile: per ottenerlo si considerano due coefficienti riduttivi:

- **Coefficiente di mantenimento** $m (= m' \cdot m'')$: congloba le riduzioni di flusso prevedibili nel tempo ed è composto da due fattori:
 - **Fattore di pulizia** m' . Si assume pari a 0,6 – 0,7 – 0,8 rispettivamente per pulizia normale, forte ed elevata.
 - **Fattore di decadimento nel tempo del flusso** m'' . Si assume in genere 0,85 ÷ 0,9.
- **Coefficiente di utilizzazione** u : esprime le riduzioni di flusso nello spazio, cioè delle caratteristiche geometriche dell'ambiente, del colore delle pareti e del rendimento dell'apparecchio illuminante. I valori del coefficiente di utilizzazione sono tabulati in letteratura secondo il grado di riflessione delle superfici (anch'esso tabulato in letteratura, in base al colore e al materiale) e al cosiddetto **indice del locale** i . L'indice del locale di una stanza rettangolare ($a \times b$) con lampade sospese dal piano di lavoro ad altezza utile h_u è calcolabile come:

$$i = \frac{a \cdot b}{h_u(a + b)}$$

Noti m ed u è possibile calcolare l'**illuminamento medio lordo** E_i :

$$E_i = \frac{E}{m \cdot u}$$

Si noti che la valutazione dei coefficienti m ed u deve essere effettuata in tutti gli ambienti.

Conoscendo l'illuminamento medio lordo, una volta fissato il tipo di lampade da utilizzare (e quindi la loro efficienza ε) è possibile calcolare la **potenza elettrica specifica** p da installare come:

$$p = \frac{E_i}{\varepsilon} = \frac{E}{m \cdot u \cdot \varepsilon} = \frac{E}{\alpha}$$

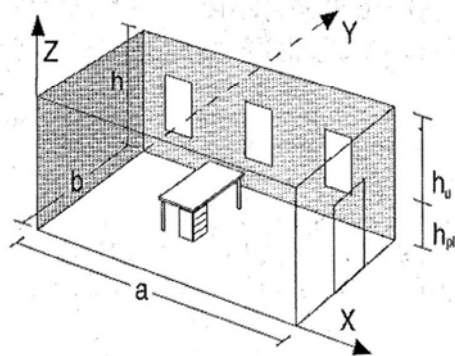
Nota la superficie S dell'ambiente da illuminare si calcola la **potenza complessiva** da prevedere per l'ambiente stesso:

$$P = p \cdot S$$

Infine, una volta scelta la lampada standard da adottare, e quindi la sua potenza P^* , si valuta il **numero complessivo di lampade** n come

$$n = \left\lceil \frac{P}{P^*} \right\rceil$$

Molto chiari $r = 0,7$	Vernice bianca-luce paca.....	0.85
	Calce bianca, smalto bianco latte...	0.83
	Carta bianca.....	0.80
	Bianca avorio.....	0.75
	Marmo di Carrara.....	0.75
	Grigio perla.....	0.72
Chiari $r = 0,5$	Crema.....	0.70
	Vernice avorio.....	0.65
	Alluminio matto.....	0.64
	Verde chiaro.....	0.60
	Giallo paglierino.....	0.58
	Marmo candoglia.....	0.56
Scuri $r = 0,3$	Tabacco.....	0.53
	Azzurro chiaro.....	0.52
	Acero bianco, legni lucidi chiari...	0.41
	Rose carico.....	0.41
	Arancio.....	0.40
	Verde marino.....	0.39
Molto scuri $r = 0,1$	Ottone, bronzo.....	0.38
	Azzurro cielo.....	0.37
	Cuoio.....	0.35
	Grigio ferro.....	0.23
	Verde oliva.....	0.21
	Verde vescica.....	0.20
	Indaco.....	0.20
	Grigio fondo.....	0.19
	Marrone bruciato.....	0.15
	Legni scuri lucidi (noce, mogano).	0.07



Dim. locale

		COEFFICIENTI DI UTILIZZAZIONE									
FATTORI DI RIFLESSIONE	SOFFITTO	80				50				30	0
	PARETE	50		30		50		30		30	0
	PAVIMENTO	30	10	30	10	30	30	10	10	0	
INDICE DEL LOCALE I	0,6	29	26	26	25	26	25	25	24	22	
	0,8	34	32	31	29	33	30	29	29	26	
	1	38	36	35	33	37	33	32	32	29	
	1,25	42	39	38	36	40	37	35	35	32	
	1,5	45	41	41	38	42	39	38	37	35	
	2	49	44	45	41	45	43	41	40	38	
	2,5	51	45	48	43	47	45	42	42	40	
	3	53	46	50	45	49	47	44	43	41	
	4	56	48	54	47	51	50	46	45	44	
	5	58	50	56	49	53	52	48	47	45	

Tabella 3 - Coefficienti di riflessione comunemente riscontrati sui soffitti e sulle pareti (in alto).
Coefficienti di utilizzazione di un apparecchio illuminante (in basso).

Un altro parametro da considerare nella scelta del numero di lampade (e quindi della potenza complessiva) è l'**uniformità di illuminamento**, ossia il rapporto tra il valore minimo e massimo di E .

La diffusione è tanto più uniforme quanto più piccola è la potenza di ogni centro e tanto più diffusi sono gli stessi nell'ambiente da illuminare. Per ottenere una determinata uniformità di illuminamento, il numero n può essere ridotto o aumentato di alcune unità. In generale il costruttore fornisce dei diagrammi di uniformità di illuminamento in funzione del rapporto $e = D/h_u$ dove D è l'interdistanza fra gli apparecchi contigui.

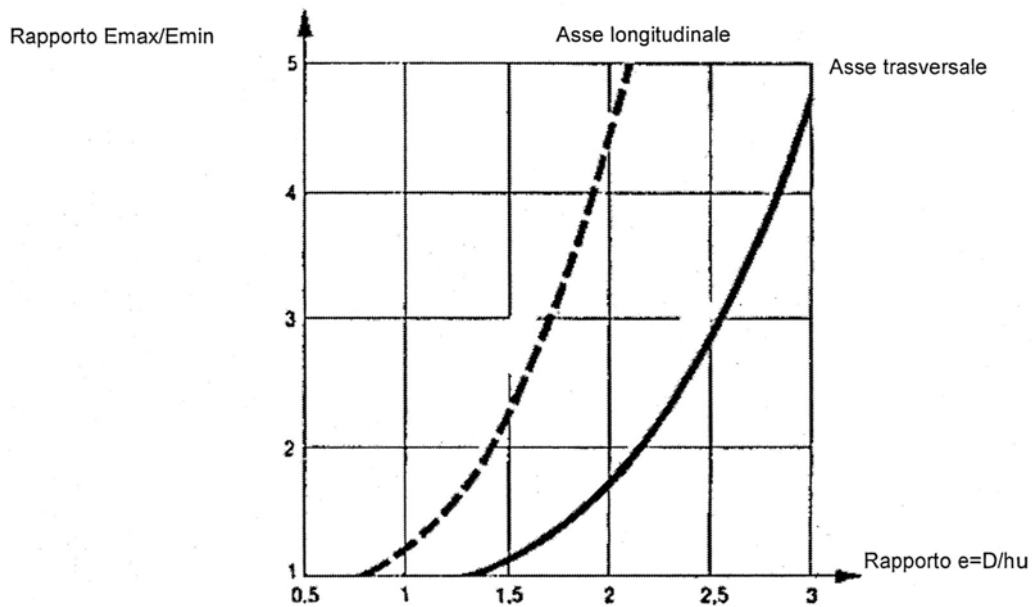


Figura 2 - Esempio di diagrammi interdistanza - disuniformità per apparecchi con diffusore lamellare.

Un ulteriore requisito nella realizzazione dell'impianto di illuminazione è l'**equilibrio delle luminanze** dell'ambiente, affinché tutti gli elementi mantengano una luminanza inferiore ai valori ammissibili per evitare il fenomeno dell'**abbagliamento**.

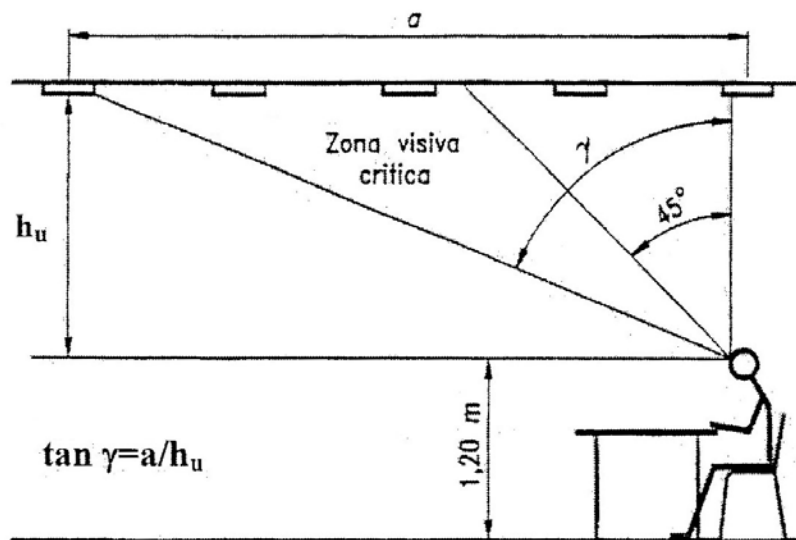


Figura 3 - Zona critica ed angolo di osservazione.

Esistono due principali metodi di calcolo:

- *metodo delle curve limite di luminanza*: le case costruttrici forniscono le curve limite di luminanza A e B, dove:
 - La curva A è per apparecchi privi di superficie emittente laterale, comunque disposti e per apparecchi con superficie emittente laterale disposti col lato maggiore parallelo all'asse visuale.
 - La curva B per apparecchi illuminanti con superficie emittente laterale disposti col lato maggiore perpendicolare all'asse visuale.

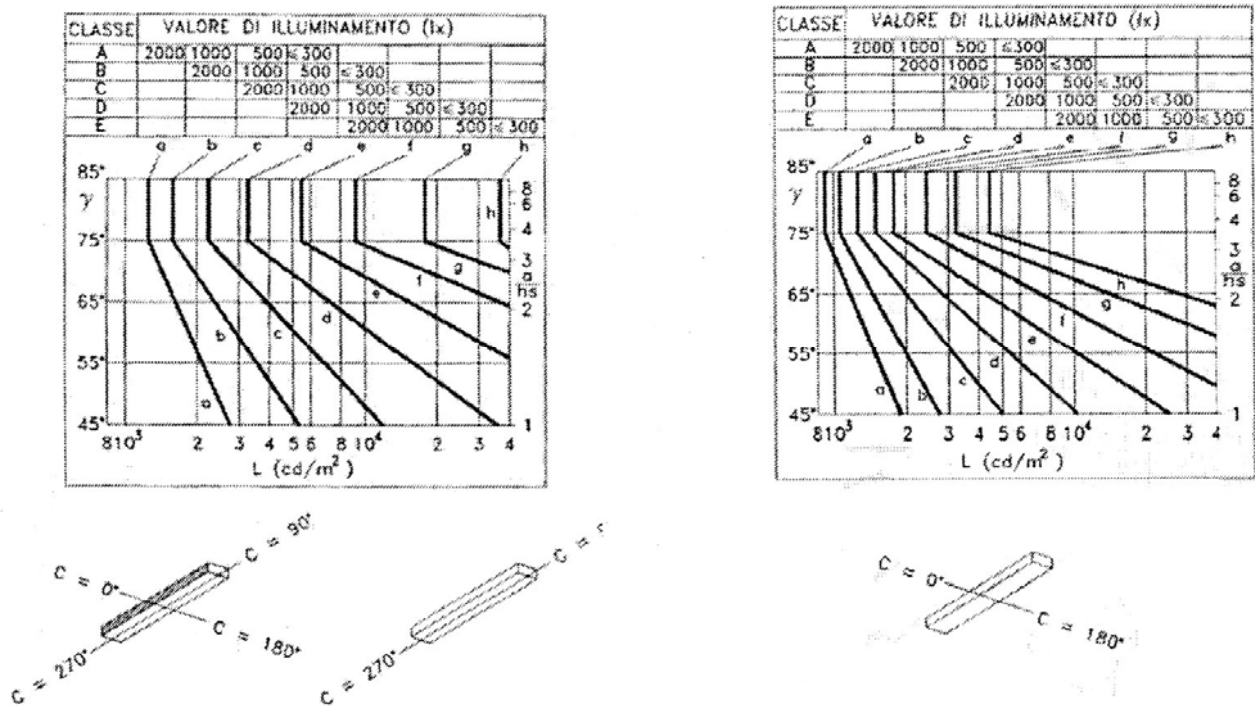


Figura 4 - Curva di luminanza A (sinistra) e B (destra).

- *metodo UGR* (Unified Glare Rating): si calcola l'indice UGR (che tiene conto dei livelli di luminanza delle lampade, delle pareti e della posizione dell'osservatore) e lo si inserisce in delle tabelle CIE (Comité International d'Eclairage) per valutare il livello di abbagliamento degli apparecchi.

1.2.4.1. Impianto di illuminazione di sicurezza

L'illuminazione di sicurezza, nel caso più generale, comprende:

- illuminazione di aree ad alto rischio
- illuminazione antipanico
- illuminazione per l'esodo

le norme UNI EN prescrivono che l'illuminazione di sicurezza per l'esodo deve fornire il 50% dell'illuminamento previsto entro 5 s e raggiungere l'illuminamento completo entro 60 s. Ulteriori caratteristiche dell'illuminazione di sicurezza sono riassunte nella seguente tabella:

Classificazione dell'alimentazione di sicurezza automatica	
Classe 0 (di continuità)	Alimentazione automatica disponibile senza interruzioni
classe 0,15 (ad interruzione brevissima)	Alimentazione automatica disponibile in un tempo inferiore o uguale a 0,15 s
Classe 0,5 (ad interruzione breve)	Alimentazione automatica disponibile in un tempo superiore a 0,15 s ma non superiore a 0,5 s
Classe 15 (ad interruzione media)	Alimentazione automatica disponibile in un tempo superiore a 0,5 s ma non superiore a 15 s
Classe > 15 (ad interruzione lunga)	Alimentazione automatica disponibile in più di 15 s

Caratteristiche dell'illuminazione di sicurezza							
	IEC	Italia	IEC	UNI		IEC	IEC
Tipologia	Illuminamento minimo [lux]		Tempo di risposta [s]	Tempo 50 % lux [s]	Tempo 100 % lux [s]	Autonomia [h]	SA Sempre Acceso
Cinema, teatri	1	5 (scale) 2 (esodo)	1	5	60	3	si
Esodo di luoghi di lavoro	1		15	5	60	1	no
Edifici ad elevata altezza	1		15	5	60	3	si
Aree ad alto rischio	10%		0,5	5	60	Durata rischio	no

Tabella 4 - Classificazione delle alimentazioni di sicurezza (in alto) e caratteristiche dell'illuminazione di sicurezza (in basso) secondo norme IEC e UNI.

1.2.5. Progetto dell'impianto di illuminazione – illuminazione d'esterni (stradale)

L'impianto di illuminazione stradale deve rendere facile e sicura la circolazione, deve presentare una distribuzione spaziale della luce tale che il piano stradale non presenti alternanze di macchie di ombra e di luce troppo vistose e deve fare in modo che non si verifichino fenomeni di abbagliamento.

Dal momento che, sulle strade, non vi sono elementi riflettenti (come pareti o soffitto), il livello d'illuminamento E è direttamente legato alla luminanza corrispondente L secondo il coefficiente di riflessione dell'asfalto r_a . Le norme prescrivono valori di illuminamento medio orizzontale per strade con fondo chiaro E_c o scuro E_s . La luminanza media corrispondente si trova mediante l'espressione:

$$L = \frac{r_a \cdot E_{c,s}}{\pi}$$

La scelta del livello di illuminamento orizzontale/luminanza, deve essere effettuata in base alla categoria illuminotecnica di riferimento in relazione al tipo di strada e alla velocità del traffico, secondo la seguente tabella:

Tipo di strada	Descrizione del tipo della strada	Limiti di velocità [km h ⁻¹]	Categoria illuminotecnica di riferimento
A ₁	Autostrade extraurbane	130 - 150	ME1
	Autostrade urbane	130	
A ₂	Strade di servizio alle autostrade	70 - 90	ME3a
	Strade di servizio alle autostrade urbane	50	
B	Strade extraurbane principali	110	ME3a
	Strade di servizio alle strade extraurbane principali	70 - 90	ME4a
C	Strade extraurbane secondarie (tipi C1 e C2 ⁴)	70 - 90	ME3a
	Strade extraurbane secondarie	50	ME4b
	Strade extraurbane secondarie con limiti particolari	70 - 90	ME3a
D	Strade urbane di scorrimento veloce	70	ME3a
		50	
E	Strade urbane interquartiere	50	ME3c
	Strade urbane di quartiere	50	
F	Strade locali extraurbane (tipi F1 e F2 ⁴)	70 - 90	ME3a
	Strade locali extraurbane	50	ME4b
		30	S3
	Strade locali urbane (tipi F1 e F2 ⁴)	50	ME4b
	Strade locali urbane: centri storici, isole ambientali, zone 30	30	CE4
	Strade locali urbane: altre situazioni	30	CE5/S3
	Strade locali urbane: aree pedonali	5	
	Strade locali urbane: centri storici (utenti principali: pedoni, ammessi gli altri utenti)	5	CE5/S3
	Strade locali interzonali	50	
		30	
	Piste ciclabili ⁹	Non dichiarato	S3
	Strade a destinazione particolare ⁶	30	

Tabella 5 - Categorie illuminotecniche delle strade.

Negli impianti di illuminazione stradale vengono tipicamente impiegate lampade a fluorescenza a catodo caldo, a vapori di mercurio o a vapori di sodio.

La disposizione dei centri luminosi è scelta tra:

- **Unilaterale**: efficace quando viene utilizzata all'esterno delle curve.
- **Centrale**.
- **Bilaterale**.
- **A quinconce** (alternata).

Detta S la quota parte di superficie stradale che spetta a ciascun centro luminoso (palo) e D l'interdistanza tra essi si può scrivere

$$S = D \cdot l \quad e \quad S = \frac{D \cdot l}{2}$$

Rispettivamente per la disposizione unilaterale e le altre.

L'altezza di montaggio h viene assunta pari alla larghezza l della carreggiata nella disposizione unilaterale e pari a $h = l/2$ nelle altre. In generale è opportuno che non sia inferiore a 7 metri per evitare fenomeni di abbagliamento.

Il rapporto $e = D/h$ tra l'interdistanza e l'altezza di montaggio viene generalmente scelto sulla base di considerazioni empiriche:

TIPO DI CORPO ILLUMINANTE	DISPOSIZIONE DEI CENTRI			
	UNILATERALE	CENTRALE	QUINCONCE	A CENTRI OPPOSTI
NON CUT-OFF (non schermati)	5 - 6	5 - 6	4 - 5	4 - 6
CUT-OFF (schermati)	3 - 4	3 - 4	2,5 - 3	2,5 - 4

Condizioni di installazioni	Tipo di apparecchio illuminante	
	Aperto	chiuso
Atmosfera pulita	0.83	0.88
Presenza di polveri, fumi	0.68	0.78

Tipo di lampade	Incandescenza	Fluorescenza	Bulbo fluorescente	Vapori di sodio
Coefficiente di deprezzamento	0.91	0.88	0.85	0.85

Tabella 6 - Rapporto di interdistanza (in alto), coefficienti di manutenzione per i centri luminosi (in mezzo) e coefficiente di deprezzamento luminoso (in basso).

In definitiva, nota la larghezza l della carreggiata e fissato il rapporto e si hanno, in linea di massima, i valori di h e D :

$$h \geq 0,5 \cdot l \quad e \quad D \geq 0,5 \cdot e \cdot l$$

Al fine del progetto dell'impianto di illuminazione si possono adottare due criteri:

- **Metodo del flusso totale:** il flusso luminoso viene calcolato secondo la formula:

$$\Phi = \frac{E \cdot S}{m \cdot u} = \frac{E \cdot D \cdot l}{m \cdot u}$$

Dopodiché si adotta l'apparecchio illuminante commerciale che emette un flusso pari o superiore a quello calcolato e si ricalcola l'interdistanza D come

$$D = \frac{\Phi_{effettivo} \cdot m \cdot u}{E \cdot l}$$

- **Metodo punto per punto:** tale metodo è in genere usato per verificare gli impianti progettati col metodo del flusso totale. Tale metodo consente di ricavare le curve isolux effettive dell'impianto come è stato progettato. Vista la natura "agli elementi finiti" di tale tecnica, questa è facilmente implementabile da software numerici.

Una nota particolare meritano le **gallerie stradali**. Gli impianti delle gallerie sono tipicamente composti da:

- Un impianto *base* (o permanente) notturno: ha il compito di garantire il livello minimo di illuminamento previsto nella galleria
- Un impianto di *rinforzo* diurno: ha come scopo quello di evitare fenomeni di abbagliamento in entrata e in uscita dalla galleria per via del brusco cambiamento di luminanza.

L'andamento della luminanza di giorno in galleria deve essere come quello riportato in figura:

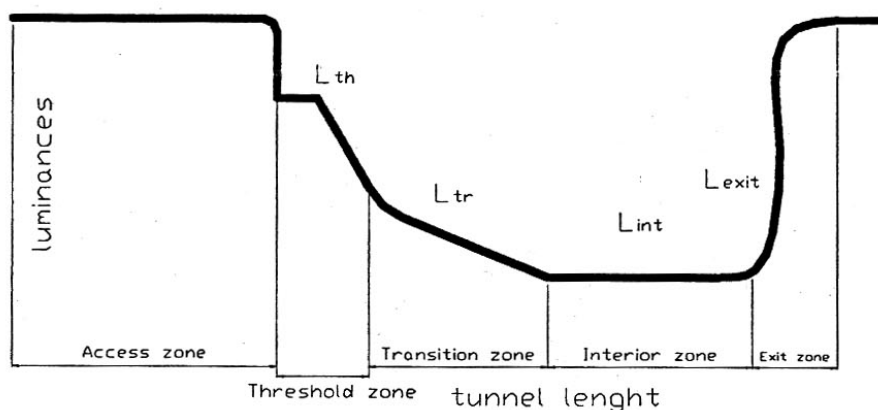


Figura 5 - Le cinque zone di luminanza in una galleria: di accesso aperto, di entrata, di transizione, interna e di uscita.

La dimensione delle zone di rinforzo dipende dalla distanza sicura di frenata SSD , la quale dipende a sua volta dalla velocità e dalle condizioni dell'asfalto.

Si consideri un illuminamento richiesto di 12000 lux , considerando una potenza luminosa di 150 lm/W si può stimare una potenza specifica dell'impianto base di circa $p_v = 80 \text{ W/m}^2$. Detta l la larghezza della carreggiata si ha che la potenza complessiva di un impianto di rinforzo è pari a

$$P_R = p_v \cdot SSD \cdot l$$

È osservabile come, considerando $SSD = 200\text{ m}$ e $l = 14\text{ m}$ la potenza dell'impianto di rinforzo superi i 200 kW . Considerando che le gallerie sono spesso ubicate in posizioni remote, tale potenza potrebbe essere insostenibile dalla distribuzione elettrica locale, per questo motivo le norme accettano che in condizioni eccezionalmente critiche per una breve durata ogni anno (< 75 ore) l'impianto possa non riuscire a garantire i requisiti di sicurezza.

Teoria delle svolte e delle intersezioni: vedi libro I pagina 73.

1.3. Utenze EI/FM

1.3.1. Generalità

Il carico di tipo EI/FM serve principalmente ad alimentare macchine operatrici termiche e pompe. Tale carico costituisce tipicamente oltre il 70% del carico totale dell'impianto.

Si definisce **azionamento elettrico** il sistema costituito da uno o più motori e dall'apparecchiatura di comando, misura e regolazione che, consente al sistema meccanico a cui è applicato di effettuare il lavoro richiesto.

Il principale tipo di motore diffuso nelle applicazioni impiantistiche è il **motore asincrono**.

Oltre ai motori, un'altra utenza EI/FM è costituita dalle **applicazioni elettrotermiche** che non verranno però trattate.

I motori elettrici vengono identificati dai **dati di targa**, dalle **caratteristiche di posizionamento e accoppiamento**, dal **tipo di raffreddamento**, dal **livello di rumorosità**, capacità di lavorare in atmosfera **ATEX** e **grado di protezione** verso l'esterno (cfr. cap. 4)

I motori elettrici sono anche caratterizzati dal **tipo di servizio S**, che si divide in:

- S1: servizio continuo.
- S2: servizio di durata limitata.
- S3, S4, S5: servizi intermittenti periodici, con avviamento e con avviamento e frenatura.
- S6, S7, S8: servizi ininterrotto periodico, con avviamento e con avviamento e frenatura.
- S9: servizio comunque variabile.
- S10: servizio a regimi costanti distinti.

Per una rappresentazione grafica dei vari cicli vedi appendice A1/13-14 (consigliato, ndr).

Oltre a ciò i motori posseggono una **classe di isolamento** che determina la massima sovratemperatura ammissibile dal motore stesso:

- Classe Y: 65 °C
- Classe A: 70 °C
- Classe E: 85 °C
- Classe B: 100 °C
- Classe F: 115 °C
- Classe H: 140 °C
- Classe C: > 140 °C

Le temperature sono riferite a macchine raffreddate ad aria e per $T_{amb} = 40\text{ °C}$.

I **motori a gabbia** vengono infine classificati in quattro classi (A, B, C e D) in base alla coppia e alla corrente massima di spunto.

1.3.2. Potenza nominale dei motori – tipi di azionamento

Il punto di partenza nel dimensionamento di un azionamento è naturalmente il carico meccanico azionato. La **coppia resistente** è generalmente di tre tipi:

- $C_r = \text{cost}$ (**costante con la velocità**): tipico di pompe e compressori alternativi, funivie;
- $C_r = k \cdot v$ (**proporzionale alla velocità**): tipico per calandre;
- $C_r = k \cdot v^2$ (**proporzionale al quadrato della velocità**): tipico per pompe, compressori e ventilatori centrifughi;
- $C_r = k/v$ (**inversamente proporzionali alla velocità**): macchine utensili (tornio).

La **potenza P_r da attribuire all'azionamento** è pari a

$$P_r = \frac{2\pi \cdot v_n}{1000 \cdot 60} \cdot \frac{C_r}{\eta_t} \quad [kW]$$

Dove

- v_n : velocità nominale;
- C_r : coppia resistente (Joule);
- η_t : rendimento di trasmissione.

Detta C_n la coppia resistente alla velocità di regime v_n (che per i motori asincroni si assume pari alla velocità di sincronismo) si ha che la **potenza nominale P_n** dell'azionamento deve essere maggiore o uguale a

$$P_n \geq \underbrace{(1,1 \div 1,15)}_{c_s} \frac{2\pi \cdot v_n}{1000 \cdot 60} \cdot \frac{C_n}{\eta_t}$$

Dove è stato considerato un *coefficiente di sicurezza* c_s del 10 ÷ 15%. Si rammenti che P_n è la potenza sviluppata all'asse. La potenza assorbita dal motore P_e si ha al netto delle perdite ovvero, definito il rendimento del motore η_m :

$$P_e = \frac{P_n}{\eta_m}$$

A seconda del ciclo che il carico meccanico deve subire – e quindi alle variazioni di velocità – l'azionamento del motore deve essere scelto di conseguenza. Si distinguono i seguenti tipi di azionamento:

- **Azionamenti a velocità quasi costante al variare del carico**: per tutte le macchine operatrici che tollerano una piccola differenza di velocità nel passaggio da vuoto a carico o in sovraccarico. Rappresentano la maggior parte delle macchine per impieghi comuni nonché il campo di applicazione tipico dei motori asincroni.
- **Azionamenti a velocità rigorosamente costante al variare del carico**: azionamenti per motori sincroni che vengono usati dove il mantenimento della velocità è un fattore discriminante nel processo. La velocità di tali azionamenti è tanto più costante tanto più è costante la frequenza di rete. Gli azionamenti sincroni sono anche usati per rifasare il sistema regolando sull'eccitazione.

- **Azionamenti a velocità variabile:** tali azionamenti sono in genere usati per avere coppia costante all'albero, in modo che la potenza erogata sia direttamente proporzionale alla velocità. Tale gamma di azionamenti è dominata dai motori in corrente continua, dapprima grazie ai gruppi Ward Leonard, poi con azionamenti elettronici di potenza. La regolazione di velocità in tali motori (in genere a eccitazione indipendente) si basa sul fatto che a flusso induttore Φ costante, la velocità v è proporzionale alla f.c.e.m. di indotto E e quindi alla tensione applicata V :

$$V = R_a \cdot I_a + E \quad ; \quad C = K_c \cdot \Phi \cdot I_a \quad ; \quad E = K_v \cdot \Phi \cdot v$$

Dove R_a e I_a sono la resistenza e la corrente di indotto (armatura). Si osserva come, fintanto che non si raggiunge la corrente di indotto nominale, è possibile operare la macchina a **coppia costante** (e potenza variabile). Se invece si tiene fisso il prodotto $P = E I_a$ si ottiene una regolazione a **potenza costante** $P = C v$, in cui la coppia varia in ragione inversa della velocità. Quando I_a raggiunge la corrente di indotto nominale si ha una regolazione a potenza decrescente e coppia costante.

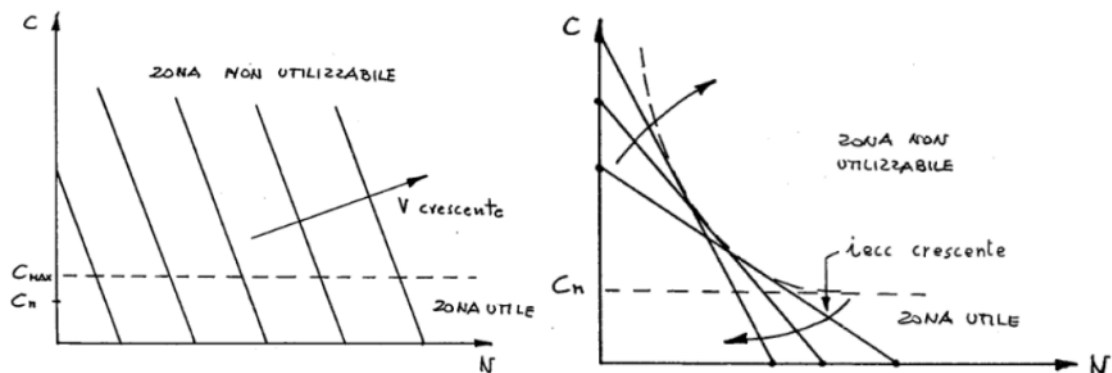


Figura 6 - Caratteristiche della macchina in CC con eccitazione indipendente.

- **Azionamenti a velocità decrescente al crescere del carico:** in questi azionamenti (quali i motori in CC con eccitazione serie) la velocità è tanto più bassa quanto più alta è la coppia resistente. Trovano importanti applicazioni in impianti di trazione e grandi impianti di sollevamento.

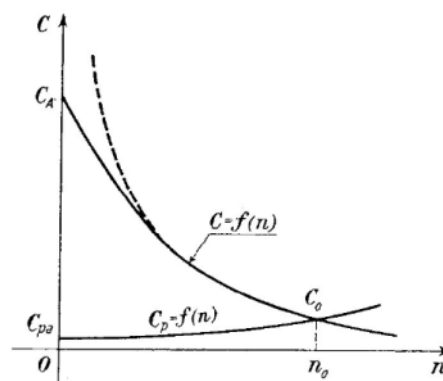


Figura 7 - Caratteristica della macchina in CC con eccitazione serie.

1.3.3 Transitori elettromeccanici, avviamento e frenatura

A regime si ha l'equilibrio della coppia motrice C_m e la coppia resistente C_r :

$$C_m = C_r$$

Quando una delle due grandezze varia, si viene a creare una coppia accelerante C_a pari a

$$C_a = C_m - C_r$$

Con conseguente variazione $d\Omega$ della velocità di rotazione, fino al raggiungimento di una nuova condizione di equilibrio, secondo l'equazione dinamica

$$C_a = J \frac{d\Omega}{dt}$$

Attraverso la quale è anche possibile calcolare la durata t_a del transitorio elettromeccanico:

$$t_a = J \cdot \int_{\Omega_1}^{\Omega_2} \frac{d\Omega}{C_a} \cong \frac{2\pi J(\Omega_2 - \Omega_1)}{60 \overline{C_a}}$$

Dove Ω_1 e Ω_2 sono le velocità di inizio e fine transitorio e $\overline{C_a}$ è la coppia accelerante media tra tali velocità (si ricordi che $C_a = C_a(\Omega)$).

Le normative definiscono un **rapporto di sovraccaricabilità** (rapporto tra coppia massima fornibile dalla macchina C_M e coppia nominale C_n) dell'ordine di $C_M/C_n = 1,35 \div 1,50$ per i sincroni e di $C_M/C_n = 1,75 \div 3,25$ per gli asincroni a gabbia.

Due transitori di rilievo sono quelli di **avviamento** e **frenatura**.

Nella **fase di avviamento** o **spunto**, il motore deve poter partire in tre tipiche condizioni:

- **Avviamento a vuoto**: quando la coppia di carico all'asse è nulla. Le uniche coppie resistenti sono quelle dovute agli attriti interni.
- **Avviamento a metà carico**: quando la coppia di carico all'asse è pari alla metà del valore nominale. Un esempio tipico sono le pompe centrifughe che si avviano con la valvola di mandata chiusa in quanto, in tali condizioni, la potenza assorbita è circa la metà di quella nominale.
- **Avviamento a pieno carico**: quando la coppia di carico all'asse è pari al valore nominale.

A volte viene anche richiesto un avviamento **in sovraccarico**, per vincere una coppia resistente allo spunto più elevata di quella nominale.

Come noto, in fase di avviamento la **corrente di spunto** può raggiungere anche $4 \div 7$ volte il valore della corrente nominale che si smorza fino a $(1,7 \div 2,5)I_n$ dopo un semiperiodo. I motori in bassa tensione sono generalmente avviati a tensione piena (**inserzione diretta**). Motori di dimensioni maggiori possono essere avviati, qualora la coppia resistente allo spunto lo consenta, riducendo la tensione di alimentazione tramite, ad esempio, l'**inserzione stella-triangolo**. Diminuendo la tensione di alimentazione è possibile ridurre la corrente richiesta dalla rete e quindi la relativa caduta di tensione.

È comunque da considerare che l'avvio a tensione ridotta rende la fase di avviamento più lunga (per via della minor coppia accelerante disponibile) e quindi un maggiore surriscaldamento del motore. Si può valutare l'energia dissipata nel rotore W_r come la somma di due contributi:

$$W_r = W_c + W_a$$

Dove

- W_c è l'energia cinetica accumulata dalle masse rotanti, esprimibile come

$$W_c = E = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \Omega^2$$

- W_a è l'energia legata all'avviamento in sé, approssimabile come

$$W_a = k \cdot \overline{C_r} \cdot t_a \approx \frac{\overline{C_r}}{\overline{C_a}} \cdot E$$

Si nota dunque come il secondo termine W_a sia tanto maggiore quanto maggiore è la coppia resistente e minore la coppia accelerante. L'avvio a tensione ridotta è quindi tanto meno conveniente tanto maggiore è la coppia resistente allo spunto.

Nella **fase di frenatura**, tipicamente ottenuta invertendo due fasi di alimentazione, si ha una dissipazione di energia W_f pari a circa tre volte l'energia dissipata in fase di avvio:

$$W_f \cong 3 \cdot W_a$$

Per l'inversione di marcia l'energia complessivamente dissipata W_i è pari a circa quattro volte l'energia W_a (frenatura + nuovo avviamento in senso opposto):

$$W_i \cong 4 \cdot W_a$$

Il tempo di frenatura può essere calcolato mediante le formule precedentemente menzionate, considerando ovviamente la velocità finale pari a zero e la coppia frenante pari alla coppia resistente (se presente) e alla coppia motrice (in quanto il motore viene spinto a ruotare in senso opposto).

Per informazioni ulteriori sulle tecniche di avviamento e sul controllo industriale dei motori si rimanda al § 5. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume IV.

1.3.4. Scelta del motore. Coefficiente di utilizzazione. Numero di inserzioni orarie.

Come visto in §1.3.2. Potenza nominale dei motori – tipi di azionamento, i motori vengono generalmente **sovradimensionati** rispetto alle effettive esigenze, sia per via della necessità di avere un certo margine di sicurezza, sia perché le taglie sono standardizzate. Data la potenza elettrica (attiva) assorbita dal motore P_e , la **potenza elettrica nominale** S_n è calcolabile dividendo P_e per il fattore di potenza nominale φ_n (convenzionalmente pari a 0,9):

$$S_n = \frac{P_e}{\varphi_n}$$

Si noti che un motore eccessivamente sovradimensionato, oltre a essere più costoso, introduce i seguenti inconvenienti:

- Fondazione (o basamento) più pesante;
- Giunto maggiorato rispetto alle esigenze della macchina accoppiata;
- Maggiori sollecitazioni sul giunto e sulla fondazione in caso di grippaggio dei cuscinetti, ci cortocircuito o di reinserzione in controfase;
- Sovradimensionamento elettrico del montante del motore;
- Aumento del livello di cortocircuito (il contributo di ogni motore nei primi istanti è pressappoco pari alla potenza nominale);
- Aumento delle perdite nel motore.

Per poter valutare la potenza di targa ottimale di un motore è necessario valutare il **coefficiente di utilizzazione** C_u .

Se si considera un servizio diverso da S1 (servizio continuo) in cui le fasi di avviamento e frenatura siano termicamente trascurabili, C_u è calcolabile come

$$C_u = \frac{P_{eq}}{P_n} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T p^2(t) dt}$$

Dove P_{eq} è la potenza equivalente assorbita dal motore nel periodo, mentre $p(t)$ è il rapporto tra la potenza istantanea e la potenza nominale:

$$p(t) = \frac{P(t)}{P_n} = \frac{V \cdot I \cdot \cos \varphi}{V \cdot I_n \cdot \cos \varphi_n} \approx \frac{I}{I_n} \quad \rightarrow \quad C_u = \frac{I_{eq}}{I_n}$$

Dove è stata fatta l'approssimazione $\varphi \cong \varphi_n$ e si è posto pari a I_{eq} il valore RMS di I (aka, risultato dell'integrale). Se il regime variabile è divisibile in k fasi a potenza costante P_i nei sottointervalli t_i nel periodo complessivo T , il C_u è esprimibile come

$$C_u = \sqrt{\sum_{i=1}^k p_i^2 \cdot m_i}$$

Dove $p_i = P_i/P_n$ e $m_i = t_i/T$.

Si noti come, in condizioni nominali, la **potenza dissipata** dal motore in regime permanente $P_{d,n}$ è pari alla somma delle perdite nel ferro P_f e nelle perdite per effetto joule (dovuta a I_n) $P_{j,n}$:

$$P_{d,n} = P_f + P_{j,n} \propto P_f + R \cdot I_n^2$$

In regime variabile, con una corrente I_{eq} si ha che la potenza dissipata $P_{d,eq}$ è proporzionale a C_u^2 :

$$P_{d,eq} \propto P_f + R \cdot I_{eq}^2 \cdot \frac{I_n^2}{I_n^2} = P_f + P_{j,n} \cdot C_u^2$$

Rispetto ad un motore in funzionamento nominale, è dunque definibile una certa quota di perdite aggiuntive ammissibili ΔP_j , pari a

$$\Delta P_j = P_{j,n} \cdot (1 - C_u^2)$$

Dato il ciclo T affinché sia possibile dissipare l'energia W_+ , ovvero l'energia aggiuntiva legata a frenature, avviamenti o inversioni di marcia durante il ciclo, è necessario che sia rispettata la condizione

$$W_+ \leq \Delta P \cdot T = P_{j,n} \cdot (1 - C_u^2) \cdot T$$

Se tale condizione è rispettata, ovvero se

$$(1 - C_u^2) \geq \frac{W_+}{P_{j,n} \cdot T}$$

Allora il **coefficiente di utilizzazione complessivo** del motore nel ciclo T è pari a

$$C_{u,tot} = \sqrt{C_u^2 + \frac{W_+}{P_{j,n} \cdot T}}$$

Se si considera

$$W_+ = W_i = 4 \cdot J_m \cdot \Omega^2$$

ovvero il caso di inversione di marcia con motore a vuoto ($J = J_m$), è facile calcolare il **numero massimo di inserzioni orarie a vuoto Z_o** come

$$Z_o = 3600 \cdot \frac{P_{j,n}}{4 \cdot J_m \cdot \Omega^2}$$

Successivamente, noto il momento di inerzia totale J con motore sotto carico, è possibile calcolare il **numero di inserzioni orarie Z** come:

$$Z = \frac{4 \cdot J \cdot \Omega^2}{W_+} Z_o$$

Per una completa guida alla scelta e alla verifica dei motori (asincroni) si rimanda all'appendice A2 (documento in francese).

1.3.5. Effetti della qualità dell'alimentazione

In linea generale è facile verificare, mediante il diagramma circolare del motore asincrono o delle equazioni di macchina, che gli effetti delle **variazioni di tensione e frequenza** sono riassumibili come segue:

- Un aumento/diminuzione della **tensione** di alimentazione di un fattore k , fa sì che la corrente a vuoto e la corrente di cortocircuito aumentino/diminuiscano del fattore k , mentre la coppia aumenta/diminuisce di un fattore k^2 . Allo spunto e in condizioni di transitorio è necessario che sia garantita la coppia motrice minima. Ad esempio per motori che allo spunto hanno, a piena tensione, una coppia pari al 150% di quella minima, è tollerabile una c.d.t. del 20% in quanto $0,8^2 \cdot 150\% \approx 100\%$. Infine, un aumento della tensione provoca una diminuzione del $\cos \varphi$ per via della maggiore potenza reattiva necessaria a magnetizzare la macchina.
- Un aumento/diminuzione della **frequenza** di rete di un fattore k , fa sì che la corrente a vuoto e la corrente di cortocircuito diminuisca/aumenti di un fattore k , mentre la coppia diminuisce/aumenta di un fattore k^2 . In questo caso, però, visto che la velocità ($\propto f$) sarà k volte maggiore, la potenza della macchina risulterà solo k volte minore.

Gli aumenti della frequenza e della tensione hanno un effetto opposto è possibile, entro certi limiti, aumentare entrambe e lasciare le caratteristiche del motore pressoché inalterate. Queste considerazioni, comunque, prescindono dal raffreddamento del motore e valgono solo per funzionamenti di breve durata.

La **potenza nominale del sistema a monte** di un motore incide sulle condizioni di funzionamento ordinario di un motore, in quanto da essa dipende la stabilità di tensione e frequenza.

La **potenza di corto circuito del sistema di alimentazione** di un motore, invece, influenza le condizioni transitorie, in particolar modo di accelerazione, in quanto da essa dipende la c.d.t. durante tali fasi.

Un altro fenomeno che influisce sul funzionamento del motore è la presenza di un'**alimentazione non sinusoidale o dissimmetrica**. Una tensione è **considerata sinusoidale** se tutti i valori istantanei sono compresi in $\pm 5\%$ dell'ampiezza dell'armonica fondamentale. Un sistema polifase è **considerato simmetrico** se nessuna delle componenti di sequenza inversa provoca una corrente superiore al 5% della corrente di sequenza diretta, ovvero il grado di squilibrio è inferiore a $I_i/I_d < 5\%$.

Le correnti di sequenza inversa provocano la comparsa di un **campo rotante inverso** con effetti frenanti (coppia inversa) e surriscaldanti per il rotore (diminuzione del rendimento).

Un'ultima considerazione da fare riguarda la **commutazione dell'alimentazione** fra sorgenti diverse (e.g. commutazione su rete da una linea ad un'altra, o da rete al gruppo di emergenza), che può dare origine, in caso vi sia uno sfasamento tra le fasi delle tensioni, a sovracorrenti transitorie ($50 \div 60 \text{ ms}$) fino a due volte il valore massimo della corrente di spunto, che provocano coppie nocive sul sistema meccanico a valle, sul basamento e sul giunto.

1.4. Utenze concentrate

1.4.1. Ascensori

Il dimensionamento degli ascensori consiste nel determinare innanzi tutto la velocità, la portata e il numero di impianti (se maggiore di uno). Per la **portata** si può stimare:

- 1 persona per ogni $10 m^2$ per gli uffici;
- 2 persone per camera utile nelle abitazioni e negli alberghi;
- 2-4 persone per letto negli ospedali (visitatori inclusi).

La **velocità** dipende naturalmente dall'altezza dell'edificio e si distinguono ascensori

- Lenti: $0,20 \div 0,40 m/s$ (grandi montacarichi $> 500 \div 1000 kg$)
- Normali: $0,40 \div 0,80 m/s$ (abitazioni di < 5 piani)
- Semiveloci: $0,80 \div 1,20 m/s$ (abitazioni di $6 \div 10$ piani)
- Veloci: $> 1,20 m/s$ (grandi edifici)

Il motore maggiormente usato per abitazioni comuni è l'**asincrono a gabbia**. I motori per ascensori hanno una resistenza rotorica maggiore di quelli standard che gli consente di avere una curva coppia/giri favorevole ad assicurare avviamenti graduali.

In impianti più importanti si adotta un **motore a doppia polarità** (4/16 poli) che consente di avere due velocità distinte (in rapporto $\frac{1}{4}$), atte a garantire frenature più dolci e un livellamento migliore al piano.

Per edifici pubblici (portata $8 \div 10$ persone) o laddove si voglia avere un controllo fine sulla velocità della cabina, si utilizza il **motore in corrente continua con azionamento tipo Ward-Leonard**. Il motore asincrono, infatti, tende a raggiungere molto velocemente la velocità in regime e ciò potrebbe risultare sgradevole per le persone a bordo.

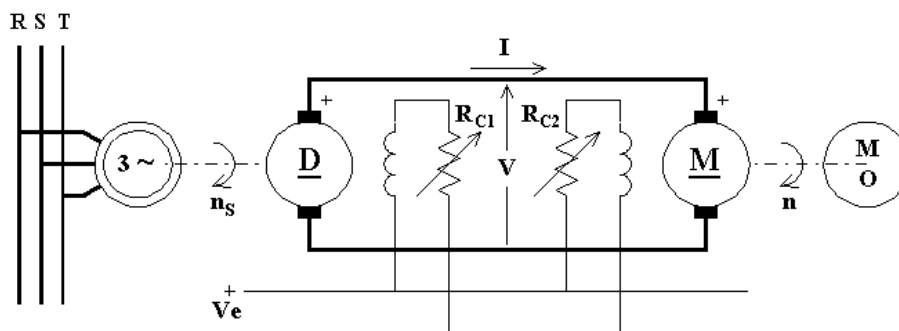


Figura 8 - Gruppo Ward-Leonard.

Un gruppo Ward-Leonard è costituito da un motore asincrono connesso alla rete, il quale aziona un motore a corrente continua D , la cui eccitazione è derivata dalla tensione continua V_e (che può essere fornita o meno da un secondo motore in cc, sempre connesso all'asincrono) e regolata per mezzo del reostato R_{C1} . Quindi, tramite R_{C1} e R_{C2} è possibile variare sia la tensione di alimentazione del motore M (connesso al carico) che la sua eccitazione controllando di fatto coppia e velocità in modo fine.

La potenza richiesta dai motori è, come detto, legata alla velocità e alla portata degli ascensori. È necessario tenere presente che gli ascensori operano in servizio intermittente, al fine del dimensionamento termico dei motori.

Per valutare il **coefficiente di contemporaneità** C_c di una batteria di n ascensori le norme suggeriscono di fare riferimento alla tabella riportata di seguito, dove N_v è definito come il rapporto tra la somma delle correnti assorbite dagli ascensori I_i e la maggiore di esse I_{max} :

$$N_v = \sum_i \frac{I_i}{I_{max}}$$

N_v	C_c	N_v	C_c	N_v	C_c
1,00	1,000	2,60	0,807	5,00	0,668
1,20	0,958	2,80	0,792	5,50	0,647
1,40	0,927	3,00	0,778	6,00	0,627
1,60	0,900	3,25	0,761	7,00	0,592
1,80	0,877	3,50	0,745	8,00	0,573
2,00	0,856	3,75	0,730	9,00	0,537
2,20	0,838	4,00	0,717	10,00	0,513
2,40	0,822	4,50	0,692	11,00	0,493

Il conduttore dovrà essere dunque dimensionato per una corrente I_D pari a

$$I_D = (I_1 + I_2 + \dots + I_n) \cdot C_c$$

Ad esempio, siano dati tre motori che assorbono rispettivamente correnti di 7 A, di 8,2 A e 10,7 A. Si trova che $N_v = 2,42$ per cui $C_c = 0,822$. La corrente equivalente sarà pari a $I_D = 21,3$ A.

Il valore del **rendimento** complessivo di un ascensore dipende dalla posizione del motore (in alto o in basso) e dalla trasmissione adottata. Per impianti normali esso è compreso tra $0,4 \div 0,5$.

1.4.2. Impianti di condizionamento - UTA

La progettazione di impianti di condizionamento o di UTA prevede considerazioni di natura termotecnica che prescindono dal corso.

Sia sufficiente richiamare il fatto che nel **ciclo frigorifero** un compressore fa circolare il fluido refrigerante attraverso il condensatore (scambiatore caldo) e l'evaporatore (scambiatore freddo), passando per una valvola di espansione.

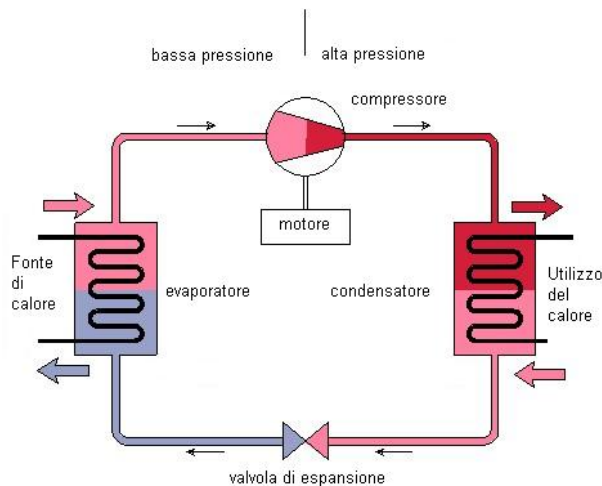


Figura 9 - Ciclo frigorifero.

Tale compressore è generalmente di tipo alternativo e, al fine di ottenere una certa modulabilità nella regolazione è tipicamente parzializzabile, ovvero è costituito da più unità indipendenti oppure è possibile agire singolarmente sui cilindri che lo compongono.

Un altro tipo di ciclo frigorifero è il cosiddetto **ciclo ad assorbimento**, che utilizza calore al posto del motore primo. Tale ciclo, però, conta un rendimento molto inferiore (circa 1/6 del ciclo con compressore) ed è quindi vantaggioso solamente laddove il costo dell'energia termica è molto basso (1/6 del costo del kWh).

Dal punto di vista elettrico, gli impianti di condizionamento rappresentano in genere una notevole parte del carico che può variare dal 20% al 50% del totale. In generale è possibile stimare una **densità di potenza** di 15 VA/m^2 per impianti civili per abitazioni e per ospedali, e di 30 VA/m^2 per uffici e alberghi.

1.5. Quadri elettrici

I **quadri elettrici** rappresentano i **nodi elettrici** dell'impianto e contengono, in genere, le apparecchiature di **misura**, **manovra** e **protezione** relative a tutto l'impianto (quadro generale) o ad una sua parte (quadro locale).

L'**ubicazione** dei quadri elettrici deve essere possibilmente più **baricentrica** possibile, meglio se vicina ai carichi che assorbono una maggiore potenza. Naturalmente devono essere preservate la **praticità** di accesso e manovra al quadro stesso.

I quadri elettrici sono caratterizzati dal **grado di protezione** IP (cfr. cap. 4) e si dividono in:

- **Normali**: grado IP32 massimo, destinati ad applicazioni generiche;
- **Protetti**: grado IP4X, destinati ad ambienti polverosi;
- **Stagni**: grado IPX3 minimo, destinati ad ambienti umidi o bagnati, ovvero per esterni;
- **Blindati**: sono realizzati in modo particolarmente robusto (caratterizzati da una sigla IK – tenuta agli urti).

I quadri possono presentare parti asportabili o estraibili:

- Una parte è **asportabile** quando può essere completamente rimossa dal quadro, anche se il circuito al quale è normalmente connessa resta in tensione;
- Una parte è **estraibile** quando può essere portata in una posizione di sezionamento rispetto al circuito al quale è normalmente connessa, pur restando meccanicamente unita al quadro.

I quadri elettrici vengono divisi internamente per separare le parti attive da quelle di controllo e quelle di comando, per assicurare la protezione dell'operatore che dovesse intervenire sul quadro elettrico con l'impianto in tensione. Tale divisione è detta **forma di segregazione**. Le norme prevedono quattro forme di segregazione:

CRITERIO PRINCIPALE	CRITERIO SECONDARIO	FORMA
Nessuna separazione		Forma 1
Segregazione delle sbarre dalle unità funzionali	Terminali per i conduttori esterni non separati dalle sbarre	Forma 2a
	Terminali per i conduttori esterni separati dalle sbarre	Forma 2b
Segregazione delle sbarre dalle unità funzionali Segregazione di tutte le unità funzionali l'una dall'altra Segregazione dei terminali per i conduttori esterni dalle unità funzionali, ma non l'uno dall'altro	Terminali per i conduttori esterni non separati dalle sbarre	Forma 3a
	Terminali per i conduttori esterni separati dalle sbarre	Forma 3b
Segregazione delle sbarre dalle unità funzionali e segregazione di tutte le unità funzionali l'una dall'altra, compresi i terminali per i conduttori esterni, che sono parte integrante dell'unità funzionale	Terminali per i conduttori esterni nella stessa cella come le unità funzionali associate	Forma 4a
	Terminali per i conduttori esterni non nella stessa cella come le unità funzionali associate ma in singoli spazi separati e racchiusi o in celle	Forma 4b

Figura 10 - Classificazione delle forme di segregazione secondo la norma CEI EN 60439-1 (fonte: GEWISS).

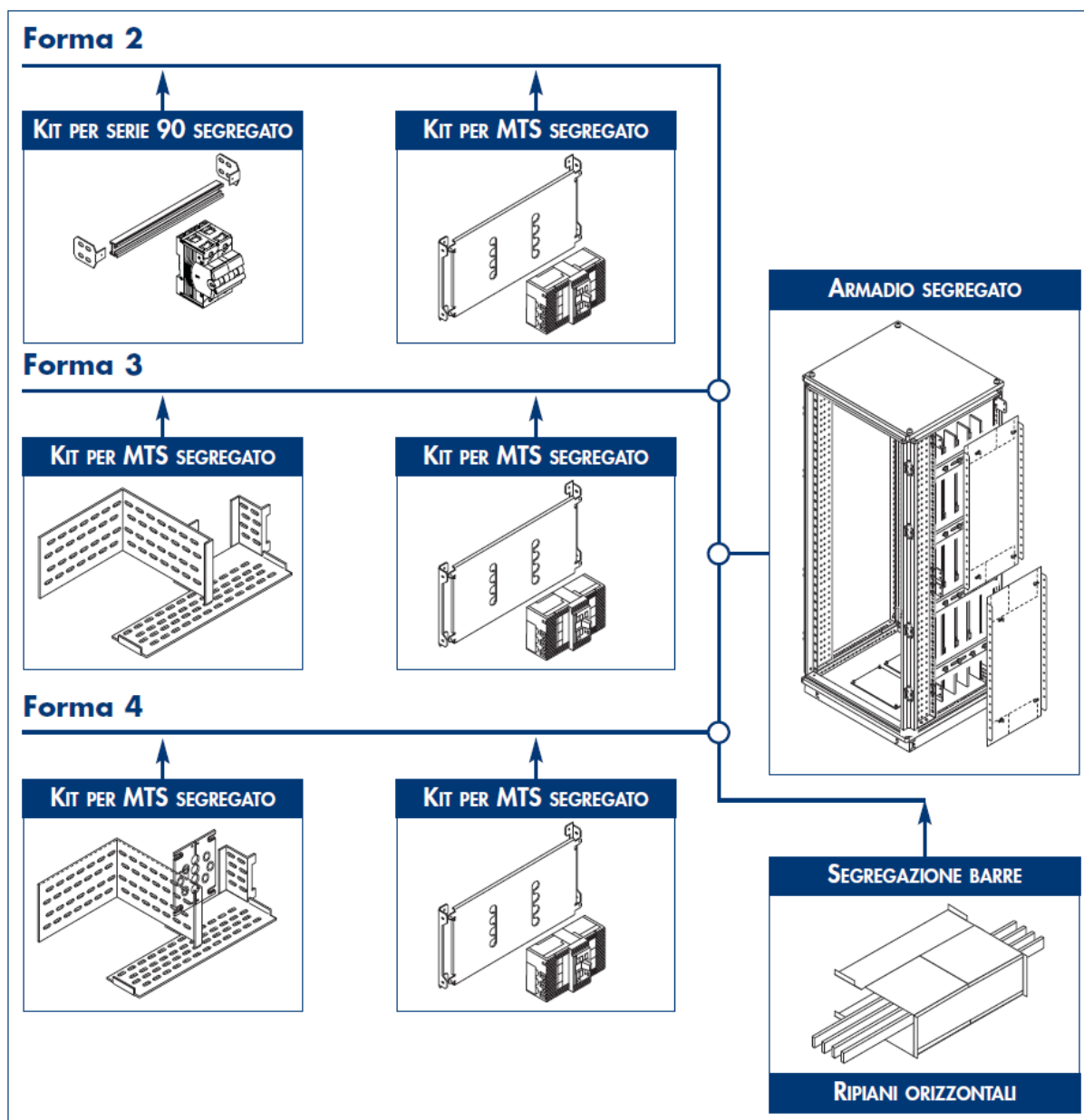


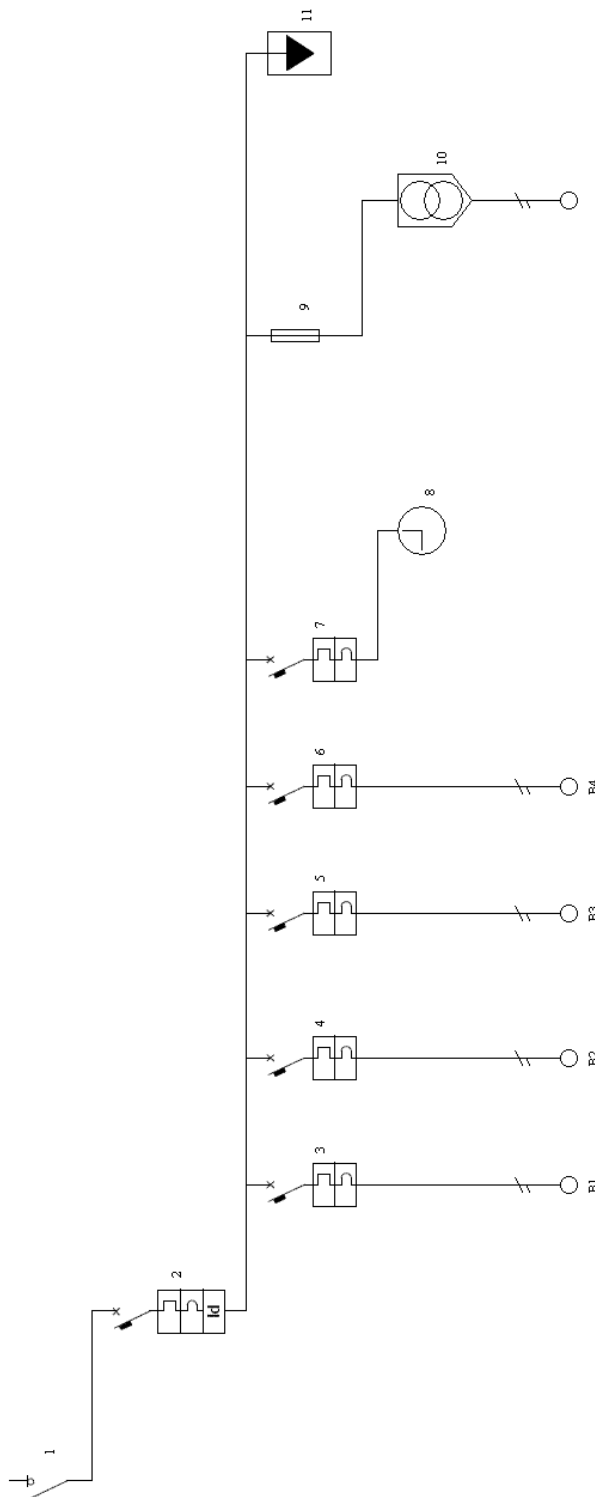
Figura 11 - Schema di scelta delle forme di segregazione per interruttori scatolati e sistemi barre (fonte: GEWISS).

Per ulteriori chiarimenti sulle modalità di protezione fornite dai diversi tipi di segregazione può essere utile far riferimento al seguente manuale (doppio click per aprire):



Un importante aspetto da considerare è il possibile campo di escursione termica ambientale a cui il quadrò sarà soggetto, la quale può provocare la comparsa di condensa. Per limitare questo fenomeno si utilizzano resistenze di riscaldamento (poche centinaia di Watt), per scaldare l'aria umida ed evitare la formazione di condensa e si verniciano le lamiere interne del quadro con vernici anticondensa. In tal modo si riesce a far fronte ad eventuali bruschi sbalzi di temperatura.

Di seguito si riporta uno schema unipolare di un quadro elettrico come viene solitamente rappresentato.



Descrizione linea	Ente distributore	Generale	Presse	Illuminazione	Lavatrice	Furgonfero	Esterno	Illuminazione giardino	Fusibile	Trafo citofono	Limitatore sobratensioni
Fasi della linea	LI N	N LI	LI N	LI N	LI N	LI N	LI N	LI N	LI N	LI N	LI N
Modulo differenziale		G23/32AC									
Corrente nominale In [A]	16	16	16	10	16	10	16		1		
Corrente regolata Ir [A]		11Ir=16	11Ir=16	11Ir=10	11Ir=16	11Ir=10	11Ir=16		11Ir=1		
I _{diff} [A] / T _{diff} [s]		0,03/0,0									
Potere d'interruzione [kA]		6	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5		10		6
Potenza totale [kW]	4kW	3	1,5	1,5	3	1,5	3				
Kcu / Kcc		1/1	0,75/1,00	1,00/1,00	0,75/1,00	0,5/1,00	0,5/1,0				
Potenza effettiva		3	2,250	1,5	2,250	0,75	1,5				
Corrente di impiego I _b [A]		16	10,9	7,25	10,9	3,625	5,45		1		
Sezione fase [mm ²]	4	4	2,5	2,5	2,5	2,5	4		2,5		4
Sezione di neutro [mm ²]	4	4	2,5	2,5	2,5	2,5	4		2,5		4
Sezione PE [mm ²]	4	4	2,5	2,5	2,5	2,5	4		2,5		4
Portata fase [A]	25	32	16	18	20	18	17				
Lunghezza linea [m]	10	1	30	25	10	10	40		1		
C.d.T. linea / C.d.T. totale	0,5%	0,1%	1,0%/1,1%	1,0%/1,1%	0,8%/0,9%	0,5%/0,6%	1,5%/1,6%		0,1%/0,2%		
Codice moretti		A1	B1	B2	B3	B4	B5		F1		

Figura 12 - Esempio di schema unifilare di un quadro elettrico di un circuito monofase ad uso domestico.

Un quadro elettrico è quindi generalmente costituito da

- Interruttori principali;
- Arrivi dei circuiti di alimentazione;
- Interruttori di partenza dei circuiti derivati;
- Le parti attive di connessione (conduttori e/o sbarre);
- Circuiti ausiliari.

La sezione e la forma dei conduttori dipende dalle correnti in gioco, ed è generalmente stimabile, con una stima abbastanza prudenziale, con la formula semplificata di Chapoulie:

$$I = 5 \cdot K \cdot S^{0,5} \cdot p^{0,39} \quad [A]$$

Dove S e P sono la sezione e il perimetro esterno del conduttore espresse in millimetri e K è un coefficiente numerico derivante dalle condizioni di impiego e tabulato in letteratura (CEI 7-4).

Per forti intensità si adottano piattine o sbarre di rame, tenute in posizione da supporti isolanti. Le sbarre principali, dette anche omnibus, sono in genere collocate nella parte superiore del quadro, mentre le distanze sono tali da garantire l'isolamento (in aria) nelle condizioni più gravose. Le derivazioni dalle sbarre possono essere effettuate con corde di rame isolate o piattine nude, anch'esse supportate da isolanti.

Gli isolamenti possono essere in materiale inorganico (porcellana, vetro, ceramica) o organico (resine).

Un importante aspetto nella costruzione dei quadri riguarda la robustezza con cui le sbarre sono tenute in posizione: in caso di cortocircuito, le forze elettrodinamiche sono tali da poter deformare notevolmente il rame fino a farlo avvicinare (o toccare) alle pareti esterne del quadro, provocando un arco che può degenerare nell'esplosione del quadro stesso:

<http://youtu.be/KagWdATPG-8> e <http://youtu.be/qPl7oWkHwg4>

Alcuni aspetti di sicurezza che i quadri elettrici devono soddisfare sono:

- Apertura con chiave o attrezzo;
- Accesso alle parti attive esclusivamente con circuito aperto (sezionato);
- Grado di protezione idoneo all'ambiente di installazione;
- Targhette e indicazioni;
- Messa a terra delle parti metalliche.

Si fa rilevare, infine, che tutti i quadri devono essere sottoposti a svariate prove (termiche, dielettriche, di tenuta a cortocircuito, meccaniche, etc...). In particolare, dal punto di vista termico, è necessario verificare che la potenza dissipata dei dispositivi all'interno del quadro (di manovra e ausiliari) sia inferiore alla potenza dissipabile dall'involucro. Per ulteriori raggugli sulle prove dei quadri elettrici si veda il § 2.9.5.1. pagine 147-148 del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

Quadri elettrici da cantiere

Il quadro da cantiere (ASC – Apparecchiature aSsiemate per Cantiere) può essere

- **Trasportabile**: deve essere messo fuori tensione prima di poter essere spostato;
- **Mobile**: può essere spostato rimanendo sotto tensione.

Esso è costituito da

- L'arrivo del circuito di alimentazione;
- L'interruttore principale di sezionamento e di comando;
- I dispositivi di protezione dalle sovracorrenti e i contatti indiretti;
- Le partenze dei circuiti derivati (prese a spina).

Oltre a ciò il quadro è sempre munito di un interruttore di emergenza standard (rosso su sfondo giallo) comunque accessibile. I dispositivi di sezionamento devono poter essere fermati in posizione di aperto mediante un lucchetto o all'interno di un involucro chiuso a chiave (*safety locking*).



Figura 13 - Quadro elettrico da cantiere con un arrivo e tre partenze.

La guida CEI 64-17 in base a caratteristiche strutturali e di utilizzo individua vari livelli dei quadri di cantiere:

- ASC di distribuzione principale;
- ASC di distribuzione;
- ASC di trasformazione;
- ASC di distribuzione finale;
- ASC di prese a spina.

Per approfondimenti riguardo i quadri elettrici si rimanda all'appendice A6.

A6. Quadri elettrici

2. Funzionamento normale ed anomalo dell'impianto

2.1. Funzionamento normale e dimensionamento dei circuiti

2.1.1. Generalità. Definizioni.

Un **impianto elettrico** è un insieme di componenti elettricamente associati e aventi caratteristiche coordinate al fine di soddisfare esigenze specifiche. Fanno parte dell'impianto tutti i componenti non alimentati tramite prese a spina e meno che queste ultime non siano unicamente destinate alla loro alimentazione.

Lo standard americano, a differenza di quello europeo, include nell'impianto anche gli utilizzatori portatili e mobili, ed i loro collegamenti.

Gli **elementi componenti** di un impianto elettrico sono:

- **Sorgenti di alimentazione:** punti di consegna degli enti distributori di energia, sorgenti locali come gruppi elettrogeni, UPS, batterie di accumulatori, etc...
- **Distributori di alimentazione:** conduttori e cavi, trasformatori, interruttori, quadri elettrici, sistemi di sbarre, etc...
- **Utilizzatori:** motori, strumentazione elettronica, apparecchi illuminanti, etc...

In generale, lo **schema di un impianto di distribuzione** comprende il punto di consegna dell'energia in MT, la distribuzione in MT delle cabine MT/BT e quindi la distribuzione in BT fino agli utilizzatori. In generale vengono adottati due schemi di impianto:

- **Distribuzione radiale.** Adottato in genere per la BT
- **Distribuzione ad anello.** Usato prevalentemente per la MT, in caso siano presenti molteplici cabine. Si possono avere due configurazioni di esercizio:
 - **Anello aperto.** Le cabine sono alimentate solo da un lato (corrisponde a due schemi radiali).
 - **Anello chiuso.** Le cabine sono alimentate da due lati. Se i punti di consegna sono due diversi, è necessario che sia autorizzato il parallelo.

Infine, si definisce un **circuito elettrico** come l'insieme dei componenti di un impianto, alimentati da uno stesso punto e protetti da un medesimo dispositivo di protezione. Si distinguono:

- **Circuiti di distribuzione:** alimentano gruppi di carichi tramite quadri elettrici. Si distinguono in montanti primari e secondari.
- **Circuiti terminali:** alimentano direttamente gli apparecchi utilizzatori elettrici.

2.1.2. Cavi elettrici

Un **cavo** è un conduttore o un insieme di conduttori isolati in modo continuo, generalmente provvisto di rivestimento protettivo. Sono generalmente costituiti da:

- **Conduttore:** è la parte metallica, in rame o alluminio, che conduce la corrente.
- **Isolante:** è lo strato dielettrico che circonda il conduttore con funzione di isolamento. L'insieme conduttore + isolante è detto **anima**.
- **Riempitivi** o guainette: servono per riempire gli interstizi tra le anime in caso ve ne siano più d'una.
- **Rivestimento protettivo:** ha funzione di protezione meccanica può essere metallico o non metallico
- **Guaina:** rivestimento tubolare esterno che funzione di protezione sia meccanica che da agenti chimici.
- **Filo di identificazione IMQ e HAR:** marchiatura sulla guaina che indica il tipo di cavo per mezzo di un codice identificativo.

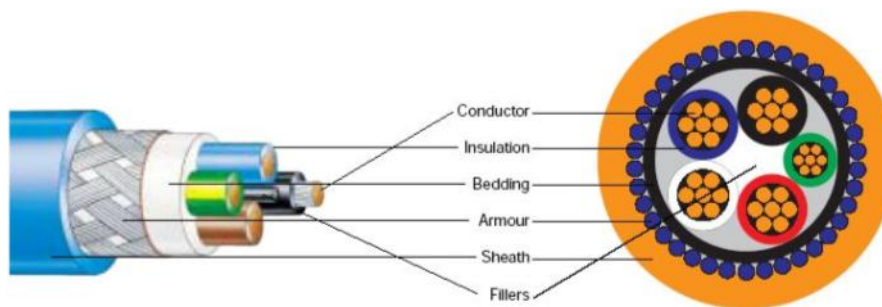


Figura 14 - Struttura interna di un cavo.

I cavi **unipolari** sono quelli costituiti da una sola anima, mentre i cavi **multipolari** sono costituiti da più anime. Da un punto di vista costruttivo si distinguono:

- Cavi con **conduttori rigidi**;
- Cavi con **conduttori flessibili**;
- Cavi **senza guaina** (solo unipolari);
- Cavi **con guaina** (sia unipolari che multipolari);
- Cavi **con armatura e guaina** (vedi figura).

Il **codice identificativo** (sigla) dei cavi è diviso in tre parti:

1. La **prima parte** fa riferimento alle norme e alla tensione nominale (e.g. *H05* = cavo armonizzato per tensione nominale di 300/500 V);
2. La **seconda parte** riguarda la costruzione del cavo, ossia materiale per l'isolante ed eventuale guaina, nonché al tipo di conduttore;
3. La **terza parte** indica il numero e la sezione dei conduttori.

Di seguito sono riportate le **tabelle di designazione** dei cavi secondo le norme CEI 20-27 (sistema europeo) e CEI UNEL 35011 (sistema italiano).

DESIGNAZIONE SECONDO LA NORMA CEI 20-27		
RIFERIMENTO ALLE NORME	H	Armonizzato con marchi <har>
	A	Autorizzato
	N	Nazionale
TENSIONE NOMINALE	01	Tensione nominale U_0/U 100/100 V
	03	Tensione nominale U_0/U 300/300 V
	05	Tensione nominale U_0/U 300/500 V
	07	Tensione nominale U_0/U 450/750 V
	1	Tensione nominale U_0/U 0,6/1 kV
MATERIALE ISOLANTE	V	Polivinilcloruro - PVC
	V2	Pvc per temperatura di 90 °C
	X	Politene reticolato
	E	Politene
	E2	Politene ad alta densità
	R	Gomma sintetica
	G9	Elastomero reticolato speciale
RIVESTIMENTI METALLICI (SCHERMATURA E ARMATURA)	C	Conduttore concentrico di rame
	C4	Schermo a treccia di rame sull'insieme delle anime
	C5	Schermo a treccia di rame sulle singole delle anime
	C6	Schermo a nastri, fili o piattine di rame sull'insieme anime
	C7	Schermo a nastri, fili o piattine di rame sulle singole anime
	C8	Schermo a treccia di rame sull'insieme delle anime
	A7	Schermo elettrosatico di alluminio
	A	Conduttore concentrico di alluminio
	Z2	Armatura a fili
	Z3	Armatura a piattine
	Z4	Armatura a nastri
	Z5	Treccia di fili di acciaio
FORMA DEL CAVO	H2	Cavi piatti non divisibili
	H6	Cavi piatti a tre o piu' anime
	H7	Cavi con isolante in doppio strato applicato per estrusione
MATERIALE GUAINA	V	Polivinilcloruro - PVC
	V2	PVC per temperatura di esercizio di 90 °C
	V5	PVC resistente all'olio
	R	Gomma sintetica
	N	Policloroprene
MATERIALE DEL CONDUTTORE		Rame (nessun simbolo)
	A	Alluminio
FORMA DEL CONDUTTORE	-U	Filo unico
	-R	Corda rigida
	-K	Corda flessibile per posa fissa
	-D	Flessibile per cavi di saldatrice
	-E	Flessibilissimo per cavi di saldatrice
	-F	Corda flessibile per servizio mobile

DESIGNAZIONE SECONDO TABELLA CEI UNEL 35011		
NATURA E FORMA DEL CONDUTTORE	A	Alluminio (per il rame = nessuna sigla)
	U	Filo unico
	R	Corda rigida
	F	Corda flessibile
	FF	Flessibilissimo a corda rotonda
	EF	Extraflessibile a corda rotonda o di costruzione speciale
	S	Conduttore settoriale
MATERIALE ISOLANTE	G	Gomma sintetica per temperatura di 60 °C
	G1	Gomma sintetica
	G5	Gomma EPR
	G7	Gomma EPR ad alto modulo
	G9	Elastomero reticolato speciale
	G10	Elastomero reticolato speciale
	R	Polivinilcloruro - PVC
	R2	PVC di qualita' superiore (antiinvecchiante)
	R7	PVC per temperatura di esercizio di 90 °C
	E	Polietilene
FORMA DEI CAVI	O	Anime riunite per cavo rotondo
	D	Anime parallele per cavo piatto
RIVESTIMENTI METALLICI (SCHERMATURA E ARMATURA)	C	Conduttore concentrico di rame
	AC	Conduttore concentrico di alluminio
	H	Schermo elettrostatico di alluminio
	H1	Schermatura a fili o nastri di rame
	H2	Schermatura a treccia di fili di rame
	H3	Schermo a doppia treccia o doppia calza di rame
	F	Armatura a fili
	Z	Armatura a piattine
	N	Armatura a nastri
GUAINA	A	Armatura a fili di acciaio
	R	Polivinilcloruro - PVC
	K	Policloroprene
	M1	Termoplastica speciale
	M2	Elastomero speciale

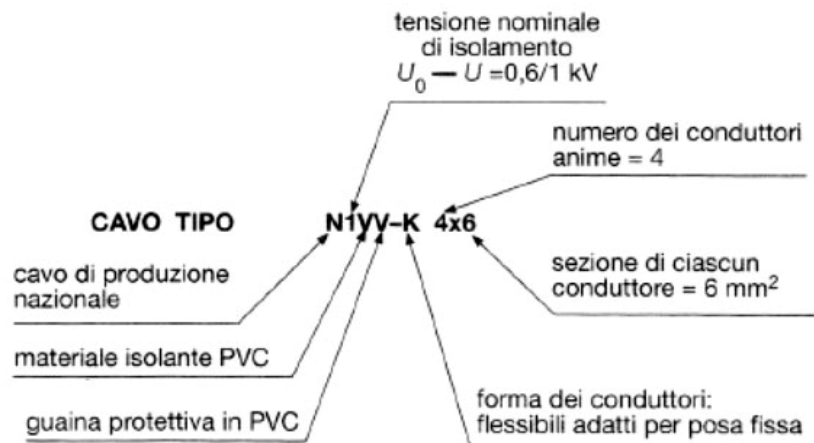


Figura 15 - Esempio di denominazione di un cavo elettrico secondo norme CEI 20-27.

I materiali isolanti utilizzati per i cavi tradizionali sono

- **Carta impregnata:** la carta in pura cellulosa è avvolta ad elica sul conduttore, deumidificata e degassata e successivamente impregnata sotto vuoto di olio minerale e resina. Per via del diverso coefficiente di dilatazione termica del conduttore e della carta, tale isolante tende a formare delle cavità col passare del tempo: ciò impone un limite superiore al campo elettrico ($4 \div 5 \text{ kV/mm}$) e quindi della tensione nominale del cavo ($< 100 \text{ kV}$). Per raggiungere tensioni superiori è necessario ricorrere a carta impregnata in olio fluido mantenuto in pressione, così da evitare la formazione di cavità.
- **Sostanze termoplastiche:**
 - Il **cloruro di polivinile PVC** è il materiale più diffuso, utilizzato ed a basso costo. Ottima resistenza alle scariche parziali, resiste bene agli agenti chimici e all'umidità, meno agli agenti meccanici. Usato in più in BT che in MT per via dell'elevato fattore di perdita.
 - Il **polietilene PE**, ha ottime proprietà dielettriche e basse perdite, ma non resiste bene alle scariche parziali. Molto idrorepellente, è diffuso per guaine di rivestimento nei cavi marini e simili.
- **Gomme:** quelle utilizzate sono sintetiche, si comportano bene all'aumentare della temperatura in quanto sono vulcanizzate e non rammolliscono.
 - Le **gomme vulcanizzate** tipo EI1 sono sostanzialmente simili al PVC.
 - Le **gomme butiliche** G2 hanno buona flessibilità e perdite accettabili, ma bassa rigidità dielettrica. Sono usate sia in BT che in MT.
 - Le **gomme etilenpropileniche** EPR sono ben resistenti alle scariche parziali ed hanno una elevata rigidità dielettrica, sono idonee per cavi MT e AT.
 - Il **policloroprene PCP** ha buona resistenza chimica e al calore, nonché alla fiamma. Ha però scarse caratteristiche dielettriche, per cui viene usato solamente come guaina.
 - Le **gomme siliconiche** conservano le proprietà meccaniche ed elettriche ad alta temperatura e sono ben resistenti agli agenti chimici. Il costo elevato ne limita l'impiego solo ai casi strettamente necessari, per utilizzi in ambienti con temperature fino a $200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Un materiale ibrido tra gomma e sostanze termoplastiche è il **polietilene reticolato XLPE**. Esso presenta una elevata rigidità dielettrica, basse perdite e discreta resistenza alle scariche parziali. È utilizzato prevalentemente in MT e AT.

2.1.2.1. Comportamento dei cavi in caso di incendio esterno

I cavi possono costituire la via attraverso cui un piccolo incendio, anche non di natura elettrica, sviluppatosi in un locale può propagarsi ad un intero edificio. Oltre a ciò l'isolante dei cavi può sviluppare **fumi** e **gas tossici** o **corrosivi** ancora più dannosi del fuoco stesso (CO_2 e CO , nonché cloro, che combinandosi con il vapore acqueo forma acido cloridrico HCl).

In base alla **resistenza al fuoco** si distinguono:

- **Cavi autoestinguenti:** si auto-estinguono in breve tempo e a distanza limitata dalla fiamma viva. Emettono però fumi opachi e gas tossici e corrosivi. Si dividono in:
 - **Non propaganti la fiamma:** presi singolarmente non propagano la fiamma.
 - **Non propaganti l'incendio:** non propagano la fiamma anche se installati in fasci.
- **Cavi antifumo e atossici:** non propagano l'incendio e emettono una quantità minima di fumi trasparenti e gas tossici e corrosivi.
- **Cavi resistenti al fuoco:** come i cavi antifumo e atossici, ma sono in grado di assicurare il funzionamento per almeno 3 ore a una temperatura di $750\text{ }^\circ\text{C}$. Usati per i circuiti di sicurezza.
- **Cavi incombustibili:** sono costituiti da una guaina esterna in tubo continuo in rame, isolamento in ossido di magnesio e conduttore in rame. Resistono fino a $1083\text{ }^\circ\text{C}$ (punto di fusione del rame), non propagano la fiamma e non emettono gas né fumi.

In generale si possono applicare i seguenti **provvedimenti per limitare i danni** da incendio di cavi:

- **Sbarramenti antifiamma:** sono barriere poste sul percorso dei cavi (e.g. passerelle) in materiali incombustibili (e.g. lana di roccia) atte ad evitare che la fiamma possa scavalcarli e proseguire sul restante cavo. Le distanze consigliate tra gli sbarramenti dipendono dal tipo di cavo, variano tra $5 \div 10\text{ m}$ per tratti verticali e tra $10 \div 20\text{ m}$ per tratti orizzontali, e, comunque, prima dei quadri elettrici (se non utilizzati accorgimenti come di seguito).
- **Compartimenti stagni al fuoco:** si ottengono sigillando il passaggio dei cavi nelle pareti degli ambienti, in modo che siano insuperabili al fuoco e dal fumo (e.g. forando il muro con un foro del diametro esatto o poco superiore di quello del cavo stesso).
- **Rivelatori di incendio:** da usare prevalentemente nei locali poco sorvegliati dove ci sia pericolo di incendio.
- **Protezione antincendio attiva.**
- **Segregazione funzionale:** si tratta di posare i cavi in percorsi appositamente studiati e schermati con materiali tali da evitare la penetrazione delle fiamme. È applicata laddove sia necessario garantire l'incolumità di alcuni circuiti in caso di incendio.
- **Impiego di cavi resistenti all'incendio:** usati in alternativa alla segregazione funzionale, per gli stessi motivi.

2.1.2.2. Scelta dei cavi, condotti sbarre

La **scelta del tipo di cavo** da adottare è dunque riconducibile ai fattori visti in precedenza:

1. **Valore della tensione nominale di esercizio dell'impianto:** definisce il grado di isolamento del cavo che, in BT, assume in genere valori di $2 \div 3 \text{ kV}$.
2. **Ambiente di posa:** definiscono il rivestimento protettivo più efficace per il cavo. Bisogna considerare sollecitazioni di tipo meccanico e chimiche. Si ricordi anche la possibile azione dei roditori.
3. **Tipo di posa:** dipende dal tipo di installazione, in generale si può avere una posa in terreno, in gallerie, in canali o tubazioni, nonché la posa aerea.
4. **Resistenza al fuoco:** determinare il tipo di cavo in base alle esigenze e alle necessità (vedi § 2.1.2.1. Comportamento dei cavi in caso di incendio esterno).

In particolari casi, in alternativa ai cavi possono essere utilizzati i **condotti sbarre**. Queste sono strutture prefabbricate modulari realizzate con conduttori (sbarre) inscatolate in un contenitore di protezione.



Figura 16 - Condotta sbarre.

Hanno tipicamente derivazioni a distanze fisse o a distanze qualsiasi (condotti trolley) e sono adottate quando è necessario avere un'ampia **flessibilità** sia **spaziale** che **temporale**, ad esempio per garantire la possibilità di ampliamento del carico.

Tali condotti sono infatti **largamente sovradimensionati** e, in genere, i limiti di potenza ammissibili sono molto elevati. In più, essendo prefabbricati si possono adeguare a qualsiasi struttura anche già esistente.

Il loro svantaggio principale è il **costo elevato**, anche se bisogna tenere presente che i condotti sbarre possono essere **recuperati integralmente**.

2.1.2.3. Portata dei cavi elettrici

Nei cavi elettrici l'**invecchiamento** è causato principalmente dalle **sollecitazioni elettriche e termiche**. Tuttavia gli spessori di isolamento sono generalmente di gran lunga superiori a quelli effettivamente richiesti, pertanto l'invecchiamento è **prevalentemente di natura termica**.

Il modello di invecchiamento termico del cavo è detto **modello di Arrhenius** e può essere sintetizzato mediante l'espressione:

$$\log_{10} D(\theta) = a + \frac{b}{\theta + 273}$$

Dove

- D è la durata di vita in ore
- θ è la temperatura in °C
- a, b sono due parametri caratteristici del materiale isolante che per EPR e PVC valgono (θ_z è la temperatura di esercizio del cavo):

	θ_z [°C]	a	b
EPR	90	-11,627	6127
PVC	70	-13,194	6324,2

Si definisce **portata di un cavo elettrico** quella *corrente I_z per la quale, nelle condizioni di posa considerate ed alla temperatura ambiente, la temperatura del cavo risulta essere quella di esercizio θ_z* (che è funzione del tipo di cavo).

Quando il cavo è percorso dalla corrente I_z la sua vita sarà pari alla **vita utile attesa** (in genere 20 anni).

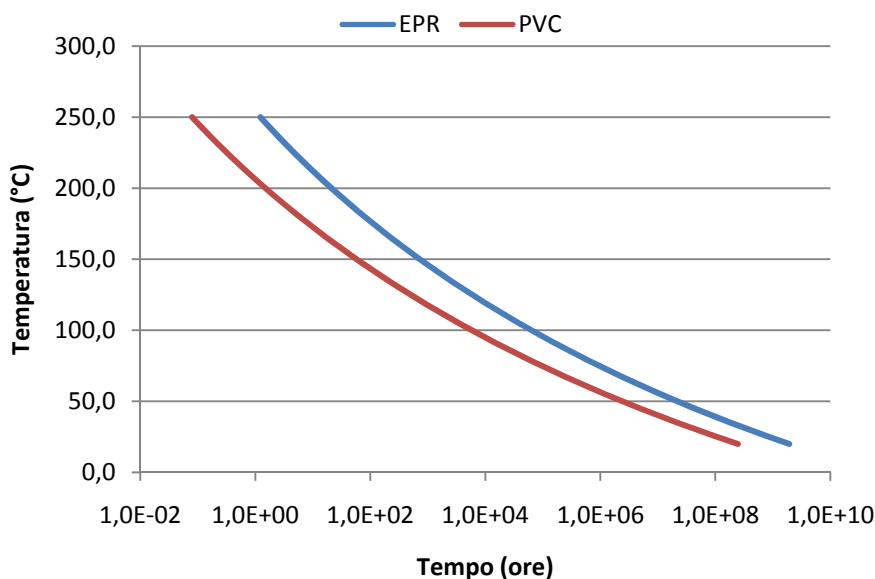


Figura 17 - Durata di vita (in ore) di cavi in EPR e in PVC in funzione della temperatura.

2.1.3. Configurazione di circuiti

Il secondo passo nella progettazione di un impianto, dopo aver effettuato l'analisi della potenza e la suddivisione delle utenze nelle categorie luce, EI/FM e UC, è **stabilire il numero dei circuiti**, ovvero stabilire il frazionamento delle utenze.

Al criterio di economicità immediata, che suggerirebbe l'utilizzo del minor numero di circuiti possibile, si contrappongono determinate esigenze che, invece, spingono a frazionare il carico, ad esempio:

- Necessità di **equilibrare il carico** sulle tre fasi. Si noti che se si ha un carico differente sulle tre fasi, e.g. $P_R > P_S > P_T$ il circuito montante avrà avere una potenza di dimensionamento P pari a $P = 3 \cdot P_R$, in quanto le sezioni del cavo per le tra fasi devono essere uguali. Se invece il carico è equilibrato, per cui si può scrivere $P_R = P_S = P_T$ il montante avrà una potenza di dimensionamento P^* che risulta inferiore al caso di carico squilibrato $P^* < P$, con conseguente risparmio economico sulla sezione del cavo.
- Necessità di poter **parzializzare il carico** per far fronte a **esigenze di esercizio** diverse (e.g. poter ridurre il numero di lampade alimentate durante il servizio notturno come semplice parzializzazione di quelle attive durante la giornata);
- Necessità di garantire un **funzionamento ininterrotto in caso di guasti**. Aumentando il numero di circuiti diminuisce il numero di utenze collegate al singolo circuito, pertanto diminuisce il tempo di fuori servizio nel caso in cui il circuito fosse aperto per via di un guasto, manutenzione, etc... ad esempio, alimentando l'utenza luce di una stanza con due circuiti separati (50% – 50%), il fuori servizio di un circuito non causa il disservizio totale.

Nel disegnare i vari circuiti si utilizza lo **schema unifilare**. Lo schema unifilare tipico di un impianto di distribuzione con consegna in MT è riportato di seguito:

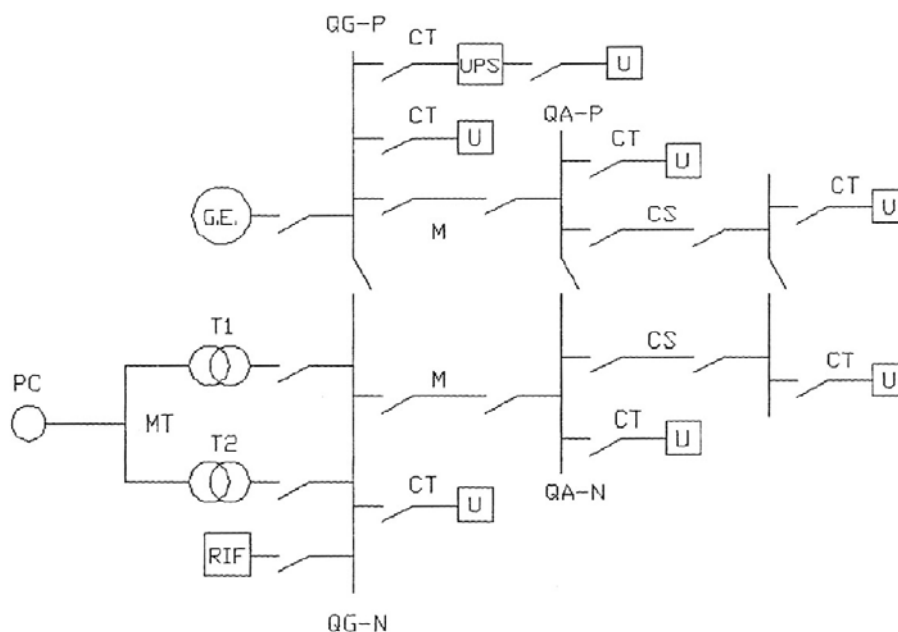


Figura 18 - Schema tipico di un impianto con consegna MT.

Si possono distinguere:

- il punto di consegna PC;
- i trasformatori MT/BT T1 e T2;
- il quadro generale QG (diviso in sezione normale QG-N e sezione privilegiata QG-P);
- i quadri di area QA;
- i quadri locali QL;
- i montanti M;
- i circuiti terminali CT;
- le utenze U;
- il gruppo elettrogeno G.E. (che alimenta, in emergenza, solo la zona privilegiata);
- il gruppo di continuità UPS;
- il banco di rifasamento RIF.

A volte, tra QG e QA, si può trovare un quadro di smistamento QS, da cui si dipartono più circuiti sub-primari (circuiti secondari, CS).

2.1.4. Calcolo dei circuiti

Definiti il carico convenzionale o la corrente di impiego I_B e le condizioni ambientali, il calcolo di progetto per i circuiti procede con la determinazione della sezione S dei conduttori, la quale deve soddisfare due criteri:

- **Tenuta termica:** si verifica che $I_B < I_Z$ dove I_Z è la portata nominale del cavo;
- **Caduta di tensione:** si verifica che la c.d.t. percentuale $\varepsilon_{\%} = \Delta U / U_{\%}$ sia inferiore ai limiti ammissibili.

Si noti che la $\varepsilon_{\%}$ è riferita a tutto l'impianto, dal punto di consegna fino all'ultimo carico. È possibile quindi **suddividere la c.d.t. sui circuiti di distribuzione e sui circuiti terminali** dell'impianto. Dal momento che la serie geometrica $R5^1$ che definisce le sezioni dei cavi si infittisce per valori più piccoli e visto che la scelta di un cavo deve sempre ricadere sulla sezione immediatamente superiore a quella calcolata, è evidente come le approssimazioni maggiori si compiano nei montanti. Per questo motivo, in genere, si può considerare una c.d.t. del 60% ÷ 75% sui circuiti terminali e del 25% ÷ 40% sui montanti.

I calcoli di dimensionamento che seguono si basano sull'analogia meccanica tra un circuito che alimenta un carico e una trave incastrata caricata di punta. Per tale motivo il sistema viene detto metodo dei **momenti amperometrici**.

Nella progettazione **si parte dai circuiti terminali per poi calcolare i montanti** o gli eventuali circuiti secondari; tuttavia, nel seguito, sono proposti in ordine di semplicità, iniziando dal calcolo dei montanti e proseguendo con i circuiti terminali.

2.1.4.1. Calcolo dei circuiti di distribuzione montanti e secondari

Si consideri un circuito che alimenta un carico trifase equilibrato di potenza attiva P . Detta U la tensione di fase e $\cos \varphi$ il fattore di potenza la corrente di impiego I_B è ricavabile mediante la

$$I_B = \frac{P}{3 \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Tale corrente determina la c.d.t. ΔU nel circuito pari a

$$\Delta U = R I_B \cos \varphi + X I_B \sin \varphi \cong R I_B \cos \varphi$$

È possibile, in generale, trascurare la componente reattiva dei conduttori sia per il generalmente elevato valore di $\cos \varphi$, sia perché la reattanza dei cavi X è tipicamente $X \ll R$ nei cavi fino a 95 mm^2 .

¹ Cfr. A4. Serie di Rénard.

Detta l la lunghezza del circuito, γ la conducibilità del materiale costituente il cavo, S la sua sezione incognita (per cui $R = l/\gamma S$) ed ε la c.d.t. relativa $\varepsilon = \Delta U/U$, è possibile riscrivere la precedente relazione come

$$\frac{\Delta U}{U} = \varepsilon = \frac{l}{\gamma S} \frac{I_B \cdot \cos \varphi}{U}$$

Esplicitando rispetto a S

$$S = \frac{l \cdot I_B \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \varepsilon \cdot U}$$

ponendo M , **momento elettrico** pari a

$$M = l \cdot I_B \quad [Am]$$

e μ_ε , **momento della densità di corrente** I_B pari a

$$\mu_\varepsilon = \frac{M}{S} = \frac{\gamma \cdot \varepsilon \cdot U}{\cos \varphi} \quad \left[\frac{Am}{mm^2} \right]$$

Si trova

$$S = \frac{M}{\mu_\varepsilon} \quad [mm^2]$$

Si noti che per la **sezione del neutro**, fino a 16 mm^2 si adotta lo stesso valore della fase, oltre tale limite può essere ridotto a metà di quello della fase, sempre però col minimo di 16 mm^2 .

Se il **termine reattivo non è trascurabile**, si può scrivere

$$\varepsilon = \frac{RI_B \cos \varphi}{U} + \frac{XI_B \sin \varphi}{U} = \varepsilon_f + \varepsilon_q$$

In genere, per valutare la ε_q si ipotizza un ordine di grandezza per la sezione del cavo e si calcola direttamente

$$\varepsilon_q = \frac{XI_B \sin \varphi}{U}$$

I valori di X sono tabulati in letteratura in funzione della dimensione e del tipo di cavo.

Successivamente si valuta la ε_f come differenza tra il limite ammesso complessivo ε e il valore trovato ε_q .

$$\varepsilon_f = \varepsilon - \varepsilon_q$$

Se, una volta calcolata la sezione del cavo per mezzo di ε_f si trova una sezione molto differente da quella ipotizzata, si può reiterare il calcolo per ottenere un'approssimazione migliore.

2.1.4.2. Calcolo dei circuiti terminali

Si consideri un circuito che alimenta n carichi posti in derivazione lungo il circuito stesso alla distanza d_1, d_2, \dots, d_n dall'origine e che assorbono la corrente $I_{B1}, I_{B2}, \dots, I_{Bn}$ con fattore di potenza $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2, \dots, \cos \varphi_n$

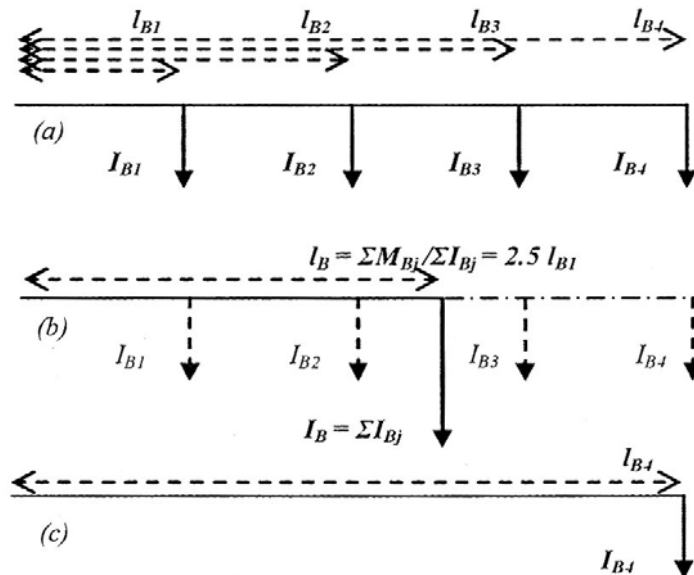


Figura 19 - Caso di circuito con quattro carichi uguali distribuiti (a) con fattore di contemporaneità pari a 1 nello schema (b) e con fattore di contemporaneità pari a 0,25 nello schema (c).

Per i circuiti trifase equilibrati si considera la lunghezza elettrica l (necessaria ai fini del calcolo) pari a $l_i = d_i$, mentre nei circuiti monofase si considera $l_i = 2d_i$.

La minima sezione di cavo richiesta dal circuito è calcolabile con la formula vista nel paragrafo precedente, opportunamente modificata:

$$S = \frac{\sum_i (l_i I_{Bi} \cos \varphi_i)}{\gamma \cdot \epsilon_{cs} \cdot U} = \frac{\sum_i M_i}{\mu_\epsilon} \quad [mm^2]$$

Dove ϵ_{cs} è la c.d.t. ammissibile sui circuiti terminali.

È possibile valutare un **braccio equivalente** l_B come la distanza alla quale il carico complessivo applicato $\sum_i I_{Bi}$ provoca lo stesso momento complessivo $\sum_i M_i$:

$$l_B = \frac{\sum_i M_i}{\sum_i I_{Bi}}$$

Che è pari alla frazione $c < 1$ del braccio complessivo l_{Bn} :

$$c = \frac{l_B}{l_{Bn}}$$

Per cui si può scrivere

$$S = \frac{\sum_i M_i}{\mu_\epsilon} = \frac{c \cdot l_{Bn} \cdot \sum_i I_{Bi}}{\mu_\epsilon}$$

2.1.4.3. Calcolo globale dei distributori

Si presenta ora un **metodo rigoroso** per il calcolo complessivo dei distributori.

Si consideri un distributore composto da un montante e da k circuiti terminali che si dipartono da un quadro locale. La potenza P_m che interessa il montante (facendo riferimento al circuito monofase equivalente) è pari, a meno del coefficiente di contemporaneità, alla somma dei carichi $P_j (= \sum_i P_i)$ dei circuiti terminali:

$$P_m = \sum_{j=1}^k P_j = \sum_{j=1}^k V I_{Bj} \cos \varphi_j = V I_{Bm} \cos \varphi_m$$

Se ε è la c.d.t. massima ammissibile sull'intero distributore, ε_m la c.d.t. incognita sul montante e ε_{cs} quella sui circuiti terminali è possibile scrivere

$$\varepsilon_{cs} = \varepsilon - \varepsilon_m$$

A questo punto si supponga nota la sezione dei conduttori S_j dei circuiti terminali e si faccia l'ipotesi che la sezione del montante S_m sia pari alla somma delle sezioni S_j (condizione di minimo volume del conduttore). Applicando la formula per il calcolo di S_j viste nel § 2.1.4.2. Calcolo dei circuiti terminali si ha:

$$S_m = \sum_j S_j = \frac{\sum_j \sum_i M_{ij} \cos \varphi_{ij}}{\gamma \cdot \varepsilon_{cs} \cdot U} = \frac{\sum_j \sum_i l_{ij} I_{Bij} \cos \varphi_{ij}}{\gamma \cdot \varepsilon_{cs} \cdot U}$$

Da questa formula si nota come la sommatoria dei momenti rispetto al quadro locale $\sum_j \sum_i M_{ij}$, provochi sul conduttore di sezione S_m una c.d.t. pari a ε_{cs} . Si definisce una **lunghezza fittizia** λ , come quella lunghezza che sommata a l_m , per il carico I_{Bm} provoca una c.d.t. pari a ε_{cs} .

Definendo $\cos \varphi_m = \sum_j \cos \varphi_j$, essendo $\cos \varphi_j$ il valore medio sul ramo j-esimo, la lunghezza λ si può esprimere come

$$\lambda = \frac{\sum_j \sum_i l_{ij} I_{Bij} \cos \varphi_{ij}}{\cos \varphi_m \sum_j \sum_i I_{Bij}} = \frac{\sum_j \cos \varphi_j \cdot \sum_i M_{ij}}{I_{Bm} \cos \varphi_m} \rightarrow \boxed{\lambda = \frac{\sum_j \sum_i M_{ij}}{I_{Bm}}}$$

A questo punto si considera un montante di lunghezza $l_m + \lambda$, per cui si può scrivere

$$S_m = \frac{(l_m + \lambda) \cdot I_{Bm} \cdot \cos \varphi_m}{\gamma \cdot (\varepsilon_m + \varepsilon_{cs}) \cdot U} = \frac{(l_m + \lambda) \cdot I_{Bm} \cdot \cos \varphi_m}{\gamma \cdot \varepsilon \cdot U}$$

In pratica è come se si fosse riportata la c.d.t. dovuta ai circuiti terminali nel calcolo della sezione del montante. Noto S_m è possibile calcolare il valore di ε_m come

$$\varepsilon_m = \frac{l_m I_{Bm} \cos \varphi_m}{\gamma \cdot S_m \cdot U}$$

Da cui $\varepsilon_{cs} = \varepsilon - \varepsilon_m$. Nota la ε_{cs} si può calcolare l'effettiva S_j mediante il procedimento studiato fin'ora.

2.1.5. Distribuzione MT – schema ad anello chiuso

La distribuzione MT, al fine di garantire una inferiore durata dei disservizi e minori cadute di tensione, può essere effettuata mediante uno **schema ad anello**. Si tratterà, nel seguito, il caso di anello chiuso **monoalimentato** o **bialimentato** considerando due possibilità:

- Gli estremi dell'anello sono alimentati dalla **medesima tensione** (e.g. la stessa sbarra). Questa è la condizione tipica di un anello monoalimentato.
- Gli estremi dell'anello si trovano a **tensione differente**, condizione tipica di anello bialimentato (interconnettore tra due cabine).

2.1.5.1. Anello monoalimentato

Si consideri un anello AB di lunghezza L alimentato agli estremi A e B da una sola tensione, e lungo il quale sia dislocata una singola cabina C, posta a distanza l_A e l_B rispettivamente da A, e da B ($l_A + l_B = L$), e che assorbe la corrente I con fattore di potenza unitario $\cos \varphi = 1$.

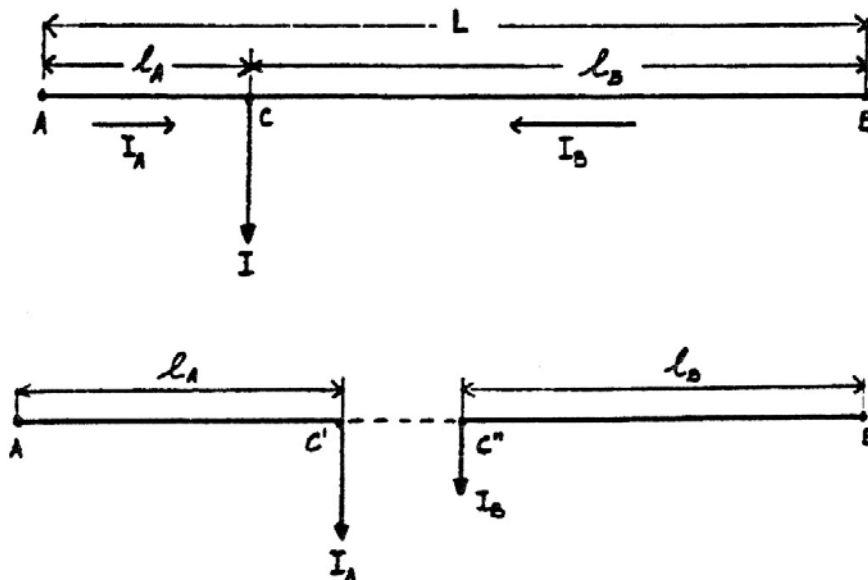


Figura 20 - Rappresentazione di un anello AB alimentante una singola cabina C ed equivalente "elettrico" con C punto di taglio.

Dette I_A e I_B le correnti erogate dall'estremità A e B, è evidente che nel nodo C si avrà $I_A + I_B = I$.

Supponendo nota la sezione del cavo, è possibile esprimere la caduta di tensione lungo i tratti AC e BC come

$$r \cdot l_A \cdot I_A = r \cdot l_B \cdot I_B$$

Dove r è la resistenza per unità di lunghezza del cavo. Tale equazione è riscrivibile come

$$l_A I_A = l_B (I - I_A)$$

Da cui si ricava (la seconda equazione è ricavata in analogia alla prima):

$$I_A = \frac{I \cdot l_B}{L} \quad ; \quad I_B = \frac{I \cdot l_A}{L}$$

Tale anello è quindi equivalente a due linee radiali AC e BC e la **massima c.d.t.** si verifica nel punto C ed è pari a

$$\Delta V = r \cdot l_A \cdot I_A = r \cdot l_A \cdot \frac{I \cdot l_B}{L} = r \cdot \frac{l_A \cdot l_B}{L} \cdot I = r \cdot M_{AC} = r \cdot M_{BC}$$

Considerando ora il caso generale di **più cabine** alimentate dall'anello, e.g. tre cabine 1, 2, 3 che assorbono le correnti I_1, I_2, I_3 , si può applicare il **principio di sovrapposizione degli effetti** ed è possibile calcolare le correnti assorbite agli estremi A e B come

$$I_A = I_1 \cdot \frac{l_{1B}}{L} + I_2 \cdot \frac{l_{2B}}{L} + I_3 \cdot \frac{l_{3B}}{L} = \frac{\sum M_B}{L}$$

$$I_B = \frac{\sum M_A}{L}$$

Note le correnti assorbite da A e da B è facilmente determinare le correnti che circolano nell'anello applicando la **prima legge Kirchhoff** ai nodi successivi. Esisterà un nodo (una cabina) in cui la corrente che proviene da ambo i lati non è sufficiente ad alimentare la cabina da sola ovvero si avrà una differenza negativa. Tale cabina è **alimentata contemporaneamente da ambo le sottostazioni** e la **c.d.t. risulta massima in tale nodo**. Chiamando tale nodo C, la c.d.t. in C (ossia quella massima nell'anello) è pari a

$$\Delta V_{AC} = \Delta V_{BC} = r \sum M_{AC} = r \sum M_{BC}$$

2.1.5.2. Anello bialimentato

Nel caso in cui l'anello sia bialimentato con tensioni differenti il procedimento non differisce molto dal caso precedente. La principale differenza è nel calcolo delle correnti erogate dagli estremi A e B che, in questo caso, deve tener conto sia della corrente assorbita dai carichi che della corrente **dovuta alla differenza di tensione tra A e B**.

Supponendo che $V_A > V_B$ è evidente che vi sarà una corrente I'_A pari a

$$I'_A = \frac{V_A - V_B}{R_{AB}}$$

Dove R_{AB} è la resistenza del conduttore A-B. Oltre a tale corrente si deve tener conto di quella **dovuta al carico** dell'anello, ossia una I''_A pari a, come già visto

$$I''_A = \frac{\sum M_B}{L}$$

La **corrente totale** che si diparte dal punto A sarà quindi pari a

$$I_A = I'_A + I''_A = \frac{V_A - V_B}{R_{AB}} + \frac{\sum M_B}{L}$$

Nota I_A si procede come già visto, per sottrazioni successive fino a trovare il punto di taglio in cui la corrente cambia segno. Si noti che, in questo caso, è possibile che **non si giunga mai ad una differenza negativa** e non esista quindi punto di inversione. Ciò vuol dire che il punto B non eroga corrente, anzi che viene a sua volta alimentato da A ed è quindi il punto con la più alta c.d.t. del circuito.

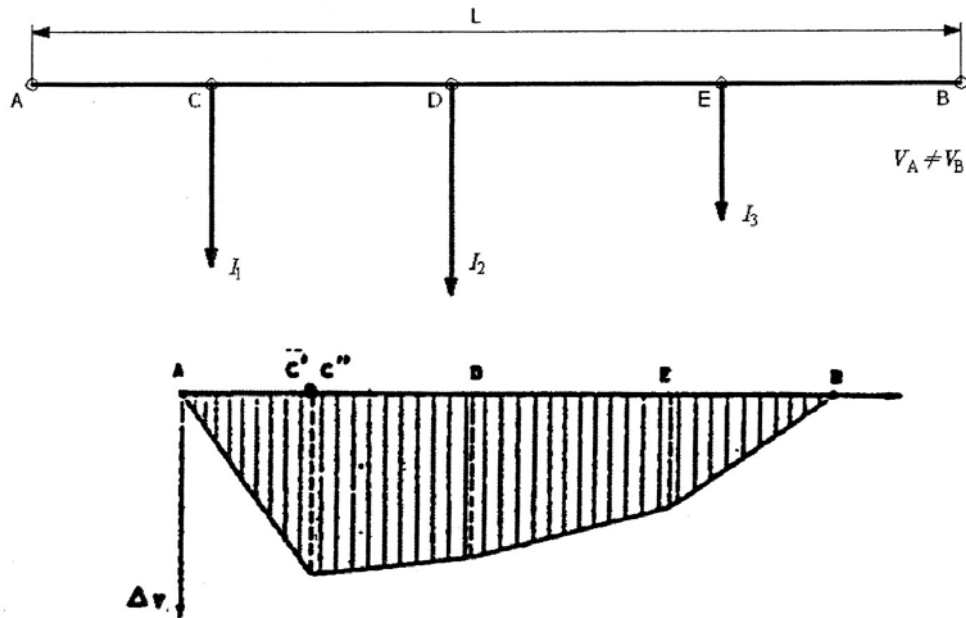


Figura 21 - Caduta di tensione in caso di anello bialimentato con estremi alla medesima tensione.

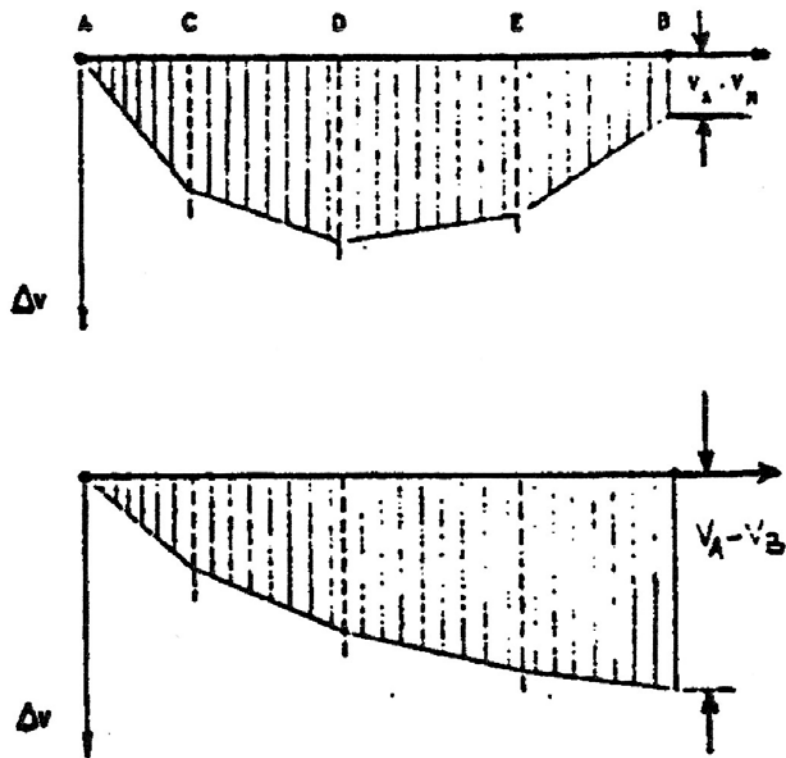


Figura 22 - Caduta di tensione in caso di anello bialimentato con estremi a tensione diversa.

Nel caso in cui non si possa considerare $\cos \varphi = 1$, la c.d.t. è data dalla più generale

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi = RI_f + XI_q$$

Dove si nota che la c.d.t. è data dal contributo di due c.d.t. una (detta ohmica), dovuta alla **componente resistiva**, e l'altra dovuta alla **componente reattiva**. È possibile decomporre la linea in due linee geometriche identiche, una affetta esclusivamente dalla resistenza e l'altra dalla sola reattanza. Tale procedimento è valido **solo se i carichi hanno il medesimo fattore di potenza**. In caso contrario, infatti, i punti di taglio, generalmente, non coincideranno tra il circuito "solo resistivo" e il circuito "solo induttivo", e non è quindi possibile calcolare la c.d.t. reale per semplice somma delle due c.d.t. in tal caso è necessario calcolare la c.d.t. tronco per tronco della linea in esame.

Attraverso i calcoli riportati è possibile anche **dimensionare la linea in anello**, imponendo ad esempio la massima c.d.t. ammissibile. È possibile dimensionare il circuito supponendo di voler mantenere una massima c.d.t. nel **caso peggiore di apertura dell'anello ad un'estremità** (per cui l'anello diventa una lunga linea radiale). In tal caso il sovradimensionamento che ne deriva consente una notevole riduzione della c.d.t. massima rispetto al valore prefissato durante l'esercizio ad anello chiuso

2.1.6. Dimensionamento dei circuiti

Il dimensionamento di ogni circuito deve far fronte alle condizioni di carico normali ed a quelle anomale che caratterizzano la prestazione del sistema di protezione.

Nota la sezione del cavo S si possono individuare le tre grandezze:

- **Densità di corrente di carico** δ_Z :

$$\delta_Z = \frac{I_Z}{S}$$

Dove I_Z è la portata nominale del cavo;

- **Densità di momento o momento della densità di corrente** μ_ε :

$$\mu_\varepsilon = \frac{I_B l_B}{S} \quad \left[\frac{A m}{mm^2} \right]$$

Dove I_B è la corrente del carico che scorre nel circuito (braccio) di lunghezza l_B ;

- **Densità di sovracorrente/corto circuito** δ_k :

$$\delta_k = \frac{I_k}{S}$$

Dove I_k è la corrente di corto circuito attesa.

Queste tre grandezze individuano **caratteristiche del circuito che sono indipendenti dalla sezione o dal carico** e sono tipicamente utilizzate per aiutare il progettista nella scelta (dimensionamento) del cavo. È necessario infatti che

- $\delta_Z S = I_Z \geq I_B$ cioè la sezione del cavo deve essere tale che la sua portata sia maggiore o uguale della corrente di impiego I_B ;
- $\mu_\varepsilon S \geq M_B = I_B l_B$ cioè la sezione del cavo deve consentire il momento di corrente M_B garantendo la caduta di tensione ε ;
- $\delta_k S \geq I_k$ cioè la sezione del cavo deve avere la tenuta termica tale da condurre nel breve tempo (fino a 5 s) la corrente di cortocircuito massima prevista I_k .

Si coglie l'occasione per introdurre il cosiddetto **metodo dell'energia specifica passante** secondo cui l'integrale di Joule $I_k^2 t = K^2 S^2$ si può riscrivere come

$$K^2 = \left(\frac{I_k}{S} \right)^2 t = \delta_k^2 t$$

La grandezza K^2 , specifica per ogni dispositivo (cavo, in questo frangente) è detta **energia specifica passante** ed è un parametro fornito dai costruttori.

Si è visto come è possibile **calcolare la sezione minima** richiesta per un determinato circuito secondo le metodologie proposte nel §2.1.4. Calcolo dei circuiti Il dimensionamento definitivo si basa sul fatto che il valore di sezione S scelto per il cavo deve soddisfare contemporaneamente le tre condizioni sopraesposte.

2.1.7. Verifica termica dei circuiti

La **potenza attiva dissipata** nei conduttori provoca tre effetti:

- **Aumento della resistenza** R del conduttore;
- **Allungamento del conduttore** (particolarmente rilevante nel caso di condotti sbarre);
- **Deterioramento dell'isolante**. Per i cavi isolati in gomma, ad esempio, a temperature elevate la gomma si sgretola perdendo le qualità isolanti.

In particolare, è necessario garantire che il conduttore lavori ad una temperatura θ_z tale che la **vita dell'isolante** sia sufficientemente lunga (legge di Arrhenius).

La **verifica termica** dei circuiti è quindi necessaria per assicurarsi che la temperatura θ_B di esercizio del conduttore sia minore della temperatura massima ammissibile θ_z , ovvero la temperatura per la quale è garantita la sua vita nominale dell'isolamento.

Calcolo del transitorio termico dei cavi

La quantità di calore q_j (di seguito si farà sempre riferimento all'unità di lunghezza) prodotta da un conduttore di sezione S , conducibilità γ e percorso dalla corrente I è pari a

$$q_j = RI^2 dt = \frac{1}{\gamma \cdot S} I^2 dt$$

Per rendere il problema insensibile dalla temperatura ambiente θ_a ci si riferisce alla differenza di temperatura tra cavo e ambiente $\Delta\theta = \theta - \theta_a$. La quota di calore q_h dispersa dal cavo è pari a

$$q_h = h \cdot A \cdot \Delta\theta \cdot dt = \frac{\Delta\theta}{H} dt$$

Dove si è indicato con $H = 1/hA$ la resistenza termica del conduttore calcolabile come

$$H = H_1 + n(H_2 + H_3)$$

Dove

- n è il numero di conduttori del cavo;
- H_1 la resistenza termica tra conduttore e guaina (conduzione);
- H_2 la resistenza termica della guaina (conduzione);
- H_3 la resistenza termica tra superficie esterna della guaina e l'ambiente (convezione e irraggiamento).

La quantità di calore assorbita dal cavo q_c , invece, dipende dalla sua capacità termica c e dalla della temperatura $\Delta\theta$ verificatasi nel tempo dt (indicata come $d\Delta\theta$):

$$q_c = c \cdot d\Delta\theta$$

Note le grandezze q_j , q_h e q_c è possibile calcolare l'equazione differenziale del fenomeno termico transitorio:

$$RI^2 dt = c \cdot d\Delta\theta + \frac{\Delta\theta}{H} dt$$

Ovvero

$$RI^2 = c \cdot \frac{d\Delta\theta}{dt} + \frac{\Delta\theta}{H}$$

La cui soluzione è

$$\theta(t) = (\theta_r - \theta_a)(1 - e^{t/\tau}) + \theta_a$$

Dove

- $\tau = c \cdot H$ è la costante di tempo;
- θ_r è la temperatura assunta a regime a transitorio terminato, calcolabile facilmente considerando che a regime si ha $q_j = q_h$ pertanto

$$\Delta\theta = \theta_r - \theta_a = RI^2 H$$

Il processo di riscaldamento del cavo ha pertanto andamento esponenziale e la temperatura di regime viene raggiunta (a meno dell'1%) in un tempo t pari a $t = 5\tau$.

Verifica termica della portata dei cavi

In condizioni di equilibrio con corrente I_B (di esercizio) si ha, a regime ed esplicitando R :

$$\frac{I_B^2}{\gamma \cdot S} = \frac{\theta_B - \theta_a}{H} \rightarrow S = \frac{H \cdot I_B^2}{\gamma \cdot \Delta\theta_B}$$

Tale equazione, tuttavia, è spesso inutilizzabile per via della difficoltà di calcolo di H . Per questo motivo le portate nominali dei cavi I_z (e le relative sezioni) tali che $I_z > I_B$ si calcolano mediante delle tabelle che legano il **tipo di isolante** e il **tipo di posa** (e quindi la temperatura massima ammissibile θ_z). Alla pagina seguente è riportata un esempio di tabella CEI-UNEL 35382 per un determinato tipo di cavo.

Nelle sezioni dei cavi standard si nota come **all'aumentare della sezione, la densità di corrente diminuisce**: questo è necessario proprio per evitare una eccessiva sollecitazione termica del cavo. Per esempio, nella tabella seguente, un cavo da $1,5 \text{ mm}^2$ porta 26 A ($\delta = 17,3 \text{ A/mm}^2$), mentre un cavo da 10 mm^2 porta 86 A ($8,6 \text{ A/mm}^2$). Per cavi BT è possibile calcolare la densità di corrente nominale δ_z in funzione della sezione S con il metodo Cnelcom:

$$\delta_z = \frac{\delta_z(1)}{S^{1-b}}$$

Dove $\delta_z(1)$ è la densità di corrente nominale per il cavo di 1 mm^2 , parametro caratteristico di ogni cavo, mentre b è un coefficiente sperimentale che può essere posto pari a $b = 0,625$ per cavi in tubo fino a 240 mm^2 .

FG70H2M1												
area sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	diametro indicativo conduttore approximate diameter, conductor of the phase core (mm)	spessore medio isolante average insulation thickness (mm)	diametro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di						raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						30 °C in aria in open air at 30 °C	30 °C in tubo in aria in duct at 30 °C	20 °C interrato in tubo permissible current rating (A) in buried duct at 20 °C		20 °C interrato buried at 20 °C		
								ρ=1 °C m/w	ρ=1,5 °C m/w	ρ=1 °C m/w	ρ=1,5 °C m/w	
2 conduttori			tab. CEI-UNEL 35382						2 cores			
1,5	1,5	0,7	12,7	190	13,3	26	22	24	23	36	31	95
2,5	1,9	0,7	13,7	240	7,98	36	30	31	30	47	41	105
4	2,4	0,7	14,9	290	4,95	49	40	41	39	61	55	110
6	3	0,7	16,1	360	3,30	63	51	52	49	77	68	120
10	4,1	0,7	18,2	500	1,91	86	69	70	66	105	92	135
16	5,2	0,7	20,4	680	1,21	115	91	92	86	136	120	155
25	6,3	0,9	24	940	0,780	149	119	118	111	177	156	170
35	7,7	0,9	26,6	1230	0,554	185	146	145	136	212	185	190
50	9,4	1	30,5	1700	0,386	225	175	180	168	252	221	200
3 conduttori			tab. CEI-UNEL 35382						3 cores			
1,5	1,5	0,7	13,3	210	13,3	23	19,5	20	19	30	26	95
2,5	1,9	0,7	14,3	270	7,98	32	26	26	25	40	36	105
4	2,4	0,7	15,6	330	4,95	42	35	33	32	51	45	110
6	3	0,7	16,9	420	3,30	54	44	43	41	65	56	120
10	4,1	0,7	19,2	600	1,91	75	60	59	55	88	78	145
16	5,2	0,7	21,5	820	1,21	100	80	76	72	114	101	155
25	6,3	0,9	25,4	1150	0,780	127	105	100	93	148	130	190
35	7,7	0,9	28,3	1520	0,554	158	128	122	114	178	157	200
50	9,4	1	32,4	2100	0,386	192	154	152	141	211	185	220
70	10,9	1,1	36,8	2900	0,272	246	194	189	174	259	227	255
95	12,7	1,1	41,2	3650	0,206	298	233	226	206	311	274	290
120	14,5	1,2	45,8	4700	0,161	346	268	260	238	355	311	325
150	15,6	1,4	50,9	5800	0,129	399	300	299	272	394	345	360
3 conduttori con giallo/verde			tab. CEI-UNEL 35382						3 cores with yellow/green			
1,5	1,5	0,7	13,3	210	13,3	26	22	24	23	36	31	95
2,5	1,9	0,7	14,3	270	7,98	36	30	31	30	47	41	105
4	2,4	0,7	15,6	330	4,95	49	40	41	39	61	55	110
6	3	0,7	16,9	420	3,30	63	51	52	49	77	68	120
10	4,1	0,7	19,2	600	1,91	86	69	70	66	105	92	145
16	5,2	0,7	21,5	820	1,21	115	91	92	86	136	120	155
25	6,3	0,9	25,4	1158	0,780	149	119	118	111	177	156	190
35	7,7	0,9	28,3	1520	0,554	185	146	145	136	212	185	200
50	9,4	1	32,4	2100	0,386	225	175	180	168	252	221	220
70	10,9	1,1	36,8	2900	0,272	289	221	223	207	310	272	255
95	12,7	1,1	41,2	3650	0,206	352	265	265	245	371	325	290
120	14,5	1,2	45,8	4700	0,161	410	305	310	284	423	370	325
150	15,6	1,4	50,9	5800	0,129	473	334	356	324	472	414	360
4 conduttori			tab. CEI-UNEL 35382						4 cores			
1,5	1,5	0,7	14,1	250	13,3	23	19,5	20	19	30	26	105
2,5	1,9	0,7	15,3	330	7,98	32	26	26	25	40	36	110
4	2,4	0,7	16,7	400	4,95	42	35	33	32	51	45	120
6	3	0,7	18,4	500	3,30	54	44	43	41	65	56	130
10	4,1	0,7	20,8	720	1,91	75	60	59	55	88	78	155
16	5,2	0,7	23,4	1000	1,21	100	80	76	72	114	101	170
25	6,3	0,9	27,7	1420	0,780	127	105	100	93	148	130	200
35+1X25	7,7	0,9	30,4	1780	0,554	158	128	122	114	178	157	220
50+1X25	9,4	1	33,6	2400	0,386	192	154	152	141	211	185	240
70+1X35	10,9	1,1	38,2	3300	0,272	246	194	189	174	259	227	275
95+1X50	12,7	1,1	43,4	4200	0,206	298	233	226	206	311	274	300
120+1X70	14,5	1,2	48,3	5200	0,161	346	268	260	238	355	311	340
150+1X95	15,6	1,4	53,9	6700	0,129	399	300	299	272	394	345	380

Note: Le portate dei cavi unipolari sono state calcolate per tre cavi a trifoglio. Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.
Current carrying capacities for single core cables are calculated assuming three cables laying in trefoil formation. Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0.8 m.

Figura 23 - Esempio di tabella CEI-UNEL 35382 per una serie di cavi (Prysmian Afumex1000)

I cavi possono essere installati in **condizioni differenti** rispetto a quelle considerate dalle norme o dai costruttori, così come la temperatura ambiente può essere diversa. Per ovviare al primo problema è sufficiente applicare opportuni **coefficienti correttivi** della portata nominale I_z , tabellati in letteratura o forniti dagli stessi costruttori, o – nei casi più complessi – calcolabili con il metodo analitico visto in precedenza.

Quando la temperatura θ'_a è diversa dalla temperatura di prova θ_a prevista dalle norme o dal costruttore, è possibile valutare la nuova portata nominale I'_z mediante la formula:

$$I'_z = I_z \sqrt{\frac{\theta_z - \theta'_a}{\theta_z - \theta_a}}$$

Per calcolare la temperatura di esercizio θ_B a cui si porta il conduttore a carico I_B , è possibile scrivere:

$$I_B = I_z \sqrt{\frac{\theta_B - \theta_a}{\theta_z - \theta_a} \cdot \frac{R_z}{R_B}}$$

Dove R_B è la resistenza del conduttore alla temperatura θ_B . R varia in base alla temperatura come

$$R(\theta) = R_0(1 + \alpha_0\theta)$$

Trascurando il termine di variazione della resistenza, è possibile esprimere la temperatura di esercizio come

$$\theta_B = \theta_a + (\theta_z - \theta_a) \cdot \left(\frac{I_B}{I_z}\right)^2$$

La tabella che segue alla pagina successiva riporta vari tipi di posa e installazione dei cavi.

Cod. posa IEC	Pose più significative	Numer. CEI 64-8/5	Rappresentazione	Temp. amb. (°C)	Cod. posa IEC	Pose più significative	Numer. CEI 64-8/5	Rappresentazione	Temp. amb. (°C)
A1 A2	Cavi entro tubi posti in pareti termicamente isolanti - Senza guaina - Multipolari o unipolari con guaina	1 2		30 30	E F	- Cavi multipolari con guaina su passerelle a traversini - Cavi unipolari con guaina su passerelle a traversini	16 16		30 30
B1 B2	Cavi entro tubi a vista - Senza guaina - Multipolari o unipolari con guaina	3 3A		30 30	G	- Cavi unipolari con guaina, posati distanziati su passerelle a traversini	16		30
B1 B2	Cavi entro tubi sotto traccia in pareti o pavimenti asciutti - Senza guaina - Multipolari o unipolari con guaina	5 5A		30 30	E F	- Cavi multipolari con guaina sospesi a funi - Cavi unipolari con guaina sospesi a funi	17 17		30 30
C	- Cavi con guaina o armatura posati a parete	11		30	B2 B2	Cavi entro tubi protettivi non circolari annegati nella struttura - Senza guaina - Multipolari o unipolari con guaina	24 24A		30 30
C	- Cavi con guaina su passerelle non forate	12		30	B2 B2	Cavi multipolari o unipolari con guaina - Sopra il controsolfido - Sotto al pavimento sopraelevato	25 25		30 30
E F	- Cavi multipolari con guaina su passerelle forate - Cavi unipolari con guaina su passerelle forate	13 13		30 30	B1 B2	Cavi con o senza guaina posati in canale - Unipolari - Multipolari	34 34A		30
					B1 B2	Cavi in canali incassati nel pavimento o in cunicoli coperti - Senza guaina - Multipolari o unipolari con guaina	33 33A		25

Cod. posa IEC	Pose più significative	Numer. CEI 64-8/5	Rappresentazione	Temp. amb. (°C)
A1	- Cavi con guaina posati in pareti termicamente isolanti	51		30
B1	- Cavi con guaina posati in cunicoli aperti o ventilati	43		25
C	- Cavi con guaina posati direttamente nella muratura	52		
D	- Cavi con guaina posati in cavidotti o cunicoli interrati	61		20
D	- Cavi con guaina interrati senza protezione meccanica	62		20
D	- Cavi con guaina interrati con protezione meccanica	63		20
D	- Cavi multipolari immersi in acqua	81		20

Tabella 7 - Modalità di posa dei cavi.

2.2. Funzionamento anomalo dei circuiti

A livello teorico si ha un **funzionamento anomalo** dei circuiti tutte le volte che la corrente supera quella nominale di esercizio $I > I_B$. Tuttavia l'effettivo funzionamento anomalo si ha per correnti superiori alla portata del cavo: $I > I_Z$. Si distinguono:

- **Sovraccarichi:** si hanno per $I > I_Z$, il cui principale effetto è legato alla sollecitazione termica e, quindi, al maggiore invecchiamento del circuito. L'invecchiamento è dunque parametro di ammissibilità delle sovracorrenti.
- **Cortocircuiti:** si hanno per $I \gg I_Z$, i cui effetti sono sia termici che elettrodinamici, nonché, spesso, sono accompagnati dalla presenza di un arco elettrico.

2.2.1. Sovraccarichi dei circuiti

Il **sovraccarico** è definito come l'esercizio di un cavo in eccesso di portata ($I > I_z$), per una durata sufficiente a determinare un danno o un riscaldamento pericoloso.

Per valutare il **massimo tempo ammissibile** per un sovraccarico è innanzi tutto necessario definire la percentuale di vita del cavo che si è disposti a "sacrificare" per far fronte a un certo numero di sovraccarichi.

Si supponga, ad esempio, che il 10% della vita sia sacrificabile per far fronte ai sovraccarichi. Stimando un numero totale di sovraccarichi pari a 100, si assegna una **perdita di vita convenzionale** (in corrispondenza di ciascun sovraccarico) pari a $\Delta LL = 1/1000$. In altre parole, in seguito ad un sovraccarico, si stima che la vita si riduca di un fattore $(1 - \Delta LL) < 1$:

$$D' = (1 - \Delta LL) \cdot D_z$$

Dove D_z è la vita nominale, calcolata alla temperatura θ_z . Introducendo D' nella formula di Arrhenius si trova la temperatura massima θ' alla quale corrisponde una vita pari a ΔLL :

$$\log_{10} D' = a + \frac{b}{\theta' + 273} \quad \rightarrow \quad \theta' = \frac{b}{\log_{10} D' - a} - 273$$

La temperatura assunta dall'isolante, come visto nel 2.1.7. Verifica termica dei circuiti, è esprimibile come

$$\theta(t) = (\theta_r - \theta_a)(1 - e^{t/\tau}) + \theta_a$$

Il termine $(\theta_r - \theta_a)$ dipende dalla potenza dissipata per effetto Joule e dalla dispersione termica del cavo; in pratica, esso dipende dalla corrente che scorre I nel conduttore:

$$(\theta_r - \theta_a) = (\theta_z - \theta_a) \cdot \left(\frac{I}{I_z}\right)^2 = k \cdot I^2$$

Posto $\theta(t) = \theta'$ è quindi possibile ottenere una **relazione diretta tra la corrente I e il tempo t** per il quale tale corrente può scorrere nel conduttore prima che la temperatura dello stesso raggiunga un punto tale da determinare la perdita di vita ΔLL .

Si è soliti graficare tali curve su un piano $t - I$, come in Figura 24.

Tale curva rappresenta, in altre parole, la **curva di intervento della protezione** del cavo.

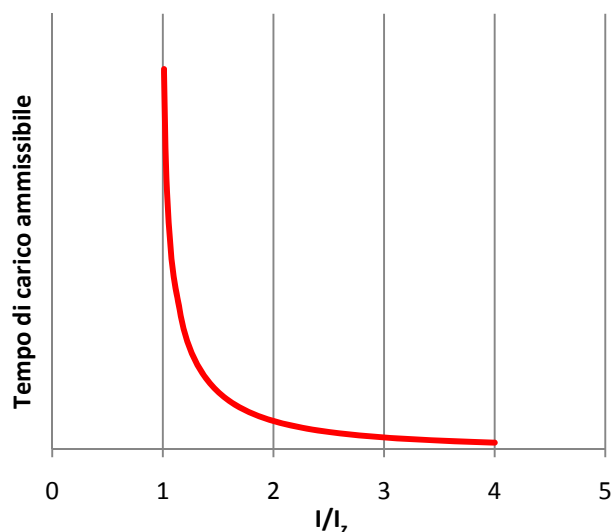


Figura 24 - Curva delle correnti di carico ammissibili, considerando $\theta' = \theta_z$. Per i cavi in EPR si assume $\theta' = 1,44 \cdot \theta_z$

Le normative CENELEC-IEC e ANSI-IEEE differiscono nel calcolo delle **condizioni di ammissibilità** per i sovraccarichi, in particolare:

- La **normativa CENELEC-IEC** dichiara ammissibile per i cavi BT una sovracorrente $I = 1,45 I_z$ per un tempo t variabile da 1 a 4 ore da coordinare con il dispositivo di protezione. Tale normativa prescindendo dalla sezione dei cavi e dalla loro posa, ammette di fatto invecchiamenti diversi per i cavi (invecchiamenti maggiori per cavi di sezione minore).
- La **normativa ANSI-IEEE** (IEEE Std. 242), invece, stabilisce per ogni tipo di isolante una temperatura massima (θ') nonché delle costanti di tempo τ per ogni tipo di cavo, ottenendo quindi un invecchiamento più omogeneo.

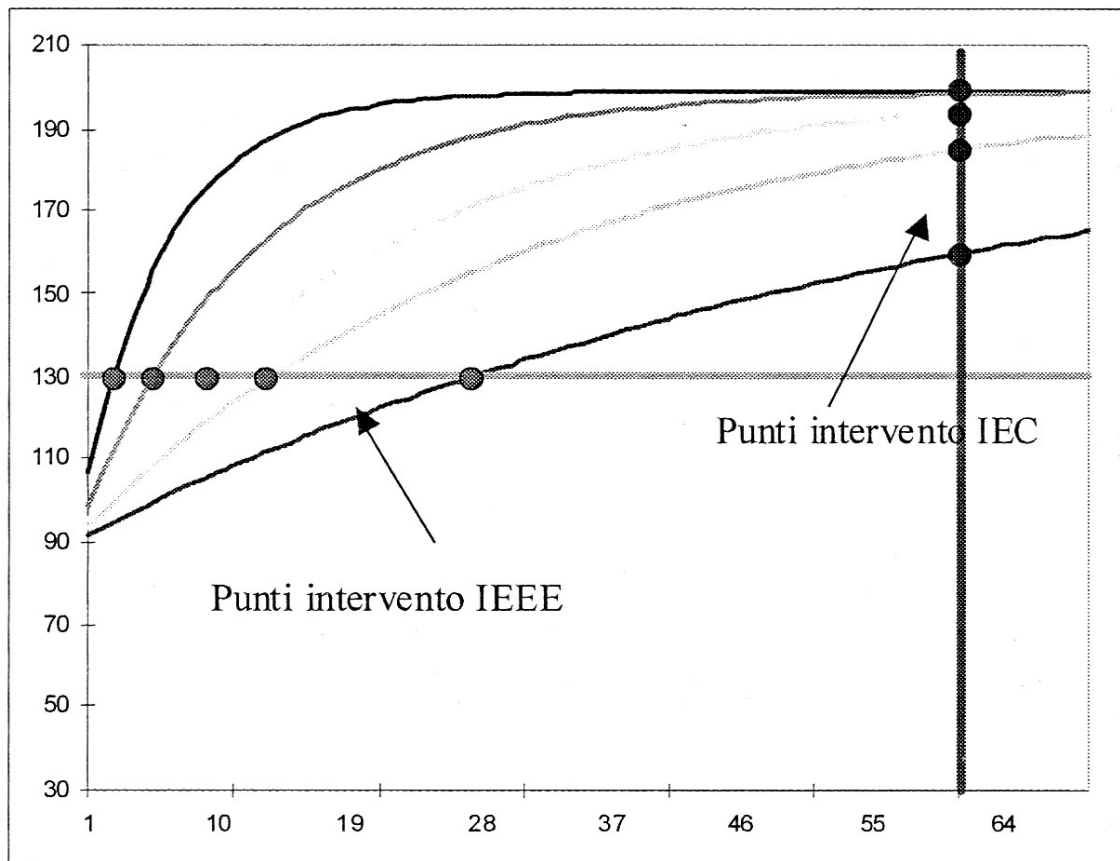


Figura 25 - Andamento della temperatura in un cavo isolato in EPR che conduce una sovracorrente pari a $1,45 \cdot I_z$ al variare della costante di tempo.

2.2.2. I cortocircuiti nell'impianto di distribuzione

2.2.2.1. Generalità

Un **cortocircuito** è una sovracorrente conseguente ad un guasto (contatto non voluto) tra punti di un circuito a tensione diversa.

Il cortocircuito è **franco** se l'impedenza di guasto è nulla. In tal caso la corrente presenta valori sicuramente maggiori di quelli d'esercizio, mentre quando è presente un'impedenza come un **arco**, la corrente che si instaura può essere di valore anche inferiore a quella d'esercizio.

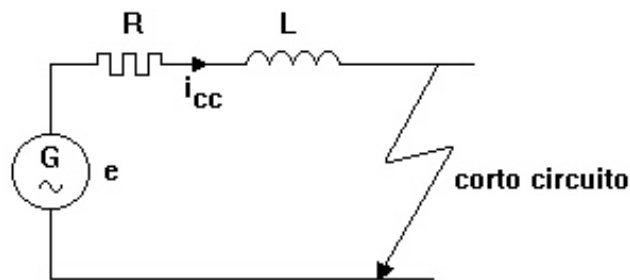


Figura 26 - Circuito equivalente per lo studio del corto circuito.

Nel caso più generale di cortocircuito, è possibile considerare lo schema equivalente di Figura 26, la cui equazione è esprimibile come

$$e(t) = \sqrt{2}E \sin(\omega t + \alpha) = R \cdot i_{cc}(t) + L \frac{di_{cc}(t)}{dt}$$

Dove α è l'angolo di fase della tensione al momento del guasto ($t = 0$).

La soluzione dell'equazione differenziale in $i_{cc}(t)$ è somma dell'integrale generale e dell'integrale particolare:

$$i_{cc}(t) = i_{cc,p}(t) + i_{cc,g}(t)$$

L'integrale particolare rappresenta la corrente che si instaura a regime (**componente simmetrica**):

$$i_{cc,p}(t) = \frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad \text{con} \quad \tan \varphi = \frac{\omega L}{R}$$

L'integrale generale porta in conto, invece, la corrente transitoria (**componente unidirezionale**) di cortocircuito:

$$i_{cc,g}(t) = A \cdot e^{-t/\tau} \quad \text{con} \quad \tau = \frac{L}{R}$$

La costante A è facilmente ricavata imponendo $i_{cc} = 0$ per $t = 0$:

$$A = -\frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\alpha - \varphi)$$

In conclusione la corrente di cortocircuito $i_{cc}(t)$ vale

$$i_{cc}(t) = \underbrace{\frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi)}_{\text{componente simmetrica}} - \underbrace{\frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin(\alpha - \varphi) e^{-t/\tau}}_{\text{componente unidirezionale}}$$

Il cui andamento è rappresentato di seguito:

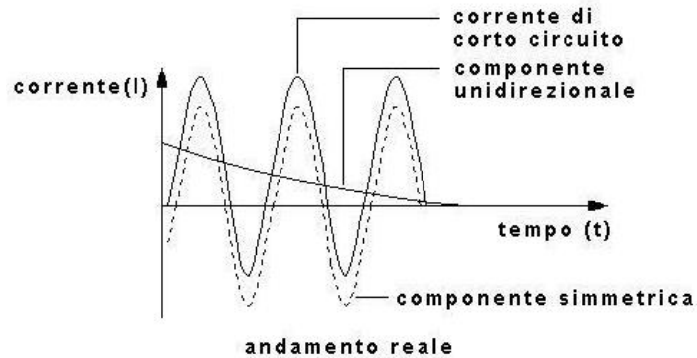


Figura 27 - Corrente di cortocircuito.

In presenza di generatori si distinguono tra fasi temporali successivi ad un cortocircuito. Tali fasi sono contraddistinte da valori della reattanza sincrona differenti da quella che il generatore presenta in funzionamento normale:

- Periodo **subtransitorio**;
- Periodo **transitorio**;
- Periodo **sincrono**.

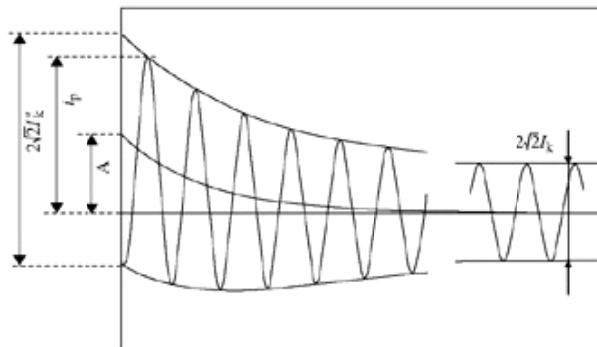


Figura 28 - Corto circuito vicino un alternatore, in cui si distinguono le fasi sub-transitoria e transitoria, e la fase sincrona.

Il valore di cresta della corrente dipende dalla presenza o meno della componente unidirezionale (e quindi dall'istante in cui avviene il corto circuito a cui corrisponde il parametro α). Il valore di picco I_p può essere valutato moltiplicando il valore efficace della corrente di guasto, per un coefficiente $\chi = 2,5 \div 2,7$ definito dalla norma IEC 909 come:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3/\tan \varphi}$$

La I_p è quindi pari a

$$i_p = \chi \frac{\sqrt{2}E}{Z}$$

Nota: l'espressione di χ è derivata dal ragionamento più generale per il calcolo della corrente di picco che prevede un approccio analitico dall'espressione generale della corrente di cortocircuito. La I_p si può infatti calcolare imponendo le derivate parziali uguali a zero:

$$\begin{cases} \frac{di_{cc}(t)}{dt} = 0 \\ \frac{di_{cc}(t)}{d\alpha} = 0 \end{cases}$$

Dalla prima si ricava:

$$t^* \approx \frac{1}{\omega} \left(\frac{\pi}{2} + \varphi \right)$$

Mentre dalla seconda:

$$\alpha = 0$$

la corrente di picco si trova quindi per sostituzione, e vale:

$$I_p = \frac{\sqrt{2}E}{Z} \left[1 + e^{-\frac{(\frac{\pi}{2} + \varphi)}{\tan \varphi}} \sin \varphi \right]$$

Imponendo $R \ll L$ si ottiene $\cos \varphi \approx 0$ da cui deriva l'espressione approssimata del fattore χ .

È importante notare come il *tipo* di cortocircuito sia fondamentale nella valutazione dell'impedenza, che varia sensibilmente da caso caso:

- **Cortocircuiti trifase;**
- **Cortocircuiti bifase;**
- **Cortocircuiti monofase.**

Per ciascun tipo di cortocircuito sarà necessario trovare:

- La **corrente di cortocircuito massima**: è importante ai fini delle massime **sollecitazioni termiche** ed **elettromagnetiche** sui componenti, nonché per stabilire il **potere di interruzione** dei dispositivi di protezione.
- La **corrente di cortocircuito minima**: è importante per determinare la taratura delle protezioni.

Nel calcolo di cortocircuito, la tensione nominale è moltiplicata per **fattore di tensione** c , per valutare le correnti minime e massime di cortocircuito. Il fattore c è riportato in tabella.

$$U = c \cdot E = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}}$$

Tensione nominale U_n	c_{max}	c_{min}
230/400 V (altri sistemi)	1,00	0,95
BT: 100 ÷ 1000 V	1,05 ⁽¹⁾ – 1,10 ⁽²⁾	0,95
AT: > 1 kV	1,10	1,00

Tabella 8 - Fattore di tensione c per il calcolo di correnti di cortocircuito massime e minime.

(1) Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +6%; (2) Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +10%.

2.2.2.2. Calcolo della corrente di cortocircuito: metodo della corrente caratteristica

Il metodo proposto² prevede l'utilizzo della **corrente caratteristica di cortocircuito** di ciascun componente dell'impianto elettrico come parametro di calcolo per il cortocircuito stesso.

La **corrente caratteristica di cortocircuito alla tensione U** di un componente è definita come la corrente I_{cc} che circolerebbe nell'impedenza Z_{cc} (di cortocircuito) qualora fosse alimentata separatamente alla tensione U come definita nel precedente paragrafo e assunta con fase pari a zero.

Detta Z_{cc} l'impedenza di cortocircuito del componente, caratterizzata dall'angolo di fase φ_{cc}

$$\varphi_{cc} = \text{atan} \frac{X_{cc}}{R_{cc}}$$

La corrente caratteristica di cortocircuito alla tensione U del componente è pari a

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

Caratterizzata naturalmente da un angolo di fase anch'esso pari a φ_{cc} .

Il calcolo delle correnti caratteristiche di cortocircuito per i vari componenti di un impianto elettrico è rimandato al §2.2.2.4. Correnti caratteristiche di cortocircuito dei componenti degli impianti elettrici

² Si ricorda che il metodo "classico" per il calcolo della corrente di cortocircuito in un punto di una rete consiste nel calcolare il circuito equivalente di Thevenin in quel punto (quindi, si presuppongono note le varie impedenze di cortocircuito degli elementi costitutivi della rete). Il metodo, contenuto nella norma IEC 60909-0, è ben illustrato, sul seguente sito web:

http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Short_Circuit_Calculation

dove sono anche presenti anche con degli esempi di applicazione.

Appunti a cura di Emanuele Freddi – <http://laeman.altervista.org/Blog/lecture-notes/>

Metodo delle correnti caratteristiche – elementi in serie

Si consideri un circuito composto da un generatore che alimenta in serie due elementi dell'impianto A e B, di cui si suppongano note le correnti caratteristiche di cortocircuito:

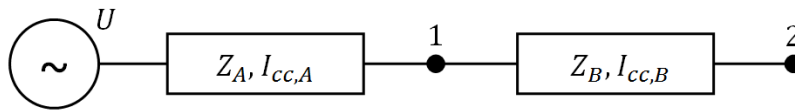


Figura 29 - Circuito composto da due elementi in serie alimentati dalla tensione U.

Utilizzando il metodo ohmico si avrebbe, nel punto 2, una corrente $I_{cc,2}$ pari a

$$I_{cc,2} = \frac{U}{Z_A + Z_B}$$

È possibile riscrivere l'equazione come:

$$I_{cc,2} = \frac{1}{\frac{Z_A}{U} + \frac{Z_B}{U}} \rightarrow \boxed{I_{cc,2} = \frac{1}{\frac{1}{I_{cc,A}} + \frac{1}{I_{cc,B}}}}$$

Quindi, nel caso di elementi in serie, **la corrente di cortocircuito è pari all'inverso della somma dei reciproci delle correnti caratteristiche di cortocircuito** dei singoli elementi.

Si noti che le relazioni proposte, sebbene non formalmente evidenziato per non appesantire la scrittura, sono da intendersi vettoriali. Ciò vuol dire che, in termini di valore assoluto si ha³:

$$\frac{1}{I_{cc,2}} = \sqrt{\frac{1}{I_{cc,A}^2} + \frac{1}{I_{cc,B}^2} + \frac{2 \cos(\varphi_{cc,A} - \varphi_{cc,B})}{I_{cc,A} \cdot I_{cc,B}}}$$

$$\cos \varphi_{cc,2} = I_{cc,2} \left(\frac{\cos \varphi_{cc,A}}{I_{cc,A}} + \frac{\cos \varphi_{cc,B}}{I_{cc,B}} \right)$$

Si osservi che, nel caso di due elementi in serie, il valore della corrente di cortocircuito a valle di entrambi risulta inferiore alla più piccola tra le correnti caratteristiche di cortocircuito dei singoli elementi.

³ Si ricordi che dati due vettori \vec{A} e \vec{B} , di ampiezze A e B e angoli α e β , la loro somma vettoriale \vec{C} è pari a

$$\vec{C} = \vec{A} + \vec{B} = \sqrt{A^2 + B^2 + 2AB \cos(\alpha - \beta)}$$

Alcuni casi particolari:

- **Vettori in fase** (o quasi): $\alpha \cong \beta \rightarrow \vec{C} = \sqrt{A^2 + B^2 + 2AB} = A + B$ con angolo $\gamma = \alpha \cong \beta$;
- **Vettori in quadratura** (o quasi): $\alpha - \beta \cong 90^\circ \rightarrow C = \sqrt{A^2 + B^2}$ con angolo $\gamma \cong 0$.

ERRORE CHE SI COMMITTE USANDO LE ESPRESSIONI SEMPLIFICATE

In questi casi (vettori quasi in fase o quasi in quadratura) è possibile semplificare le formule proposte, commettendo un errore massimo dell'8% nel caso in cui $\alpha - \beta \leq 45^\circ$.

Si noti anche che, quando i valori di A e B sono in rapporto di 20, è possibile considerare solo il più grande tra i due commettendo un errore inferiore al 5%.

Per ulteriori spiegazione si rimanda al §2.7.3.4. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

Metodo delle correnti caratteristiche – elementi in parallelo

Si consideri, adesso, un circuito composto da un generatore che alimenta in serie due elementi dell'impianto A e B:

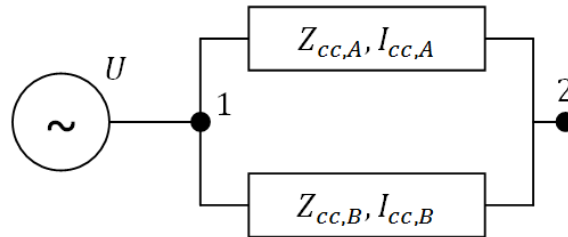


Figura 30 - Circuito composto da due elementi in parallelo alimentati dalla tensione U.

Detto $Z_{cc,p}$ il parallelo delle due impedenze di cortocircuito, utilizzando il metodo ohmico si avrebbe, nel punto 2, una corrente $I_{cc,2}$ pari a

$$I_{cc,2} = \frac{U}{Z_p} = U \left(\frac{1}{Z_{cc,A}} + \frac{1}{Z_{cc,B}} \right) = \frac{U}{Z_{cc,A}} + \frac{U}{Z_{cc,B}}$$

Passando alle correnti caratteristiche di cortocircuito si ha

$$\boxed{I_{cc,2} = I_{cc,A} + I_{cc,B}}$$

Quindi, nel caso di elementi in parallelo, **la corrente di cortocircuito è pari alla somma delle correnti caratteristiche di cortocircuito** dei singoli elementi.

Anche in questo caso le espressioni sono da intendersi vettoriali. In termini di valore assoluto, si ha:

$$I_{cc,2} = \sqrt{I_{cc,A}^2 + I_{cc,B}^2 + 2 I_{cc,A} I_{cc,B} \cos(\varphi_{cc,A} - \varphi_{cc,B})}$$

$$\cos \varphi_{cc,2} = \frac{I_{cc,A} \cos \varphi_{cc,A} + I_{cc,B} \cos \varphi_{cc,B}}{I_{cc,2}}$$

Si osservi che, in questo caso, il valore della corrente di cortocircuito a valle di entrambi risulta maggiore di entrambe le correnti caratteristiche di cortocircuito dei singoli elementi.

Metodo delle correnti caratteristiche – calcolo passo passo

Note le due forme serie e parallelo con cui gli elementi di un circuito possono essere disposti, è possibile analizzare una rete comunque complessa procedendo passo per passo dal punto di consegna fino ai circuiti terminali, andando a individuare, in ogni punto dell'impianto, quella che è la corrente di cortocircuito per quel determinato punto ed utilizzando questa informazione per calcolare la corrente di corto nel punto successivo subito a valle.

Per alcuni esempi di applicazione del metodo delle correnti caratteristiche si veda il § 2.7.3.3.3. pagine 65-67 del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica – volume II*.

Si osservi come la corrente di cortocircuito dei circuiti terminali (serie di molti elementi a partire dal punto di consegna) sia notevolmente attenuata rispetto a quella che si avrebbe in caso di cortocircuito di un livello primario.

Si osservi altresì come il fattore di potenza (in cortocircuito) “viri” da un valore basso verso il valore dell'elemento con $\cos \varphi_{cc}$ più alto: tale viraggio è un indice del livello di distribuzione (ramificazione) di un impianto.

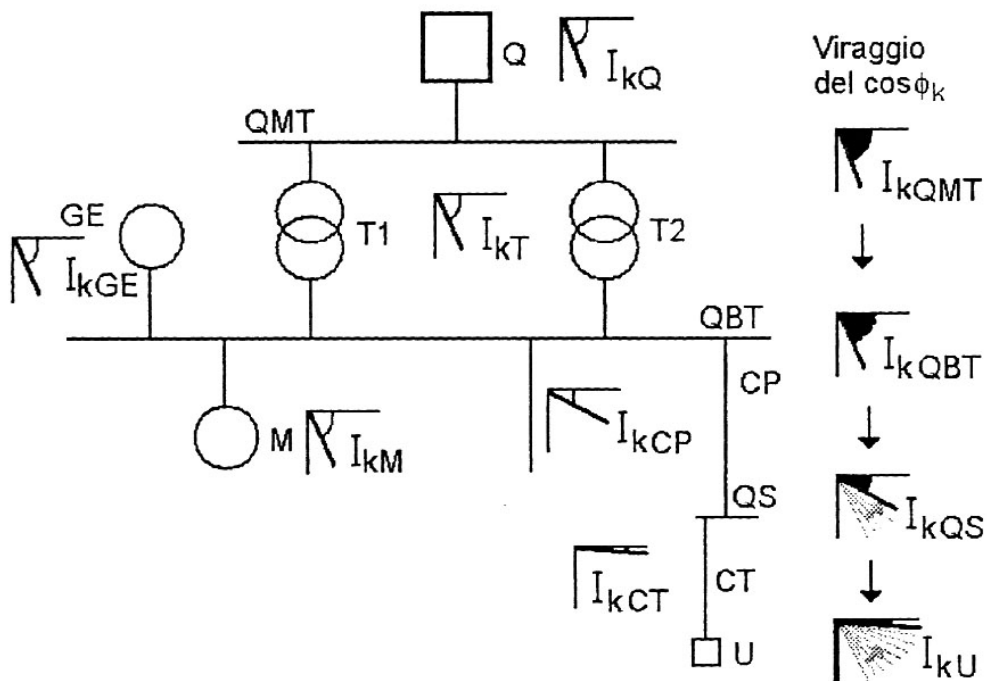


Figura 31 - Viraggio del fattore di potenza di cortocircuito nei nodi dell'impianto.

2.2.2.3. Guasti squilibrati

Nel caso di guasti squilibrati è possibile mostrare come sia possibile estendere il noto **metodo delle componenti simmetriche** al metodo delle correnti di cortocircuito caratteristiche.

È possibile infatti definire correnti caratteristiche di cortocircuito diretta, inversa e omopolare:

$$I_d = \frac{U}{Z_d} \quad ; \quad I_i = \frac{U}{Z_i} \quad ; \quad I_0 = \frac{U}{Z_0}$$

Ciò fatto è possibile caratterizzare i singoli componenti dell'impianto con tutte e tre tali correnti e prendere in considerazione quelle necessarie al fine di calcolare lo specifico cortocircuito in esame.

Cortocircuito trifase

Nel **guasto trifase**, la corrente di cortocircuito I_{cc} è calcolabile come:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}}$$

Si osserva come la corrente caratteristica per guasto trifase $I_{cc,3\phi}$ sia composta dalla sola componente diretta, infatti:

$$Z_{cc} \equiv Z_d$$

Si ha

$$I_{cc,3\phi} = I_{cc,d} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}Z_d}$$

Cortocircuito bifase

Nel **cortocircuito bifase** la corrente di cortocircuito I_{cc} è calcolabile come

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{3}U}{Z_d + Z_i}$$

In termini di correnti caratteristiche ($I_{cc,2\phi}$):

$$\frac{\sqrt{3}}{I_{cc,2\phi}} = \frac{1}{I_{cc,d}} + \frac{1}{I_{cc,i}} = \frac{1}{I_{cc,d}} \left(1 + \frac{I_{cc,d}}{I_{cc,i}} \right) = \frac{1}{I_{cc,d}} \left(1 + \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,i}} \right) = \frac{1}{I_{cc,d}} \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

In conclusione si può scrivere

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{\left(1 + \frac{1}{k} \right)} \cdot I_{cc,3\phi} \quad \text{con} \quad k = \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,i}}$$

È importante notare che molti componenti di un impianto (cavi, trasformatori, ...) presentano un fattore $k = 1$ (cioè hanno $Z_{cc,d} = Z_{cc,i}$). Per tali componenti l'espressione si semplifica in

$$I_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc,3\phi}$$

Dato che $\sqrt{3}/2 = 0,866$ si ha che

$$I_{cc,2\phi} < I_{cc,3\phi}$$

Cortocircuito monofase

Nel **cortocircuito monofase** la corrente di cortocircuito I_{cc} è calcolabile come

$$I_{cc} = \frac{3U}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_N}$$

Dove Z_N è l'impedenza del neutro. In termini di correnti caratteristiche si ha:

$$\frac{3}{I_{cc,1\phi}} = \frac{1}{I_{cc,d}} + \frac{1}{I_{cc,i}} + \frac{1}{I_{cc,0}} + \frac{3}{I_{cc,N}}$$

Analogamente a quanto visto per il guasto bifase, definendo

$$k = \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,i}} \quad ; \quad k' = \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,0}} \quad ; \quad k'' = \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,N}}$$

È possibile scrivere

$$\frac{3}{I_{cc,1\phi}} = \frac{1}{I_{cc,d}} \left(1 + \frac{1}{k} + \frac{1}{k'} + \frac{3}{k''} \right)$$

Ossia

$$I_{cc,1\phi} = \frac{3}{1 + \frac{1}{k} + \frac{1}{k'} + \frac{3}{k''}} \cdot I_{cc,3\phi}$$

Anche in questo caso la formula può essere semplificata per i componenti dell'impianto per cui $k = 1$, e può essere ulteriormente semplificata se i componenti presentano l'uguaglianza $Z_{cc,d} = Z_{cc,0}$ ($k' = 1$):

$$I_{cc,1\phi} = \frac{1}{1 + \frac{1}{k''}} \cdot I_{cc,3\phi}$$

considerando che k'' dipende dal rapporto delle sezioni dei cavi di fase S_f e neutro S_n , ossia

$$k'' = \frac{Z_{cc,d}}{Z_{cc,N}} = \frac{S_f}{S_n}$$

Si può riscrivere la stessa equazione nella forma più pratica

$$I_{cc,1\phi} = \frac{1}{1 + \frac{S_n}{S_f}} \cdot I_{cc,3\phi}$$

2.2.2.4. Correnti caratteristiche di cortocircuito dei componenti degli impianti elettrici

Nel seguito sono elencati i principali componenti di un impianto elettrico, per i quali verrà effettuato il calcolo delle correnti caratteristiche di cortocircuito trifase, bifase e monofase.

In generale verrà calcolato il valore di cortocircuito massimo, fermo restando che il valore minimo può essere facilmente ricavato come:

$$I_{cc,min} = \frac{C_{min}}{C_{max}} \cdot I_{cc,max} = q \cdot I_{cc,max}$$

Nel caso dei cavi, in cui il valore di resistenza varia in base alla temperatura (essendo R_{min} per sovratemperatura causata dalla corrente $I_{cc,min}$ e R_{max} per quella causata da $I_{cc,max}$) si può scrivere, in forma più completa:

$$I_{cc,min} = q \cdot \underbrace{\frac{R_{min}}{R_{max}}}_{1/w} \cdot \frac{\cos \varphi_{cc,min}}{\cos \varphi_{cc,max}} \cdot I_{cc,max}$$

e

$$\tan \varphi_{cc,min} = \frac{\tan \varphi_{cc,max}}{w}$$

Nel caso di macchine elettriche, invece, si assume come temperatura di riferimento 75 °C.

Punto di consegna dell'energia in MT

I dati noti del punto di consegna dell'energia sono generalmente la **tensione nominale** U_n e la **potenza apparente di cortocircuito** P_{cc} definita come

$$P_{cc} = \sqrt{3} U_n I_{cc}$$

Essendo I_{cc} la corrente di cortocircuito trifase massima nel nodo di rete a cui il punto di consegna è connesso. Il fattore di potenza di cortocircuito è generalmente pari a $\cos \varphi_{cc} \leq 0,1$.

Mediante questi due dati è facilmente calcolabile la **corrente caratteristica di cortocircuito trifase** del punto di consegna come:

$$I_{cc,3\phi} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U_n} \quad \text{e} \quad \cos \varphi_{cc,3\phi} = 0,1$$

Dal momento che in rete si ha $Z_{cc,i} = Z_{cc,d}$ e che la rete MT è generalmente esercita con neutro isolato (per cui i termini k' e k'' visti nel §2.2.2.3. Guasti squilibrati non vengono presi in considerazione) si può scrivere, per i gusti bifase e monofase:

$$I_{cc,2\phi} = 0,866 \cdot I_{cc,3\phi} \quad ; \quad I_{cc,1\phi} = 1,5 \cdot I_{cc,3\phi}$$

Trasformatore di potenza

La corrente nominale I_n del trasformatore è ricavabile dalla potenza apparente nominale P_n e dalla tensione nominale (lato BT) U_n :

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$$

Detta $u_{cc\%}$ la **tensione di cortocircuito** in percentuale, l'impedenza di cortocircuito è calcolabile come

$$Z_{cc} = \frac{u_{cc\%}}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n}$$

La corrente di cortocircuito trifase è dunque facilmente ricavabile noti I_n e $u_{cc\%}$, entrambi dati di targa del trasformatore:

$$I_{cc,3\phi} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} = \frac{100}{u_{cc\%}} \cdot I_n$$

Ad esempio se $u_{cc\%} = 4\%$ si ha che $I_{cc,3\phi} = 25 \cdot I_n$ (in modulo). Il fattore di potenza di cortocircuito $\cos \varphi_{cc,3\phi}$ è ricavabile dalla conoscenza delle **perdite nel rame** $p_{cu\%}$, anch'esse dato di targa:

$$\cos \varphi_{cc,3\phi} = \frac{p_{cu\%}}{u_{cc\%}}$$

Per calcolare la corrente nei casi di guasto bifase e monofase, bisogna considerare che:

- Nei trasformatori si ha $Z_{cc,d} = Z_{cc,i}$ per cui $k = 1$;
- L'impedenza $Z_{cc,0}$ è in rapporto $0,8 \div 0,9$ con $Z_{cc,d}$ per cui $k' = 0,8 \div 0,9$;
- L'impedenza del neutro è trascurabile per cui $1/k'' = 0$.

Pertanto si ha:

$$I_{cc,2\phi} = 0,866 \cdot I_{cc,3\phi} \quad ; \quad I_{cc,1\phi} = \frac{3}{2 + (0,8 \div 0,9)} \cdot I_{cc,3\phi}$$

Per un approfondimento sul calcolo dell'impedenza $Z_{cc,0}$ e quindi del fattore k' e della corrente caratteristica di cortocircuito monofase dei trasformatori, si rimanda al §2.7.3.7.2. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

Circuiti multipolari

Si consideri un cavo di sezione S e lunghezza l , di cui sia nota l'impedenza equivalente Z_c , ovvero la resistenza R_c e la reattanza X_c :

$$R_c = \frac{l}{\gamma_{20} S} \qquad X_c = x \cdot l$$

Dove γ_{20} è la conducibilità elettrica dei conduttori a 20 °C e x la reattanza per unità di lunghezza del cavo, corrispondente alla sezione S .

La corrente caratteristica di cortocircuito trifase è immediatamente calcolabile come

$$I_{cc,3\phi} = \frac{U}{Z_c} = \frac{U}{\sqrt{R_c^2 + X_c^2}} = \frac{c \cdot U_n \cdot \gamma_{20} \cdot S}{\sqrt{3} \cdot l \cdot \sqrt{1 + \tan^2 \varphi_c}}$$

Dove

$$\tan \varphi_c = \gamma_{20} \cdot S \cdot x$$

Nei circuiti BT con $S \leq 95 \text{ mm}^2$ si ha $X_c \ll R_c$ per cui $\cos \varphi_c = 1$ e $\tan \varphi_c = 0$. L'espressione si semplifica quindi in

$$I_{cc,3\phi} = \gamma_{20} \frac{S}{l} U$$

Considerando che per i cavi risulta $k = k' = 1$ e che, come visto nel §2.2.2.3. Guasti squilibrati, k'' dipende dal rapporto delle sezioni dei cavi di fase S_f e neutro S_n , si può scrivere

$$I_{cc,2\phi} = 0,866 \cdot I_{cc,3\phi} \qquad ; \qquad I_{cc,1\phi} = \frac{1}{1 + \frac{S_n}{S_f}} \cdot I_{cc,3\phi}$$

Circuiti bipolari

Per i circuiti bipolari vale quanto visto per quelli multipolari con la differenza che per il calcolo della massima corrente caratteristica di cortocircuito non può (naturalmente) essere assunta quella del cortocircuito trifase, bensì deve essere considerato il valore massimo tra $I_{cc,2\phi}$ e $I_{cc,1\phi}$ (a seconda di come viene esercito il circuito, gli apparecchi possono essere alimentati fase-fase o fase-neutro).

Dispositivi di protezione

I valori delle impedenze dei dispositivi di protezione sono forniti dalle case produttrici, ma comunque si trovano dei valori di riferimento anche in letteratura.

In prima approssimazione, per i **fusibili** e per gli **interruttori con $I_n < 350 A$** a 230/400 V si può assumere la corrente limitata dalla sola parte resistiva $I_{cc,R}$ dell'impedenza del dispositivo:

$$I_{cc,3\phi} \approx I_{cc,R} = 10^3 \cdot I_n \cdot \log_{10} I_n$$

$$\cos \varphi_{cc,3\phi} \approx 1$$

Per gli **interruttori con $I_n > 350 A$** , invece, si può assumere $I_{cc,3\phi}$ costante in quanto la riduzione della resistenza è compensata da un aumento della reattanza per cui l'impedenza resta complessivamente invariato. In particolare si può assumere:

$$I_{cc,3\phi} = 900 \text{ kA}$$

$$\cos \varphi_{cc,3\phi} = \frac{900 \cdot 10^3}{I_{cc,R}} = \frac{900}{I_n \cdot \log_{10} I_n}$$

Nei circuiti bipolari fase-fase e fase-neutro si ha la corrente caratteristica pari a

$$I_{cc,2\phi} = 0,866 \cdot I_{cc,3\phi} \quad ; \quad I_{cc,1\phi} = 0,5 \cdot I_{cc,3\phi}$$

Motori a induzione

Durante un guasto nei motori a induzione, le reattanze di macchina variano nel tempo e la loro variazione comporta una variazione transitoria della componente simmetrica di cortocircuito (vedi § 2.2.2.1. Generalità. In generale è possibile fare le seguenti osservazioni:

- La reattanza sub-transitoria (dovuta all'improvvisa mancanza di un campo magnetico) ha sempre un valore elevato;
- La corrente di cortocircuito si estingue al termine del transitorio iniziale, pertanto quest'ultima si può sovente trascurare agli effetti della corrente interrotta (potere di interruzione del dispositivo di protezione);
- Le condizioni di carico influiscono sul tempo di frenatura, ma non sui valori di cortocircuito nei primi istanti;
- Il contributo di motori di potenza inferiore a 0,5 kW può essere trascurato.

In modo approssimato si può considerare la massima corrente di cortocircuito (valore di cresta) pari a **8 volte la corrente nominale** del motore stesso. La norma CEI 11-25 propone come valore di corrente di cortocircuito:

$$I_{cc,3\phi} = (4 \div 5) \cdot I_n \quad \cos \varphi_{cc,3\phi} = 0,39$$

Inoltre, i motori in BT il cui contributo è inferiore all'1% della corrente di cortocircuito del nodo ai quali sono allacciati può essere trascurata.

La costante di tempo T_M del fenomeno transitorio legato all'estinzione della sovracorrente dei motori è valutabile approssimativamente con la formula proposta da Schuisky:

$$T_M = 0,007 + 0,0053 \cdot \ln P_n$$

Dove P_n è la potenza nominale del motore.

Per un calcolo accurato della corrente di interruzione dei motori nel tempo riportante anche la formula esatta della costante di tempo del fenomeno transitorio, si rimanda alla seconda sezione del §2.7.3.7.6. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

Si fa cenno che la conoscenza della corrente di cortocircuito minima $I_{cc,min}$ (trifase o fase neutro a seconda se il motore sia trifase o monofase) e la corrente di spunto I_s di un motore a induzione consenta un rapido calcolo della tensione di alimentazione effettiva allo spunto. Infatti, detta I_{es} la corrente effettiva di spunto pari a

$$I_{es} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{I_{cc,min}^2} + \frac{1}{I_s^2} + \frac{2}{I_{cc,min} \cdot I_s} \cos(\varphi_{cc,min} - \varphi_s)}}$$

La tensione effettiva allo spunto U_e è pari a

$$U_e = \frac{I_{es}}{I_s} U_n$$

Generatori

I generatori usati negli impianti di distribuzione e utilizzatori sono generalmente di bassa potenza ed utilizzati generalmente solo come sorgenti di emergenza.

Per i generatori connessi direttamente all'impianto (senza trasformatore intermedio) si può assumere come valore della corrente di cortocircuito sub-transitoria $I''_{cc,3\phi}$ la quantità

$$I''_{cc,3\phi} = \frac{U}{K_G'' Z''_{cc}} = \left(\frac{1}{x_d''} + \sin \varphi_n \right) I_n \sin \varphi''_{cc}$$

$$\tan \varphi''_{cc} = \frac{X_d''}{R_d}$$

Dove

- I_n e φ_n sono corrente e angolo di fase nominali;
- x_d'' e φ''_{cc} sono reattanza sub-transitoria in p.u. e angolo di fase di cortocircuito iniziale;
- K_G'' un fattore correttivo (norma CEI 11-25)

Per i generatori MT e BT si può assumere

$$\tan \varphi''_{cc,MT} = 14 \div 20 \quad ; \quad \tan \varphi''_{cc,BT} = 6,6$$

Se si può considerare $Z_{cc,d} = Z_{cc,i}$ la corrente caratteristica per circuito bifase è pari a

$$I''_{cc,2\phi} = 0,866 \cdot I''_{cc,3\phi}$$

In caso contrario deve essere utilizzata la formula più generale

$$I''_{cc,2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{1 + \frac{X_i}{X_d''}} I''_{cc,3\phi}$$

Considerando nulla la corrente di neutro, la $I''_{cc,1\phi}$ è pari a

$$I''_{cc,1\phi} = \frac{3}{2 + \sin \varphi''_{cc} \sqrt{\left(\frac{R_d}{X_d''}\right)^2 + \left(\frac{X_0}{X_d''}\right)^2}} I''_{cc,3\phi} \approx \frac{3}{2 + \frac{X_0}{X_d''}} I''_{cc,3\phi}$$

con fattore di potenza circa pari a quello per guasto trifase. Tipicamente si ha

- $\frac{X_0}{X_d''} = 0,4 \div 0,8$ per i turbogeneratori;
- $\frac{X_0}{X_d''} = 0,4 \div 0,6$ per i generatori a poli salienti.

Al contrario di trasformatori, motori e cavi, i parametri dei generatori sono generalmente forniti con precisione dai costruttori. Ad ogni modo, anche in assenza di tali dati, è possibile fare riferimento a dei valori caratteristici riportati in letteratura.

Per un calcolo accurato della corrente di interruzione dei generatori nel tempo, si rimanda alla seconda sezione del §2.7.3.7.7. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

2.2.2.5. Sollecitazione termica ammissibile in cortocircuito

Dal momento che i cortocircuiti sono estinti in un breve tempo, è possibile considerare il fenomeno termico come adiabatico. Nelle equazioni già viste nel cap. 2.1.7. Verifica termica dei circuiti è quindi possibile trascurare il termine q_h di calore disperso dal cavo verso l'ambiente esterno. L'equazione di bilancio termico diviene, pertanto:

$$q_j = q_c$$

Cioè

$$RI_{cc}^2 dt = c \cdot d\theta$$

Essendo c la capacità termica per unità di lunghezza dell'elemento di conduttore di sezione S . L'equazione di bilancio è quindi risolvibile per integrazione. L'energia termica sviluppata durante il cortocircuito di durata totale t è pari a

$$\int_t RI_{cc}^2 dt$$

Dato che $R = R(\theta)$ si semplifica la formula facendo riferimento all'energia per unità di resistenza anche detta energia specifica. Si definisce **integrale di Joule** (o I^2t) la grandezza:

$$\int_t I_{cc}^2 dt$$

La quantità I^2t è anche comunemente detta **energia specifica passante**. L'equazione di bilancio termico diviene pertanto:

$$I_{cc}^2 t = \frac{c \cdot d\theta}{R(\theta)}$$

La capacità termica è definita come

$$c = c_v \cdot S \cdot l$$

Dove S e l sono sezione e lunghezza (unitaria, in questo caso) del conduttore e c_v è il suo calore specifico. L'equazione di bilancio termico è quindi riscrivibile, esplicitando $R(\theta)$, come:

$$I_{cc}^2 t = \frac{c_v \cdot S \cdot l \cdot d\theta}{\frac{1}{\gamma(\theta)S}} = c_v \cdot S^2 \cdot \gamma(\theta) \cdot d\theta$$

Procedendo con l'integrazione tra i valori θ_z (temperatura massima di esercizio, assunta cautelativamente come temperatura di esercizio del conduttore) e θ_{cc} , temperatura massima ammissibile in cortocircuito, si giunge ad una espressione del tipo

$$I_{cc}^2 t = K^2 S^2$$

Nel quale il fattore K dipende dal tipo di cavo ed è tabulato in letteratura.

2.3. Protezione dei circuiti

2.3.1. Dispositivi di protezione

2.3.1.1. Interruttori automatici

Gli interruttori automatici sono logicamente divisibili in due elementi:

- **Elemento sensore** (uno o più relè);
- **Elemento interruttore**.

Fisicamente sono costituiti da quattro componenti fondamentali:

- I **contatti**: si dividono in
 - **contatti fissi**: caratterizzati da un notevole sovradimensionamento al fine di limitare la temperatura in esercizio;
 - **contatti mobili**. caratterizzati da una notevole leggerezza, al fine di ridurre l'inerzia ed incrementare la velocità di apertura, parametro molto importante al fine di una rapida ed efficace estinzione dell'arco.

Si possono anche distinguere in

- **contatti principali**: sono destinati a portare la corrente nominale e di sovraccarico. Sono tipicamente in lega di argento e nichel, lega caratterizzata da una elevata conducibilità elettrica.
- **contatti d'arco**: sono quelli sui quali si stabilisce l'arco e sono quindi soggetti ad una usura maggiore. Sono in genere in argento legato a wolframio o carbonio, leghe distinte da inalterabilità superficiale in caso d'arco, elevato punto di fusione e resistenza meccanica.

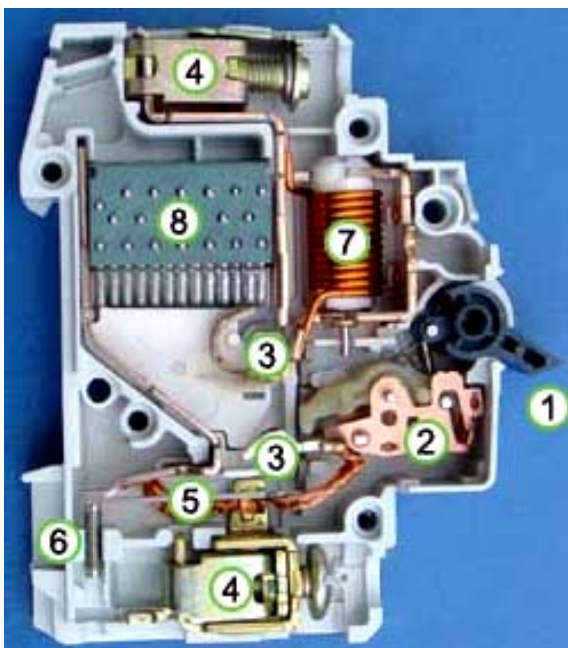
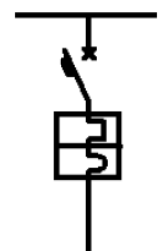


Figura 32 - Interruttore automatico (magneto-termico) per applicazioni BT.

Si distinguono:

- 1) Leva di comando;
- 2) Meccanismo di scatto;
- 3) Contatti di interruzione;
- 4) Morsetti di collegamento;
- 5) Lamina bimetallica (protezione termica);
- 6) Vite per la regolazione della sensibilità (in fabbrica);
- 7) Solenoide (protezione magnetica);
- 8) Camera d'interruzione d'arco.

Figura 33 - Simbolo grafico unipolare per un interruttore magnetotermico.



- La **camera di interruzione**: è necessaria al fine di facilitare l'estinzione dell'arco. La maggior parte degli interruttori BT adotta camere a piastre metalliche dove l'arco viene frazionato in molteplici archi corti (incrementando quindi l'azione deionizzante della zona catodica). In generale vengono adottati metodi atti ad allungare e raffreddare l'arco. Nelle applicazioni MT e AT si usano camere in olio, in aria compressa o in SF₆, dove viene anche generato un "soffio" di dielettrico fresco sull'arco al fine di raffreddarlo e ripristinare la rigidità dielettrica della zona ionizzata dall'arco stesso.
- Il **comando**: sono tutti gli elementi cinematici che permettono il movimento degli elettrodi (contatti). Sono distinti in base al tipo di energia utilizzata (meccanica, elettrica), al modo con cui essa viene accumulata (molle, aria compressa, etc...) e al modo con cui questa viene liberata per generare il movimento dei contatti (a mano, per via elettromagnetica, etc...)
- Gli **sganciatori**: costituiti in genere da relè, sono gli organi che liberano gli organi di ritegno e consentono il comando (apertura e a volte anche la chiusura) dell'interruttore. I principali tipi di relè elettromeccanici sono:
 - **Relè elettromagnetico**: costituito da un elettromagnete e un'ancora mobile. Quando la bobina è soggetta ad una corrente superiore a quella di taratura, l'ancora viene posta in movimento e sgancia il comando di apertura. Si possono anche avere relè che agiscono quando la tensione ai capi della bobina è inferiore alla soglia di taratura: si hanno i relè di minima.
 - **Relè termico**: è costituito da una lamina bimetallica nella quale il diverso coefficiente di dilatazione termica dei due metalli, incurva la lamina in modo tanto maggiore quanto maggiore è la corrente che circola al suo interno. Il movimento che ne consegue provoca lo sgancio e l'apertura dei contatti.
 - **Relè ad induzione**: si basano sullo stesso principio degli strumenti ad induzione (e.g. contatori elettromeccanici di energia elettrica). Un disco di alluminio può ruotare tra le espansioni polari di due elettromagneti, ma il suo movimento è contrastato da una molla antagonista e il disco resta fermo in condizioni normali mentre ruota quando la coppia motrice supera un certo valore. Tale relè si presta bene per protezioni di tipo ritardato e i due elettromagneti possono essere eccitati da varie grandezze ottenendo così relè di tensione, di corrente o di potenza attiva. Questi relè si prestano anche ad effettuare una protezione direzionale, essendo possibile ottenere che il disco ruoti in una certa direzione per un determinato senso dell'energia che fluisce su una linea.

Una importante serie di relè è rappresentata dai relè statici (elettronici). Questi ultimi non verranno trattati in quanto il loro funzionamento è sempre derivato dai relè elettromeccanici, con la differenza che il comando di apertura non deriva da effetti dinamici, ma da un calcolo numerico a seguito di un'elaborazione elettronica.

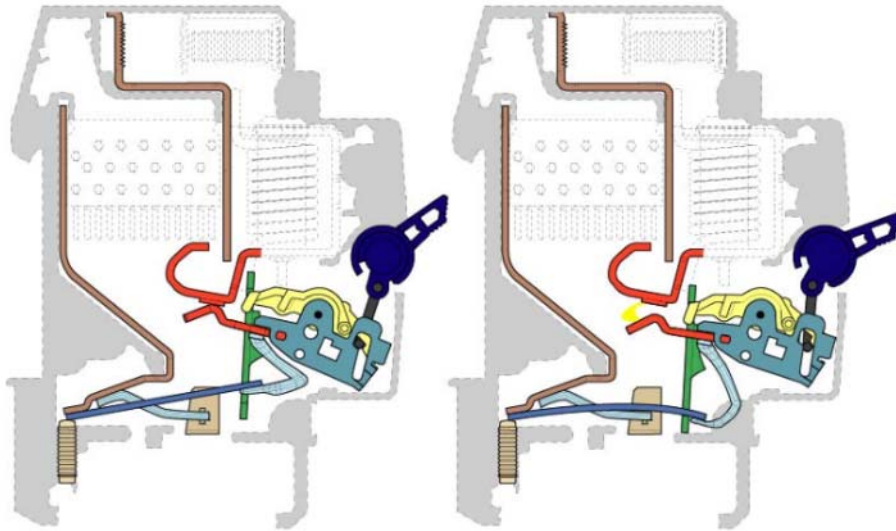


Figura 34 - Funzionamento termico di un interruttore BT.
L'incurvamento della lamina bimetallica provoca lo sgancio del comando.

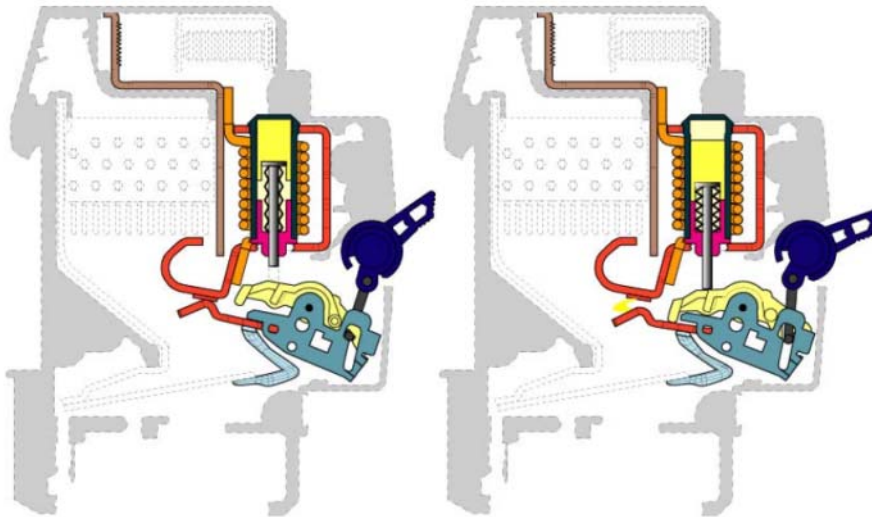


Figura 35 - Funzionamento elettromagnetico di un interruttore BT.
L'azione dell'ancora mossa dalla bobina spinge il comando aprendo il circuito.

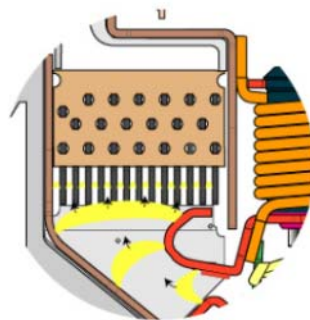


Figura 36 - A seguito dell'apertura, l'arco evolve nella camera di interruzione entrando nei setti metallici allungandosi e favorendo la deionizzazione.⁴

⁴ Immagini tratte da

<http://www.mysti2d.net/polynesie2/ETT/C041/32/DemarrageMoteur/index.html?LeDISJONCTEURmagntothermique.html>

Dati caratteristici degli interruttori automatici – caratteristica d'intervento

I dati caratteristici di un interruttore automatico sono:

- **Numero di poli;**
- **Natura della corrente** (AC o DC). Se AC anche **numero di fasi;**
- **Natura del dielettrico** in cui l'arco viene estinto (aria, olio, etc...);
- **Tipo e organo di manovra** (motore elettrico, maniglia, volantino, etc...).

Con riferimento agli interruttori AC, i dati di specifica, per cui un interruttore è perfettamente definito, comprendono:

- **Tensione nominale** V_n : la tensione che il dispositivo può sopportare in servizio continuativo;
- **Corrente nominale** I_n : la corrente che l'interruttore può portare in servizio continuativo;
- **Frequenza nominale** f_n .
- **Ritardo di apertura**: può essere:
 - **Istantaneo**: senza ritardi intenzionali;
 - **Ritardato**:
 - **Tempo indipendente**: il relè entra in azione dopo un determinato periodo di tempo fisso;
 - **Tempo dipendente**: l'intervento è tanto più rapido quanto maggiore è la corrente di cortocircuito;
- **Corrente di intervento** I_m : la corrente per la quale l'interruttore apre il circuito;
- **Potere d'interruzione di cortocircuito** I_{pi} : il valore efficace dalla massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di aprire senza danneggiarsi; la norma CEI23-3 divide in
 - **Potere di cortocircuito estremo** I_{cn} : massima corrente di cortocircuito che l'apparecchio può interrompere, senza che sia richiesta la capacità di portare una corrente di carico dopo l'apertura.
 - **Potere di cortocircuito di servizio** I_{cs} : massima corrente di cortocircuito che l'apparecchio può interrompere, essendo in grado di portare l'85% della corrente di carico dopo l'apertura.
- **Tempo di interruzione** t_i : pari alla somma dei tempi di apertura e di arco. In base a tale parametro si distinguono **interuttori limitatori** ($t_i \leq 10 \text{ ms}$), **rapidi** ($t_i \leq 20 \text{ ms}$) e **selettivi** ($t_i = 30 \div 500 \text{ ms}$);
- **Fattore di potenza di cortocircuito** $\cos \varphi_{cc}$;
- **Potere di chiusura di cortocircuito**: il valore efficace dalla massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è in grado di chiudere, essendo in grado di riaprire successivamente (ovvero per cui non si verifica la saldatura dei contatti);
- **Tensione di ritorno**: la tensione che appare ai capi di un polo dell'interruttore dopo l'apertura.

Nella progettazione BT viene sovente utilizzata la combinazione di due tipi di sganciatori (relè) con caratteristica di **apertura istantanea** (elettromagnetica) e **ritardata a tempo inverso** (termica).

Rappresentando le curve di intervento su di un piano $I - t$, si viene così a creare una zona di intervento a tempo inverso (termico) e una zona a intervento istantaneo (magnetico).

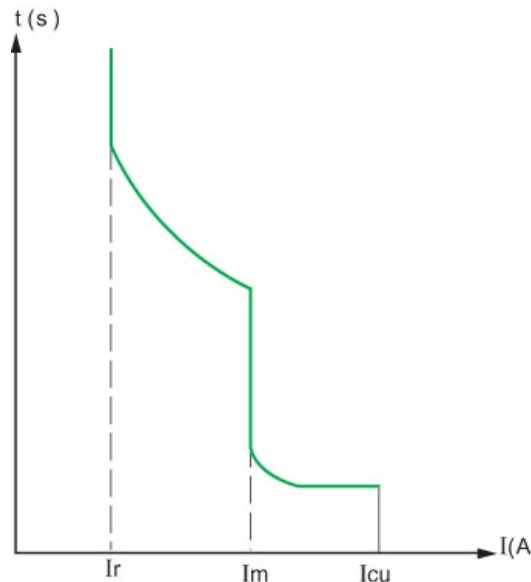


Figura 37 - Curva di intervento di un relè magneto-termico

Si osserva come, in realtà, non si abbia una *curva di intervento*, bensì una *fascia di intervento*, in considerazione del fatto che la durata dell'interruzione dell'arco vera e propria non può essere determinata se non per mezzo di una probabilità, essendo legata, tra l'altro, a fattori quali la temperatura ambientale. Si definiscono, pertanto, altri due parametri:

- **Corrente convenzionale di non funzionamento I_{nf}** : la corrente di sovraccarico che non provoca l'apertura dell'interruttore;
- **Corrente convenzionale di funzionamento I_f** : la corrente di sovraccarico che provoca l'apertura dell'interruttore. Si ha $I_f = \mu \cdot I_n$. Negli interruttori domestici $\mu = 1,45$.

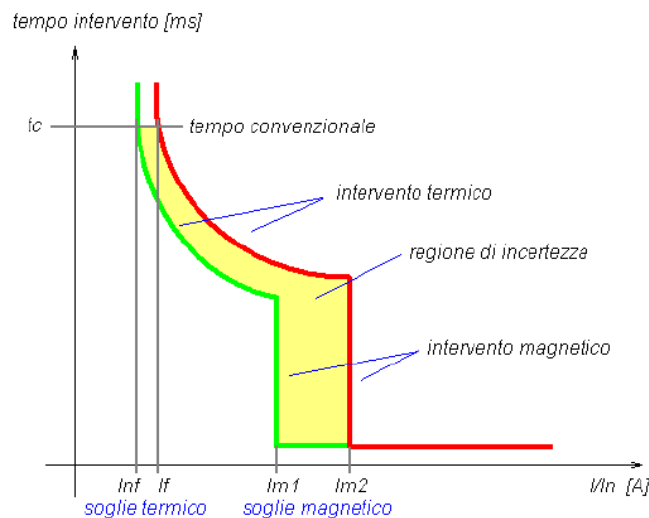


Figura 38 - Fascia di intervento di un relè magneto-termico.

Interruttori differenziali

Un importante tipo di sganciatore di cui non si è ancora fatto cenno è il cosiddetto **sganciatore differenziale** (o interruttore differenziale o semplicemente differenziale). Tale interruttore è in grado di rilevare una dispersione verso terra in un impianto, per mezzo dello squilibrio tra corrente di fase e corrente di neutro.

Con riferimento alla Figura 39 il flusso magnetico in un toroide è mantenuto nullo grazie all'azione opposta delle correnti i_1 e i_2 . In caso di contatto accidentale di un conduttore con la massa (messa a terra) o con un utilizzatore (contatto diretto), la differenza $i_1 - i_2$ non sarà più pari a zero, in quanto una parte della corrente si richiuderà nel circuito di terra (cfr. § 4). Il campo magnetico che si viene a creare nel toroide eccita una bobina che aziona l'interruttore, aprendo il circuito.

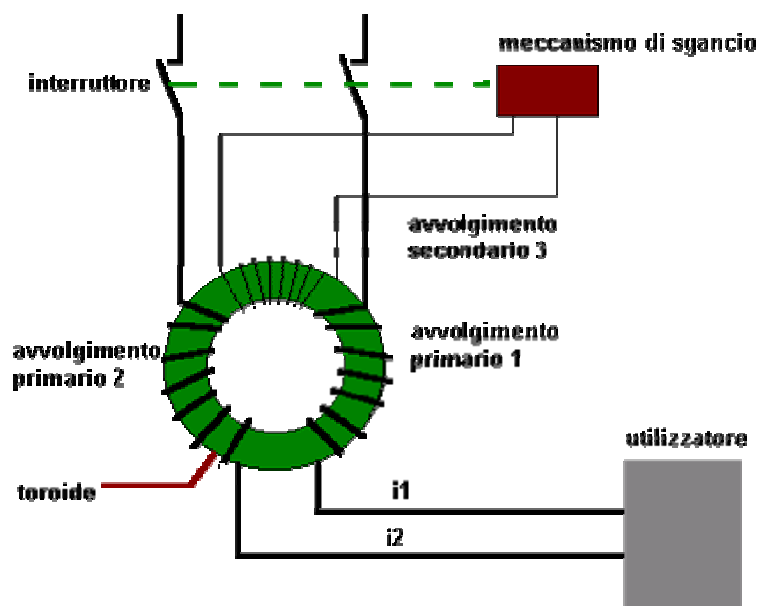


Figura 39 - Schema di principio di un interruttore differenziale.

Tale interruttore non offre, ovviamente, alcuna protezione nei confronti del sovraccarico o del cortocircuito, ma ha funzione esclusivamente di sicurezza nei confronti dei contatti diretti e indiretti (cfr § 4).

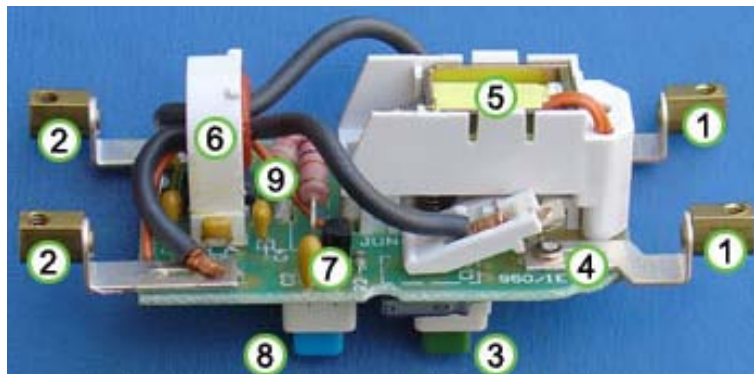


Figura 40 - Interruttore differenziale aperto: 1) Morsetti di ingresso; 2) Morsetti di uscita (verso il carico); 3) Pulsante di inserimento; 4) Contatti di interruzione; 5) Solenoide che tiene chiusi i contatti; 6) Trasformatore di corrente (sensore); 7) Circuito elettronico amplificatore; 8) Pulsante di test; 9) Filo (arancio) che alla pressione di test è attraversato da una corrente sbilanciata.

La caratteristica d'intervento degli interruttori differenziali è rappresentata nella figura seguente.

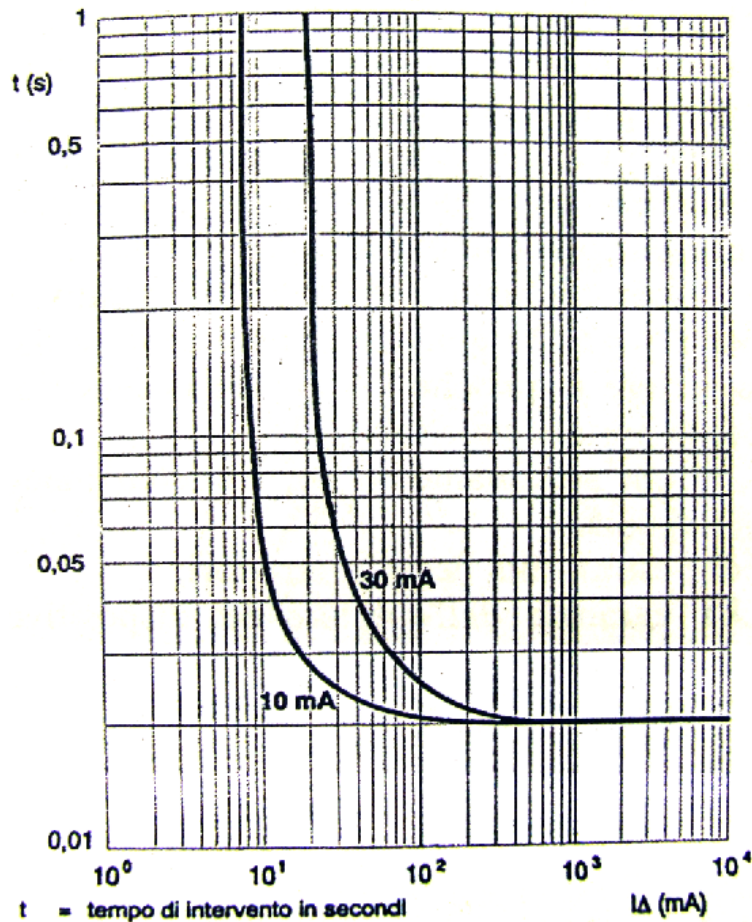


Figura 41 - Caratteristica di intervento di un interruttore differenziale da 30 mA e da 10 mA.

Il tempo di intervento non è definito in corrispondenza della **corrente differenziale nominale di intervento** I_{dn} , bensì ad un valore maggiore, pari a $5 \cdot I_{dn}$.

In base al tipo di intervento, gli interruttori differenziali si dividono in

- Interruttori differenziali istantanei o rapidi o generali;
- Interruttori differenziali di tipo S, selettivi;
- Interruttori differenziali con riarmo automatico per prova di isolamento.

Oltre a ciò, gli interruttori differenziali esistono anche di tipo SI, Super Immunizzati, contro i disturbi (armoniche, sbalzi di tensione) che possono causare scatti intempestivi.

2.3.1.2. Fusibili

Il **fusibile** è un dispositivo di protezione che, mediante la fusione di un elemento fusibile, interrompe la corrente che lo percorre quando essa raggiunge una certa soglia per un certo tempo. Un fusibile è fisicamente costituito dalle seguenti parti:

- **Base:** è il supporto sul quale viene montato il fusibile;
- **Cartuccia:** contiene l'elemento fusibile vero e proprio ed è riempita di materiale isolante granuloso (sabbia di quarzo), in misura tale da consentire un facile spegnimento dell'arco per "soffocamento";
- **Contatti** della base e della cartuccia: consentono il collegamento del fusibile alla base e della base all'impianto elettrico;
- **Elemento fusibile:** è la parte attiva del dispositivo, costituita in genere da un filo di rame o argento di opportune dimensioni, racchiuso nell'isolante della cartuccia. Al suo interno viene posizionato un elemento attivo (una saldatura o delle strozzature) che ha una temperatura di fusione più bassa: in corrispondenza dell'elemento attivo si avrà la rottura del fusibile;
- **Dispositivo di segnalazione (striker):** è un dispositivo che permette di conoscere lo stato del fusibile (integro, fuso) per semplice ispezione visiva del fusibile stesso.

I fusibili devono essere installati sulle fasi attive e a valle degli interruttori (se presenti).

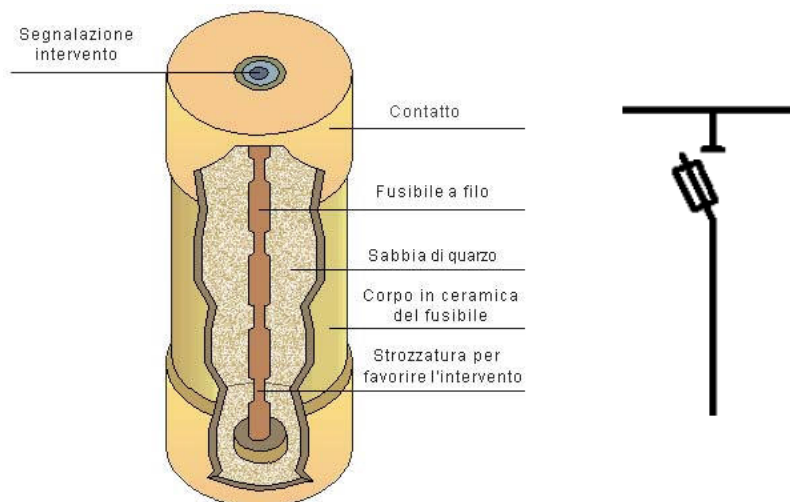


Figura 42 – Fusibile e simbolo grafico unifilare.

Anche per i fusibili si definiscono le seguenti grandezze di specifica:

- **Tensione nominale V_n ;**
- **Frequenza nominale f_n ;**
- **Corrente nominale I_n :** è la corrente con la quale il fusibile può essere permanentemente caricato.
- **Corrente limite inferiore:** è la corrente per la quale il fusibile non fonde (e per cui, in teoria, potrebbe essere caricato permanentemente). Può essere, ad esempio, di $1,1 \cdot I_n$;
- **Corrente limite superiore:** è la minima corrente che porta alla fusione del fusibile, anche se in un tempo molto lungo. Può essere pari, ad esempio, a $1,15 \cdot I_n$.

Il fusibile, così come per l'interruttore automatico, non è caratterizzato da una *curva caratteristica d'intervento*, bensì da una **fascia d'intervento**, a maggior ragione se si considera che il tempo di interruzione è composto da un **tempo di prearco** ed un **tempo d'arco** vero e proprio.

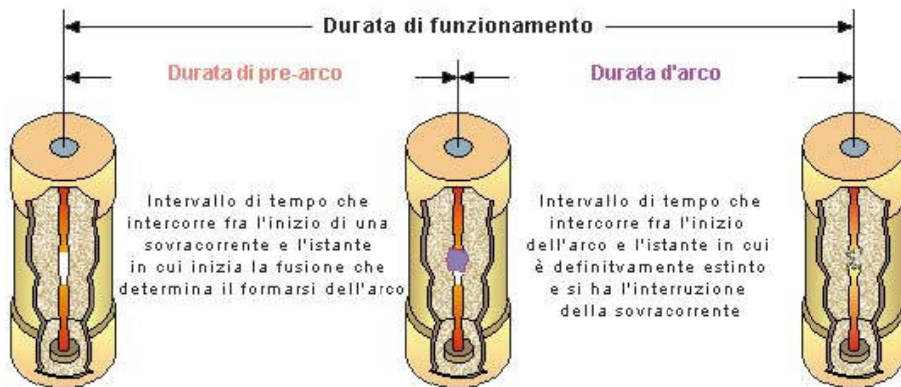


Figura 43 - Funzionamento di un fusibile.⁵

In corrispondenza dell'intervento per sovraccarico, analogamente agli interruttori automatici, un fusibile viene caratterizzato dalle due grandezze:

- **Corrente convenzionale di non fusione I_{nf} :** la corrente che non provoca la fusione se percorre il fusibile per almeno 2 ore (se $I_n > 63 A$) o almeno 1 ora (se $I_n < 63 A$)
- **Corrente convenzionale di fusione I_f :** definita in analogia con I_{nf} , è la corrente che provoca la fusione del fusibile. Per i fusibili si ha $\mu = I_f/I_n = 1,6$.

Rappresentata su un piano $I - t$, la caratteristica d'intervento di un fusibile delinea una zona continua, decrescente a tempo inverso come nella figura seguente.

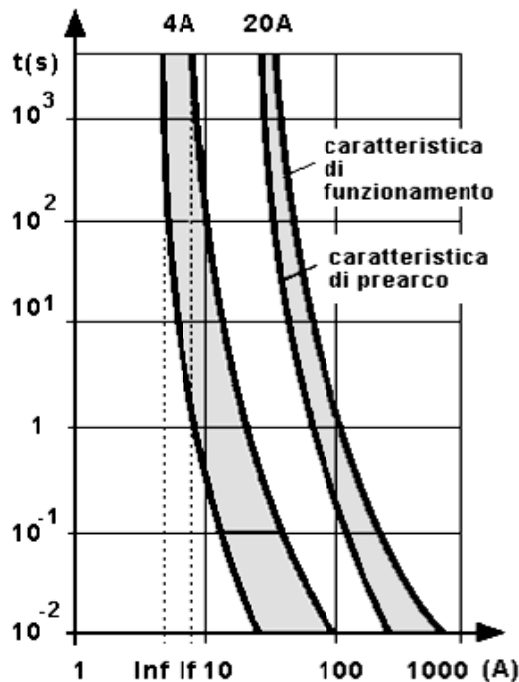


Figura 44 - Caratteristica $I - t$ di un fusibile.

⁵ Immagini tratte da <http://www.elenet.altervista.org/Elettrotecnica/Index.html>

In relazione alla capacità di intervenire o meno per sovraccarico si distinguono due grandi categorie:

- **Fusibili “g”**: con potere di interruzione a pieno campo. Si definiscono I_{nf} e I_f ed il fusibile interviene secondo la sua caratteristica che è quella vista fin'ora. Tali fusibili proteggono sia da sovraccarico che da cortocircuito.
- **Fusibili “a”**: con potere di interruzione a campo ridotto. Questi fusibili sono in grado di interrompere correnti solo per un determinato multiplo della corrente nominale ($4 \div 6 I_n$). Non si definiscono pertanto I_{nf} e I_f . Tali fusibili non sono indicati per la protezione da sovraccarico.

Per classificare ulteriormente i fusibili, si introduce il concetto di “*categoria di utilizzazione di una cartuccia*”, ossia lo scopo per il quale un determinato fusibile è utilizzato. Si hanno così:

- **Fusibili gG**: fusibili tipo “g” per uso generale. È individuato dalla sola corrente nominale I_n ;
- **Fusibili gM**: fusibili tipo “g” per la protezione di circuiti che alimentano motori. È individuato univocamente dalla corrente nominale I_n e dal valore I_{ch} che indica il tipo di caratteristica $I - t$ del fusibile;
- **Fusibili aM**: fusibili tipo “a” per la protezione di circuiti che alimentano motori. È individuato dalla sola corrente nominale I_n .

I fusibili sono anche caratterizzati dal **potere di interruzione nominale** I_{pi} , ma tale valore è generalmente molto al di sopra delle correnti di cortocircuito riscontrabili negli impianti comuni. Le norme prescrivono, tra l'altro, che fusibili fino a 500 V devono avere un $I_{pi} \geq 50 \text{ kA}$.

I fusibili agiscono come **limitatori di corrente** in quanto, a partire da un determinato valore di sovracorrente istantanea, iniziano a fondere riducendo, di fatto, il valore di corrente di picco di cortocircuito e, con essa, le sollecitazioni termiche ed elettrodinamiche che comporta.

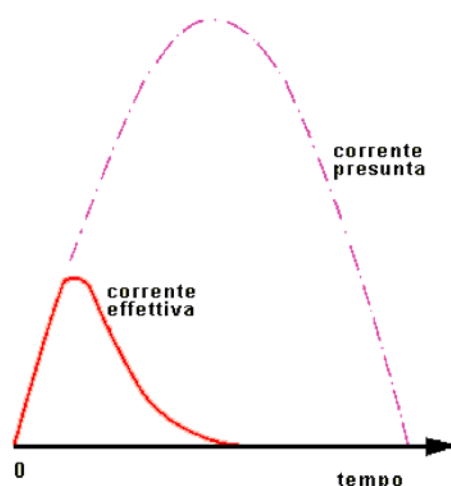


Figura 45 - Effetto limitatore del fusibile.

In definitiva i fusibili costituiscono una economica alternativa agli interruttori, risultando in taluni casi anche tecnicamente superiori. Un elenco di pro e contro è disponibile nel §2.8.3.2. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume II.

Combinazione interruttore e fusibile: protezione di back-up

Combinando linearmente l'azione degli interruttori e dei fusibili, è possibile usufruire dei vantaggi di entrambi. Affinché fusibile e interruttore siano coordinati tra loro è sufficiente che la curva dei tempi di fusione del fusibile:

1. abbia un andamento superiore al punto di intersezione tra curva magnetica e curva termica dell'interruttore;
2. stia al di sotto del ritardo di apertura dell'interruttore in prossimità del valore del potere di interruzione nominale I_{pi} dell'interruttore.

In questo modo il fusibile protegge l'interruttore in caso di apertura di una corrente di cortocircuito più elevata dell' I_{pi} dell'interruttore stesso.

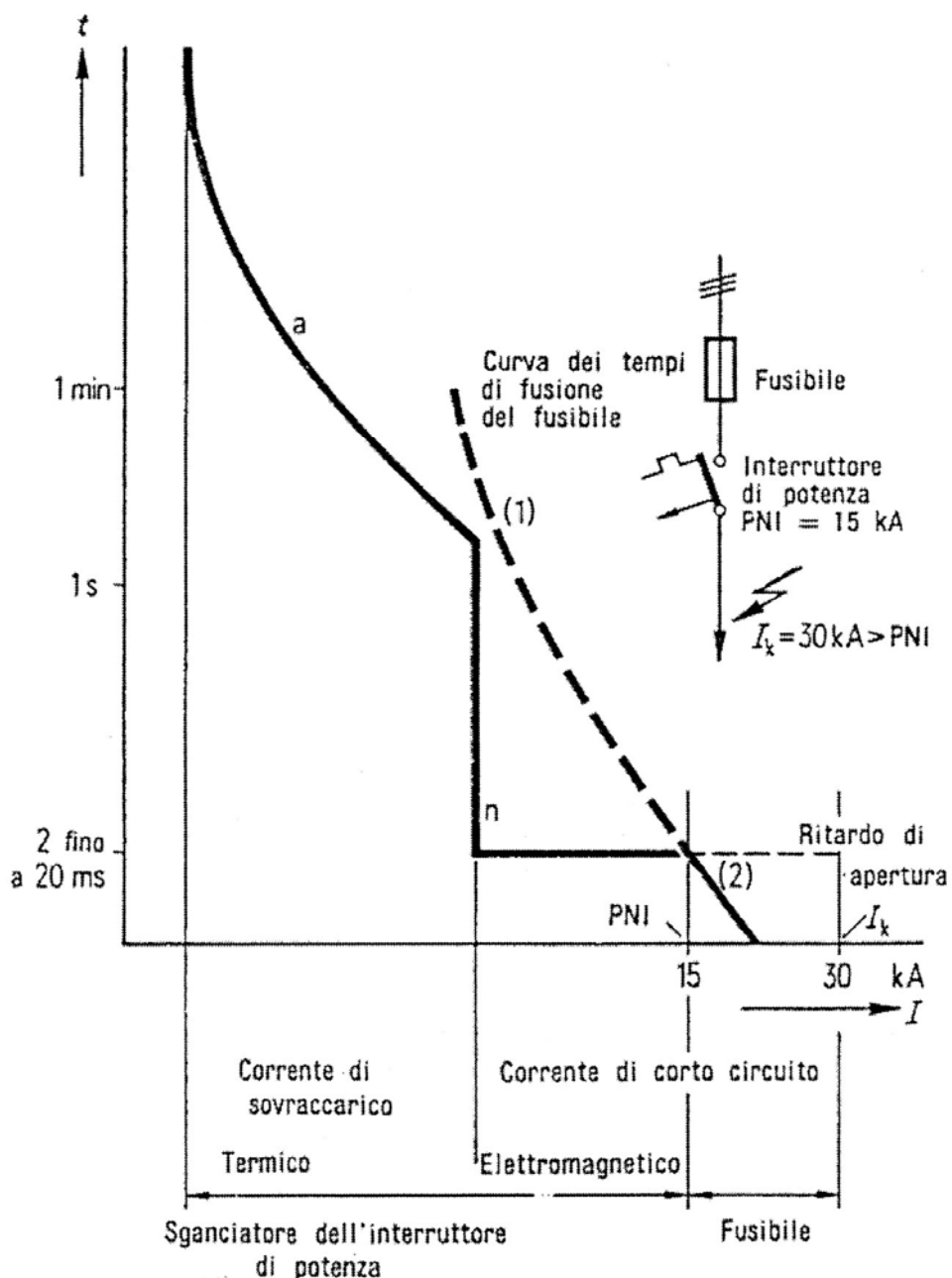


Figura 46 - Protezione di back-up.

2.3.2. Coordinamento delle protezioni

2.3.2.1. Protezione da sovraccarico

Il principio base nella protezione da sovraccarico, consiste nell'installare un dispositivo di protezione che abbia una corrente nominale I_n inferiore alla portata del cavo I_z che deve proteggere e, naturalmente, maggiore o uguale alla corrente di impiego I_B :

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

Dal momento che il sicuro intervento per sovraccarico si ha soltanto per $I_f = \mu \cdot I_n$ è necessario che sia rispettata la condizione

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Il coefficiente 1,45 è stato stabilito in sede internazionale e deriva dal compromesso tra l'efficiente protezione e l'aspetto economico. Si noti che per gli interruttori domestici per cui $\mu = 1,45$, si ha che $I_n = I_z$. Per i fusibili, invece, affinché la condizione sia rispettata è necessario che sia rispettata la condizione $I_n \leq \frac{1,45}{1,6} I_z$.

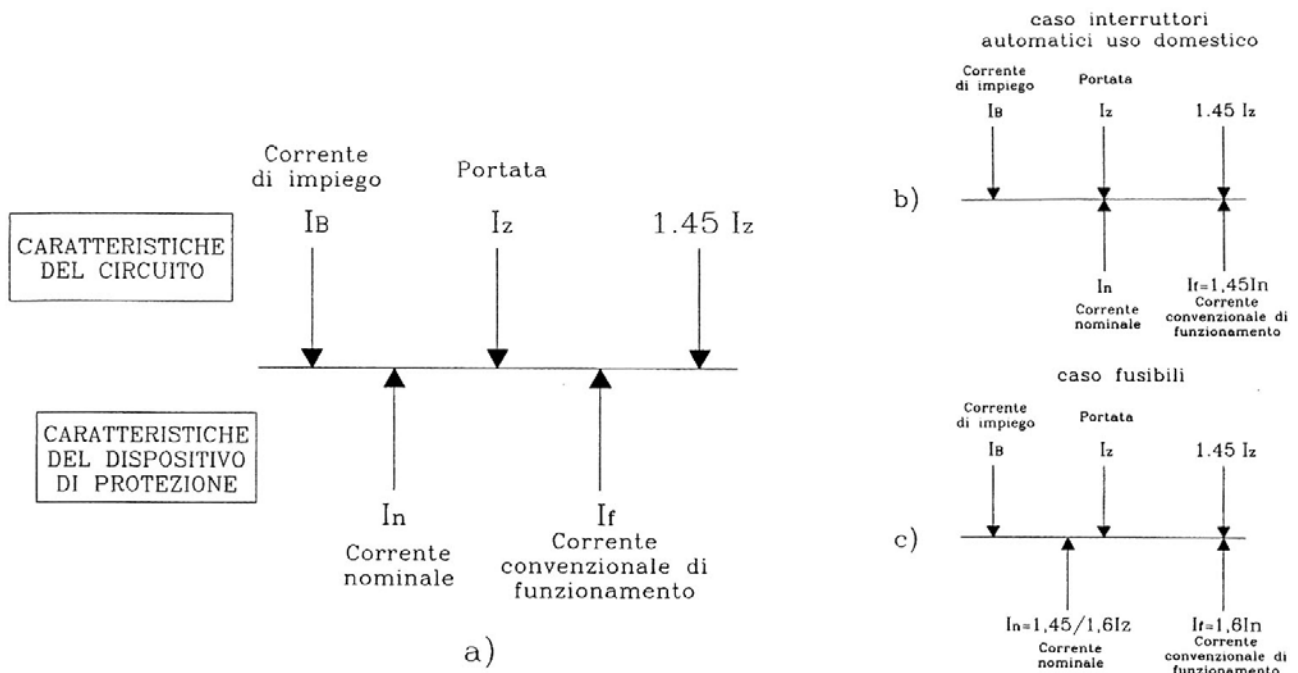


Figura 47 - Protezione contro i sovraccarichi. a) caso generale; b) caso di interruttori automatici ad uso domestico; c) caso dei fusibili.

2.3.2.2. Protezione da cortocircuito

Si consideri un circuito caratterizzato dalle correnti di cortocircuito minima $I_{cc,min}$ (cortocircuito lontano) e massima $I_{cc,max}$ (cortocircuito vicino). Detti

- t_i il tempo di interruzione dell'interruttore;
- I_{pi} il potere d'interruzione dell'interruttore;
- I_m la corrente minima d'intervento dell'interruttore;
- $K^2 S^2$ la massima energia specifica passante relativa al cavo in esame;

si ha che devono essere verificate le seguenti relazioni:

$$I_{pi} > I_{cc,max}$$

$$I_m < I_{cc,min}$$

$$t_i \leq \frac{K^2 S^2}{I_{cc,max}^2}$$

Se il dispositivo di protezione è un fusibile la condizione su I_m decade in quanto non definibile.

Nella pratica, una volta scelto un dispositivo di protezione con l'adeguata I_n e I_{pi} , gli altri parametri restano assegnati. Dato il cavo di sezione S , dunque, si può definire la massima lunghezza l_{max} oltre il quale risulta $I_{cc,min} < I_m$ per cui il cavo non viene protetto. Tale lunghezza può essere calcolata a partire dalla formula viste nel 2.2.2.4. Correnti caratteristiche di cortocircuito dei componenti degli impianti elettrici (circuiti multipolari) che si riporta qui per chiarezza:

$$I_{cc,3\phi} = \gamma_{20} \frac{S}{l} U$$

È dunque possibile scrivere, in corrispondenza di $I_{cc,min}$:

$$l_{max} = \frac{\gamma_{20}}{w} \cdot \frac{q \cdot U \cdot S}{I_{cc,min}}$$

Dove si ricorda che $q = c_{min}/c_{max}$ e $w = R_{max}/R_{min}$. Tale equazione vale per guasto trifase. Nel caso in cui si abbia guasto fase-neutro, la lunghezza massima protetta l'_{max} è pari a

$$l'_{max} = \frac{l_{max}}{m}$$

Dove $m = 2$ nel caso di neutro con sezione pari alla fase ed $m = 3$ nel caso di neutro con sezione dimezzata rispetto alla fase.

Per un approfondimento con tabelle applicative si faccia riferimento all'appendice A3

2.3.2.3. Protezione da cortocircuito minimo con arco

Negli impianti BT il cortocircuito minimo con arco può presentarsi in tre casi fondamentali:

- Cortocircuito serie;
- Cortocircuito fase-neutro.
- Cortocircuito fase-terra.

Quando il cortocircuito si presenta con arco, la corrente può essere sensibilmente inferiore a quella presunta per guasto franco. In caso di arco si possono manifestare i seguenti scenari:

- Il guasto evolve fino a raggiungere impedenza nulla, cioè guasto franco;
- Il l'arco si spegne prima il guasto raggiunga impedenza nulla. In tal caso
 - Il circuito resta aperto, anche solo parzialmente, per fusione di uno o più conduttori nel punto di guasto;
 - Il circuito rimane intensione e localmente si ha un deterioramento dell'isolante.

Tra i provvedimenti che si possono prendere per la protezione dal cortocircuito minimo con arco si distinguono

- **protezione generale:** basata sul criterio della massima energia specifica passante;
- **protezione locale:** che si distingue in due tipologie di approccio: **probabilistico** e **deterministico**.

Protezione generale

È necessario garantire che la I^2t lasciata passare dall'interruttore prima dell'apertura sia inferiore all'energia massima tollerata dal cavo K^2S^2 . A tal fine i produttori di interruttori forniscono curve di energia specifica in modo da rendere agevole un confronto con la massima energia specifica passante ammissibile per il cavo, come mostrato in figura:

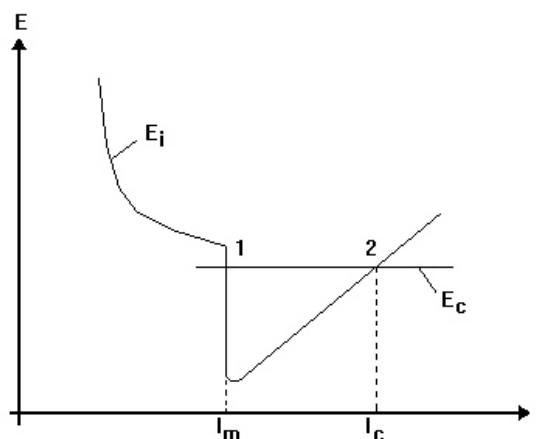


Figura 48 - Energia specifica passante di un interruttore e di un cavo.

In figura, l'intervallo ammissibile di correnti di cortocircuito (zona protetta) è compreso tra I_m e I_c , pertanto il minimo valore di cortocircuito, anche con arco, deve risultare maggiore di I_m affinché la condizione venga rispettata. Qualora il punto 1 si trovasse al di sopra dell'intersezione tra intervento magnetico e termico, qualsiasi valore di $I_{cc} < I_c$ provocherebbe l'apertura e il circuito sarebbe quindi protetto ma solo nei riguardi dell' I^2t (surriscaldamento del cavo).

Protezione locale probabilistica

Per garantire la protezione dal guasto minimo con arco, si opta per impostare la soglia d'intervento magnetica ad un valore inferiore di un fattore h alla corrente minima di cortocircuito franco, ossia:

$$I_m < h \cdot I_{cc,min}$$

In generale si ha che h è compreso tra $0,45 \div 0,78$, ed è tanto più alto quanto più il fattore di potenza del circuito è prossimo all'unità.

Protezione locale deterministica

Un misura protettiva deterministica consiste nel convertire forzatamente i guasti in guasti franchi fase-terra (o di tipo misto). Tale obiettivo è raggiungibile con l'ausilio di cavi tipo GFFC *Ground Fault Forced Cable*. Tali cavi presentano uno schermo attorno ciascuna fase: i guasti con arco, anche quelli serie, danneggiando l'isolante evolvono rapidamente in un guasto fase-terra attraverso lo schermo della fase danneggiata. Il guasto viene pertanto aperto da un opportuno dispositivo di protezione differenziale.

2.3.2.4. Protezione dei motori

Le cause che originano sovraccarichi termici dei motori sono molteplici, in particolare:

- variazioni delle condizioni nominali di esercizio, quali coppia resistente, numero di inserzioni, tempi di avviamento e frenatura, tensione e frequenza di rete;
- marcia monofase;
- rotore bloccato in avviamento o blocco del rotore in funzionamento;
- aumento della temperatura ambiente;
- ventilazione ostacolata.

Un dispositivo di protezione deve quindi soddisfare le seguenti condizioni:

- intervenire rapidamente in caso la temperatura limite del motore viene superata;
- intervenire rapidamente in caso di cortocircuito;
- non intervenire se il motore marcia a potenza nominale;
- deve lasciar passare le sovracorrenti di inserzione e frenatura;
- consentire lo sfruttamento della sovraccaricabilità ammissibile dalle norme;
- intervenire rapidamente in caso di mancanza di una fase.

La protezione magnetica di un interruttore deve essere tarata affinché in nessun caso esso possa intervenire a causa delle correnti di inserzione. In genere è regolabile tra 8 e 14 volte la corrente nominale (si ricorda che in avviamento si ha circa $6 I_n$).

Analogamente la caratteristica termica deve essere sufficientemente ritardata da consentire l'avviamento. Si noti che, in caso di mancanza di una fase, il relè termico interviene con ritardo supplementare (definito dalle norme) del 10%: ciò è dovuto al fatto che viene a mancare la "spinta" di una delle tre lamine bimetalliche sul dispositivo di sgancio, pertanto l'apertura avviene più in ritardo rispetto al caso di sovraccarico trifase.

Alcuni relè effettuano un controllo sulla tensione di rete. Quando essa scende al di sotto del 35% della nominale, distaccano il motore per evitarne il surriscaldamento.

Il comando e la manovra dei motori vengono in genere effettuati per mezzo di **contattori** o **teleruttori**, dispositivi controllabili a distanza in grado di stabilire e interrompere correnti di carico un numero molto elevato di volte. La loro identificazione avviene per mezzo di una sigla che ne caratterizza il campo di utilizzo. Le norme definiscono anche 6 classi di contattori differenziati dal numero di cicli orari previsti, rispettivamente 6, 12, 30, 120, 300 o 1200 cicli/ora. Ulteriori informazioni sui teleruttori sono disponibili in appendice A5

Infine, per un approfondimento sulla protezione dei motori asincroni (Schneider) si faccia riferimento all'appendice A1

2.3.2.5. Selettività delle protezioni – circuiti radiali

Nei circuiti radiali si ha **selettività** quando qualsiasi guasto viene eliminato dall'interruttore immediatamente a monte e da lui solo.

Si ha **selettività totale** quando tale condizione è vera per tutti i valori di sovracorrente inferiori a $I_{cc,max}$ nel punto considerato; si ha **selettività parziale** o **limitata** in caso opposto.

Si distinguono due tipi di selettività:

- **Amperometrica**: realizzata basata sui livelli di taratura dei relè. Tale selettività, anche nella migliore delle ipotesi, è solamente parziale. Infatti le soglie $I_{cc,min}$ e $I_{cc,max}$ del dispositivo a valle sono certamente comprese in quelle (maggiori) del dispositivo a monte, pertanto si avrà sempre una sovrapposizione delle curve nella zona $I_{cc,min} \div I_{cc,max}$ del dispositivo a valle.
- **Cronometrica**: realizzata tramite apertura ritardata degli interruttori a monte rispetto agli interruttori a valle. La maggior parte delle protezioni è basata su questo criterio che comporta lo svantaggio di avere protezioni sempre più ritardate man mano che ci si sposta verso l'alimentazione. I massimi tempi di ritardo possono essere dell'ordine di 0,5 s, dal momento che gli scarti tra un gradino e il successivo devono essere di almeno 50 ÷ 100 ms (per tenere conto dei tempi propri di apertura), è bene non prevedere in serie più di quattro dispositivi (l'ultimo con scatto istantaneo) per evitare ritardi eccessivi.

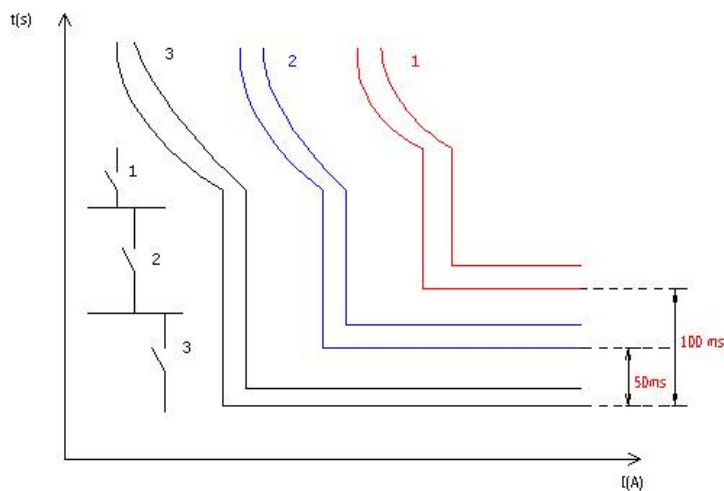


Figura 49 - Curve di selettività cronometrica e amperometrica per un impianto di distribuzione a tre livelli.

Altre tecniche di selettività fanno ricorso a **segnali di blocco logico**, inviati dagli interruttori a valle per inibire lo scatto di quelli a monte. In questo modo la prima soglia (istantanea) interviene solo quando il relè non è logicamente bloccato dal relè subito a valle e tutti i livelli dell'impianto sono in grado di aprire un guasto istantaneamente. In caso un interruttore a valle non dovesse (guasto dell'interruttore), gli interruttori a monte intervengono ugualmente su selettività cronometrica, insensibile ai blocchi logici.

2.3.2.6. Selettività delle protezioni – circuiti ad anello

Per garantire la selettività e la rapidità d'intervento in caso di guasto in una rete ad anello chiuso, sono installate in ogni cabina **protezioni di massima corrente** e **di terra direzionali** (ANSI 67 e 67N). Ogni protezione interviene soltanto se il guasto è visto in direzione linea e viceversa, è inibita in caso di guasto in direzione sbarra.

Tale accorgimento è coadiuvato da una temporizzazione scalare “incrociata”. Si consideri un anello AB che alimenta n cabine elettriche C_1, C_2, \dots, C_n . Normalmente si limita il massimo ritardo di intervento della protezione a 1 s. Dal momento che l'anello è diviso in $k = n + 1$ tratte, il Δt da imporre tra una protezione e l'altra è al più pari a

$$\Delta t \leq \frac{1}{k}$$

La necessità di un intervento rapido spingerebbe ad abbassare Δt , ma è necessario tenere in considerazione la velocità di apertura degli interruttori.

Per superare tale limite è possibile ricorrere alla selettività logica, i relè direzionali che “vedono” un guasto verso la linea, inviano un segnale di blocco logico al relè direzionale immediatamente a monte. In questo modo è possibile ridurre i tempi di intervento minimi a 100 ms in tutte le tratte dell'anello, mantenendo la selettività cronometrica come backup.

Per un approfondimento sulla protezione delle reti radiali, ad anello, ed altri tipologie di configurazione si veda l'appendice A7.

3. Ecoprogettazione ed etica energetica

3.1. Cabine elettriche di trasformazione

Per cabina elettrica di trasformazione si intende il complesso di conduttori, apparecchiature e macchinario impiegato per realizzare la trasformazione del valore di tensione.

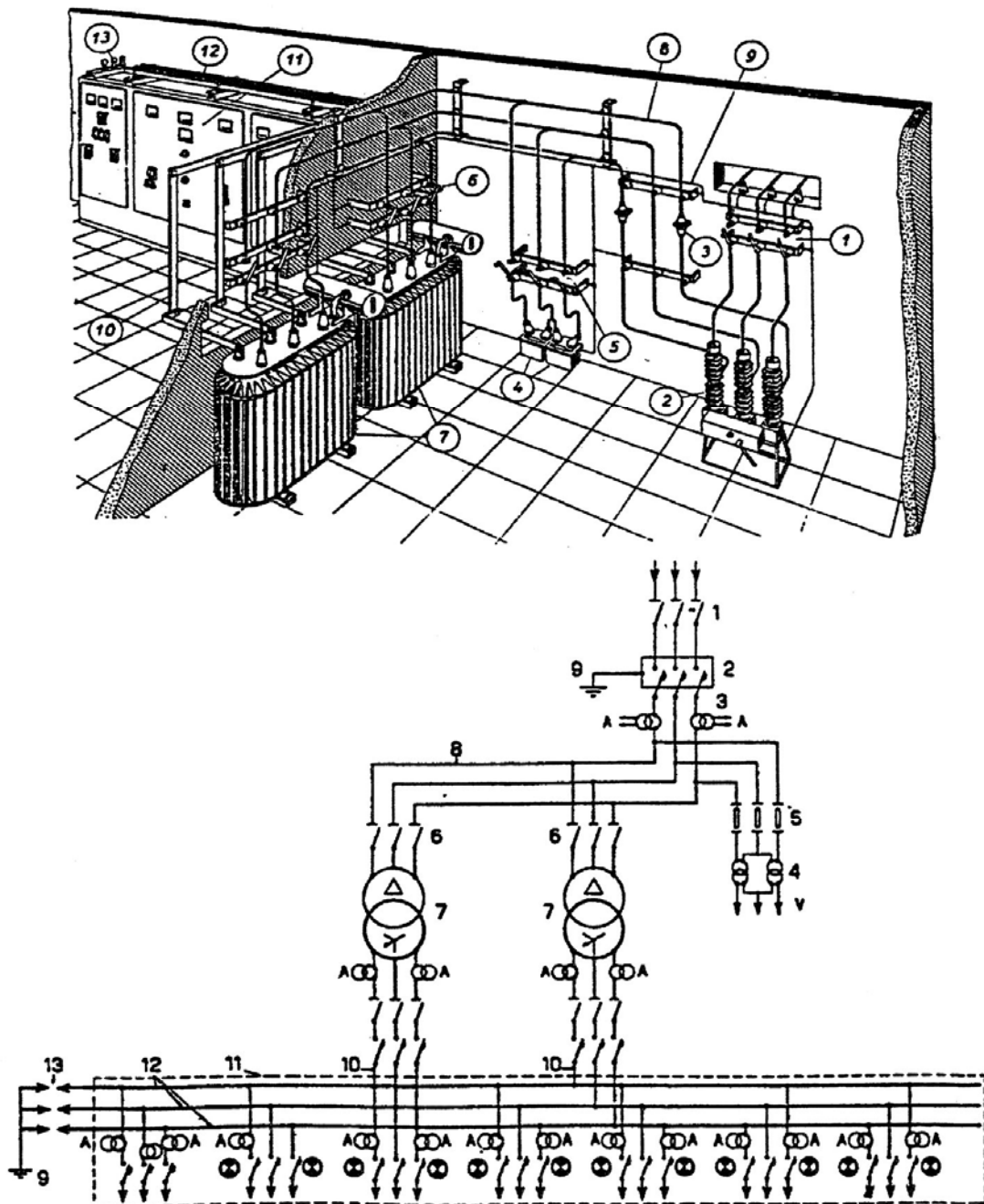


Figura 50 - Schema elettrico e rappresentazione di una cabina di trasformazione (datata, ma con valore didattico). 1) Sezionatore di alimentazione; 2) Interruttore automatico MT; 3) Riduttori di corrente per gruppi di misura e di controllo; 4) Riduttori di tensione; 5) Sezionatori - fusibili di protezione dei TV; 6) Sezionatori - Fusibili di alimentazione dei trasformatori; 7) Trasformatori di potenza; 8) Circuito di alta tensione; 9) Circuito di terra; 10) Circuito di bassa tensione; 11) Quadro di parallelo e distribuzione; 12) Sbarre BT; 13) Scaricatori di sovratensione.

3.1.1. I trasformatori

Le **taglie** dei trasformatori hanno valori normalizzati, per cui la potenza totale installata P_i risulta maggiore di quella di progetto P_B . In generale, per ragioni di sicurezza e per far fronte a carichi non aspettati o squilibri, si richiede che

$$P_i \geq 1,2 \cdot P_B$$

La serie di potenze nominali deriva dalla serie di Rénard R5 (alcuni costruttori producono trasformatori con taglie che seguono la R10).

Fino a 400 kVA di tende ad installare **una sola unità**. Ciò consente di:

- Ridurre il costo;
- Semplificare lo schema della cabina e quindi ridurre il costo della stessa;
- Diminuire gli ingombri della cabina.

Per contro, l'impiego di **più trasformatori in parallelo** permette di:

- Mantenere, in parte, il servizio in caso di guasto ad un trasformatore;
- Ridurre il valore della corrente di cortocircuito tenendo separati i trasformatori, e quindi ridurre il costo delle apparecchiature di protezione e manovra lato BT;
- Ridurre il valore della corrente di inserzione potendo inserire i due trasformatori in due istanti temporali diversi;
- Consentire un servizio a potenza ridotta (e.g. notturno) mantenendo attivo una sola unità;
- Far fronte allo sviluppo dell'impianto alimentato, inserendo ulteriori trasformatori in parallelo, laddove lo spazio in cabina lo consenta (sia stato previsto in fase progettuale).

Come noto i trasformatori possono essere **sovraccaricati** a scapito di una riduzione della loro vita utile. Dal punto di vista pratico è utile ricordare la **regola di Montsinger**: *la vita utile dell'isolante si riduce alla metà per un incremento (permanente) della temperatura dell'ordine di $6 \div 7$ °C*. È quindi evidente che non conviene sovraccaricare il trasformatore per periodi di tempo considerevoli. Alcuni trasformatori sono equipaggiati con sistemi di raffreddamento supplementari che possono essere attivati nel caso sia necessario sovraccaricare la macchina (e.g. nel caso di manutenzione della macchina gemella in parallelo). Ad esempio i trasformatori ad olio possono essere dotati di tre modalità di raffreddamento: ONAN, ONAF e OFAF, utilizzate rispettivamente per nessun sovraccarico, 33% e 66% di sovraccarico.

I trasformatori utilizzati sono **in olio** o **a secco**. Le macchine in olio sono meno costose, ma se il peso dell'olio è superiore a 500 kg devono essere previste vasche di raccolta e muri tagliafuoco.

I trasformatori sono caratterizzati dai seguenti **dati di targa**: tensione primaria e secondaria, frequenza nominale, potenza apparente nominale, tensione di cortocircuito, collegamento degli avvolgimento, perdite, livello di isolamento (continuo e impulsivo). Nelle costruzioni normali, le **prese primarie di regolazione** della tensione sono cinque ($0, \pm 2,5\%, \pm 5\%$).

Qualora necessario, l'installazione di uno **scaricatore di sovratensione** in ingresso al trasformatore è sempre giustificato, visto il costo relativamente basso rispetto all'apparecchiatura protetta.

3.1.2. Layout di sottostazione

3.1.2.1. Layout MT

L'**obiettivo** della progettazione di una cabina è garantire continuità di servizio e qualità della tensione, considerando anche efficienza e sicurezza del sistema elettrico.

Al fine di definire lo schema di una cabina occorre analizzare **esigenze di sicurezza, regole tecniche per la connessione** alla rete (CEI 0-16) e le **problematiche di inserzione e disinserione dei trasformatori**.

Esigenze di sicurezza

Per eseguire manutenzione elettrica è necessario seguire una precisa procedura operativa volta a garantire la sicurezza delle operazioni. Tale procedura consiste nei seguenti passi:

1. Identificare la zona di lavoro (Working Zone WZ) e tutti gli interruttori di sorgente;
2. Sezionare completamente la WZ;
3. Verificare che l'impianto sia fuori tensione (verificare preliminarmente che lo strumento utilizzato per verificare l'assenza di tensione funzioni);
4. Eseguire la messa a terra ed in cortocircuito;
5. Assicurarsi contro la richiusura (Safety Locking);
6. Isolare le eventuali parti attive adiacenti per mezzo di dispositivi di protezione.

Regola tecnica di connessione

I principali schemi di inserimento sulla rete pubblica si distinguono in

- Inserimenti su linee esistenti:
 - In entra-esce;
 - In derivazione rigida a T;
- Inserimento in antenna su stazioni e cabine primarie esistenti.

La sezione MT dell'impianto deve sempre contenere l'**interruttore generale** ed il **sezionatore generale** (oppure **interruttore estraibile**), posti a valle del punto di consegna e destinati a separare completamente l'impianto dell'utente dalla rete.

La normativa distingue tra:

- **Sistema di protezione generale SPG**: sistema di protezione composto da
 - Protezione generale (relè) PG;
 - TA: posti a valle del PG, o a monte se di tipo toroidale;
 - TO (= TA omopolari): posti a monte del PG.
 - TV: possono essere installati a monte del PG (necessari fusibili di protezione) o a valle;
- **Dispositivo generale di utente DG**: apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura è comandata dal SPG ed assicura la separazione dell'intero impianto.

Il PG comprende le seguenti protezioni (i valori numerici sono solo di riferimento):

- la **protezione di massima corrente di fase** a tre soglie, di cui una tempo dipendente:
 - $I >$ (ANSI 51.1): protezione per sovraccarico;
 - $I >>$ (ANSI 51.2.): ritardata, $250 A - 500 ms$;
 - $I >>>$ (ANSI 50): istantanea, $600 A - 170 ms$.

È evidente che sussistono i seguenti **vincoli di selettività**:

$$1,2 \cdot I_z < I_{51.2} < 0,8 \cdot I_{cc,min}$$

$$1,3 \cdot I'_{cc,BT} < I_{50} < 2 \div 4 I_z$$

Dove $I'_{cc,BT}$ è la corrente di cortocircuito BT dei trasformatori riportata lato MT.

- la **protezione di massima corrente di terra** a due soglie (ANSI 50N/51N):
 - $I_o >$ (ANSI 51N): ritardata, $2 A - 170 ms$ se neutro isolato o $450 ms$ se neutro compensato;
 - $I_o >>$ (ANSI 50N): istantanea, $120 A - 120 ms$.
- la **protezione direzionale omopolare** (ANSI 67N): se il contributo della corrente capacitiva per guasto monofase è maggiore dell'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore, si sostituisce alla 51N la 67N a due soglie:
 - prima soglia: $I_0 = 2 A; U_0 = 2 V; \varphi = 60^\circ \div 120^\circ; t = 170 ms$;
 - seconda soglia: $I_0 = 2 A; U_0 = 5 V; \varphi = 60^\circ \div 250^\circ; t = 450 ms$.

Si veda la tab. 3.2. pag. 15 del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume III, per un esempio di tarature per le protezioni in reti MT con neutro isolato.

Problematiche di inserzione e disinserzione dei trasformatori

Le due principali problematiche relative alla manovra dei trasformatori sono:

- **Inserzione**: quando l'inserzione non è effettuata per mezzo di un sincronizzatore (che chiude l'interruttore quando la tensione passa per il valore massimo, tale da far partire il flusso di macchina da zero), si possono verificare sovracorrenti dell'ordine di $10 \div 12$ volte la corrente nominale. Le protezioni devono quindi essere tarate in modo tale da lasciar passare tale corrente per una durata di circa $0,1 s$. Per un approfondimento sul fenomeno dell'inserzione si veda il cap. 2.3. degli [appunti di macchine elettriche](#).
- **Disinserzione a vuoto**: nel caso in cui il trasformatore stia lavorando a vuoto, l'apertura dell'interruttore di macchina, dimensionato per aprire importanti correnti di cortocircuito, è in grado di forzare bruscamente la piccola corrente di magnetizzazione a zero (per il cosiddetto "strappamento dell'arco" nella camera d'interruzione), provocando una forte sovratensione (tensione di ritorno) che da luogo a riadescamenti multipli e danneggiamento all'isolante. Per evitare tale problema si ricorre a interruttori di tipo autosoffiante, in cui l'effetto estinguente è proporzionale alla corrente, evitando così lo strappamento dell'arco. Per un approfondimento sul fenomeno dell'inserzione si veda il cap. 7.2.3. degli [appunti di impianti elettrici](#).

3.1.2.2. Layout BT

Il **circuito BT** in una cabina è composto dal complesso di conduttori che connettono il trasformatore ai morsetti dell'interruttore di macchina sul quadro generale.

Tipicamente vengono usate sbarre in rame calcolate per sopportare il funzionamento in regime anomalo, sforzi elettromeccanici e termici compresi.

Sotto il profilo elettrico si cerca di ottenere una distribuzione di corrente all'interno delle sbarre più uniforme possibile, obiettivo al quale si contrappongono due fenomeni:

- **Effetto Kelvin** (o effetto pelle): per cui si ha un addensamento di densità di corrente alla periferia di un conduttore, con conseguente aumento della resistenza delle sbarre rispetto alla resistenza in corrente continua.
- **Effetto di prossimità**: dovuto alla vicinanza tra conduttori diversi. Per ridurre al massimo la reattanza che ne consegue è opportuno alternare conduttori appartenenti a fasi diverse (trasposizione) e collocarli alla minima distanza l'uno dall'altro. Nel caso di conduttori rettangolari di dimensioni $a \times b$ di lunghezza l e posti a distanze D_1, D_2, D_3 , detto raggio medio $r_m = 0,224 \cdot (a + b)$ e distanza media $D_m = \sqrt{D_1 D_2 D_3}$, la reattanza X_b per carico equilibrato è pari a

$$X_b = 0,145 \cdot l \cdot \log_{10} \left(\frac{D_m}{r_m} \right) \cdot 10^{-3} \quad [\Omega]$$

Nella pratica le sbarre omnibus sono realizzate in officina in tronconi sagomati che devono essere giuntati in fase di montaggio. Tale giuntura è sempre associata ad una **resistenza di contatto** che, per quanto modesta è fonte di cadute di tensione e surriscaldamenti localizzati. Per ridurre tali inconvenienti è opportuno aumentare la superficie di contatto e verificare il serraggio dei giunti. Tale verifica può essere facilmente effettuata con una fotocamera termica.

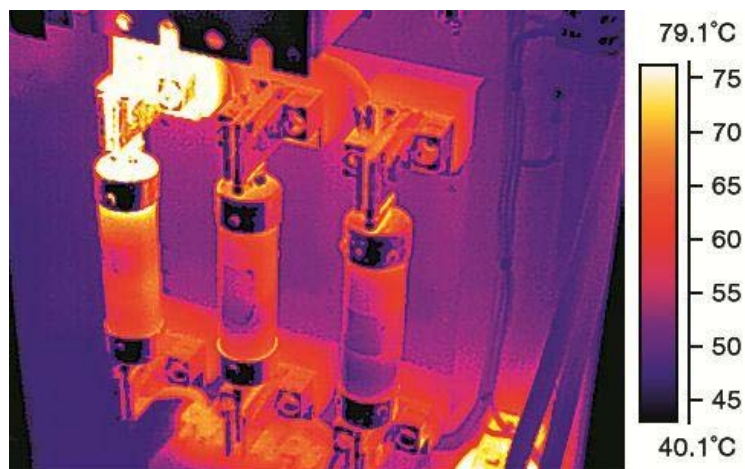


Figura 51 - Immagine termica di una terna di fusibili. Si nota un surriscaldamento di uno dei contatti causato da un cattivo serraggio del contatto stesso.

3.1.3. Sforzi elettrodinamici

Nel circuito BT è importante tenere conto degli **sforzi elettrodinamici** conseguenti a cortocircuiti, valutando le deformazioni delle sbarre e le sollecitazioni sugli isolatori.

La **forza di repulsione** per metro lineare tra due conduttori percorsi da una corrente di cortocircuito (dovuta ad esempio a un guasto monofase) è pari a:

$$F' = 0,16 \cdot \frac{I^2}{d} \left[\frac{kg}{m} \right]$$

Dove d è la distanza tra i conduttori in metri, e I la corrente di cortocircuito in kA . È facile verificare che si può giungere a **svariate centinaia di chili** nei normali casi di cortocircuito.

La sbarra può essere approssimata ad una trave con più appoggi che può quindi deformarsi come in figura:

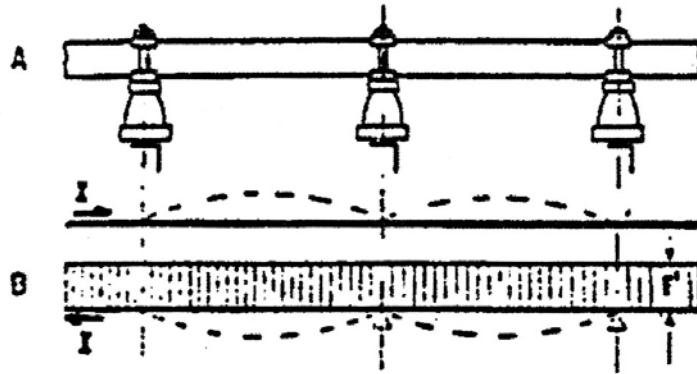


Figura 52 - Deformazione di una sbarra su appoggi.

Ai fini pratici, l'unico sforzo importante è la flessione. La fibra di materiale più lontana dal baricentro sarà soggetta ad un **momento flettente** tale da provocare uno sforzo flettente σ_f pari a

$$\sigma_f = \frac{M}{J} y$$

Dove

- M è il momento flettente al quale la sezione è sottoposta. Si ricorda che per una trave appoggiata agli estremi lunga l sottoposta ad uno sforzo uniformemente distribuito F' si ha

$$M = \frac{F' l^2}{8}$$

- J è il momento d'inerzia della sezione rispetto all'asse neutro. Per una sbarra rettangolare di sezione $b \times h$, sollecitata perpendicolarmente ad h si ha

$$J = \frac{bh^3}{12}$$

- y è la distanza dall'asse della fibra più sollecitata. Per una sbarra rettangolare si ha

$$y = \frac{b}{2}$$

La sollecitazione σ_f deve essere molto **inferiore al carico di rottura**, meglio se inferiore alla sollecitazione di snervamento.

Si tenga presente che lo sforzo calcolato vale in corrente continua. A 50 Hz lo **sforzo** presenta una **componente costante** ed una **componente alternativa a frequenza doppia** (100 Hz). È evidente, infatti, che esprimendo la corrente come

$$I = I_m \sin(\omega t)$$

La sollecitazione F' diviene

$$F' = k \cdot I^2 = k \cdot I_m^2 \sin^2(\omega t) = \frac{k \cdot I_m^2}{2} (1 - \cos 2\omega t)$$

Dove è chiaramente distinguibile la componente costante e la componente a frequenza doppia. Una sbarra fissata agli estremi ha come **frequenza propria di risonanza** f_0 la quantità:

$$f_0 = 112 \sqrt{\frac{EJ}{pl^4}}$$

Dove

- E è il modulo di elasticità del materiale (kg/mm^2);
- J è il momento di inerzia (mm^4);
- p è il peso per unità lineare di conduttore (kg/mm);
- l è la lunghezza della sbarra (mm).

È importante, in fase di progettazione, definire l'interdistanza tra gli appoggi isolatori tale da evitare che la f_0 sia lontana da 100 Hz, ma anche da 50 Hz, per evitare la cosiddetta **falsa risonanza**, fenomeno simile alla risonanza dagli effetti meno nocivi ma comunque molto pericolosi.

Oltre ai calcoli sulle sbarre anche gli **appoggi isolatori** devono essere tali da sopportare gli sforzi meccanici dovuti alle sbarre. I costruttori forniscono i carichi di rottura dei supporti alla trazione, alla compressione alla flessione e alla torsione. Tali valori devono essere confrontati con i carichi risultanti dai calcoli elettromeccanici. Gli sforzi non devono essere superiori al 40% del carico di rottura degli isolatori.

3.2. Autoproduzione di energia elettrica

3.2.1. Generalità

Prima di analizzare i metodi impiegati per l'autoproduzione di energia elettrica è bene fare cenno alle problematiche dalle quali scaturisce la necessità di un'alimentazione in proprio.

La **qualità dell'alimentazione** e la sua **disponibilità** sono obiettivi che il distributore dell'energia elettrica è tenuto a rispettare. Nonostante ciò è possibile che tali requisiti vengano a mancare, come conseguenza di guasti o condizioni anomale d'esercizio.

Quando si parla di qualità dell'alimentazione ci si riferisce alle **caratteristiche della forma d'onda di tensione** fornita. Tali caratteristiche devono essere ben definite e costanti, ma possono essere disturbate da:

- Variazioni del **valore efficace**:
 - È **rapida** se è superiore al +15%, -18% della nominale per un massimo 0,5 secondi;
 - È **lenta** se inferiore al +10%, -8% della nominale per un tempo illimitato;
- Mancanza totale di tensione (**black-out**);
- Variazione della **frequenza** (oltre $\pm 0,5$ Hz);
- **Asimmetria** delle tensioni di fase (oltre $\pm 2,5\%$ in ampiezza e 4° in fase);
- **Distorsione armonica** (oltre il 14% della fondamentale e il 5% in contenuto armonico);
- **Buchi (dip)** o **impulsi (spike)**;
- Presenza di **componenti continue**.

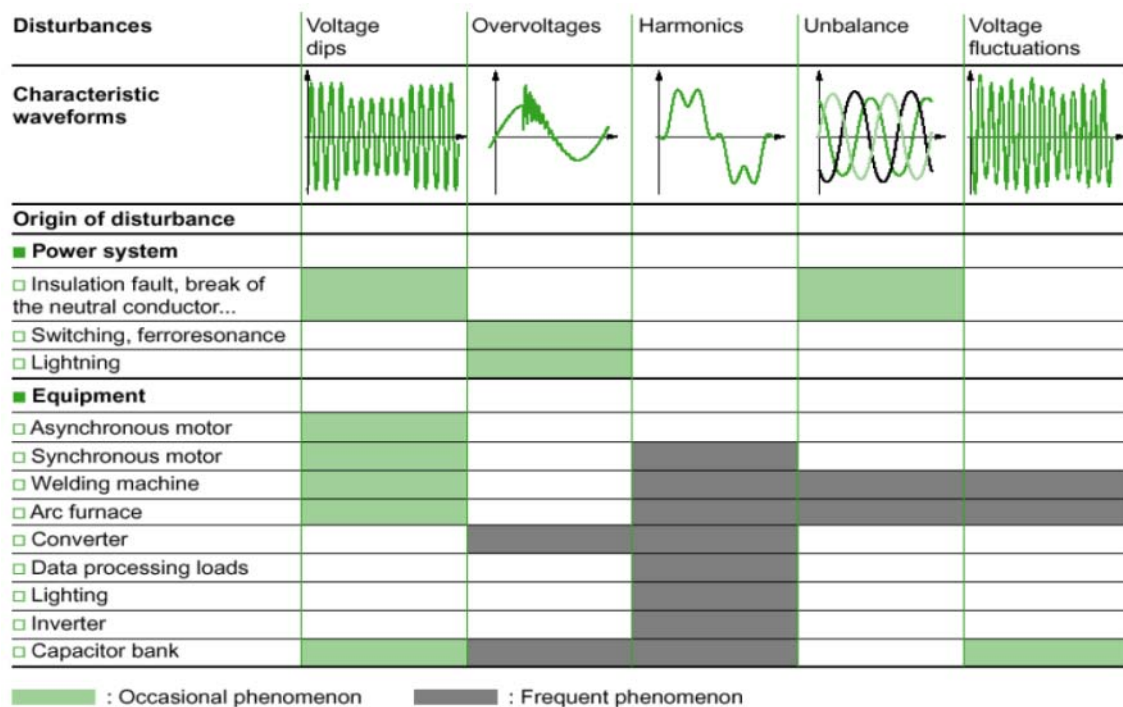


Figura 53 - Principali tipi di disturbi e loro cause caratteristiche.

A seconda del tipo di carico e dall'importanza che esso ricopre all'interno dell'impianto, è possibile classificare tutte le utenze in base alla loro sensibilità ai suddetti disturbi:

- **Utenze normali:** sono le utenze che non risentono in modo particolare dei disturbi, oppure è possibile fare a meno della loro funzione in caso, ad esempio, di mancanza di tensione.
- **Utenze privilegiate:** sono le utenze sensibili ai disturbi in rete (e.g. componenti elettronici), o che non possono subire un'interruzione dell'alimentazione. A tal proposito è necessario distinguere tre tipologie di alimentazione "privilegiata":
 - **Alimentazione di continuità:** è da adottarsi in quei casi il carico non può perdere l'alimentazione neppure per una frazione di millisecondo, come nel caso in cui il carico sia dotato di memoria e funzioni in tempo reale;
 - **Alimentazione di soccorso (short-break):** utilizzata nei casi in cui il carico tollera interruzioni dell'ordine di alcuni decimi di secondo, ad esempio l'illuminazione di sicurezza, o del campo operatorio in un ospedale.
 - **Alimentazione di emergenza:** nei casi in cui un'interruzione dell'ordine della decina di secondi è sopportabile, e.g. ascensori, UTA, cucine negli alberghi. L'alimentazione di emergenza si suddivide in :
 - **Alimentazione di sicurezza:** destinata alla salvaguardia delle persone;
 - **Alimentazione di riserva:** atta ad evitare danni economici.

Nel seguito si studieranno varie tipologie di sistemi per garantire l'alimentazione delle utenze privilegiate. In linea di massima si possono distinguere due tipologie di sistemi:

- Sistemi **dinamici** che utilizzano macchine rotanti (**gruppi elettrogeni**);
- Sistemi **statici** che utilizzano elementi elettronici di potenza (**UPS**).

Tali sistemi possono naturalmente essere combinati tra loro per unire i vantaggi di entrambe le tecnologie. Ad esempio si possono avere impianti che utilizzano gruppi statici per coprire l'alimentazione di soccorso e di emergenza, e gruppi dinamici per quella di emergenza.

Si ricorda, infine, che nel caso in cui l'impianto, o una parte di esso, preveda l'adozione di sistemi di autoproduzione di energia elettrica, i calcoli di cortocircuito devono tener conto di tutti i possibili assetti in cui l'impianto stesso può funzionare.

3.2.2. Sistemi di continuità

Un **gruppo di continuità assoluta**, per poter essere tale, deve necessariamente contare su un'alimentazione diversa da quella di rete anche nei casi in cui la rete sia presente e priva di disturbi. Si hanno, come visto nel § 3.2.1., due soluzioni: una **dinamica** ed una **statica**.

Soluzione dinamica

In condizioni normali la rete alimenta un motore elettrico M, sul cui asse sono calettati un generatore G, un volano V e, per mezzo di una frizione Fr, un motore primo D (tipicamente diesel, ma può essere anche una piccola turbina a gas). In condizioni normali si ha, dunque, una conversione elettrica/meccanica/elettrica.

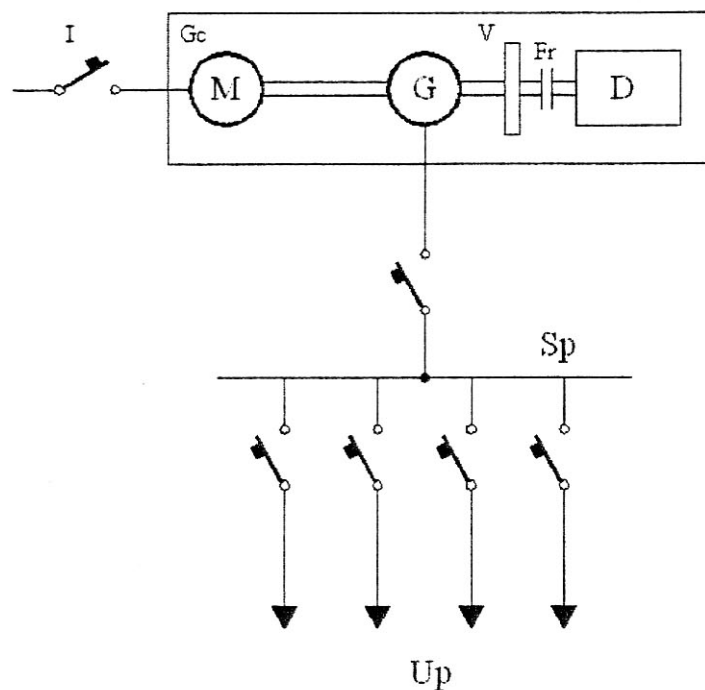


Figura 54 - Sistema di continuità assoluta dinamico.

Al cadere della tensione si apre l'interruttore I, il generatore è mantenuto in movimento per mezzo dell'energia cinetica accumulata nel volano che sopperisce alla mancanza del motore nel tempo in cui il motore D viene avviato ed agganciato al carico per mezzo della frizione Fr.

Si noti che se il sistema sopperisce ai soli disturbi transitori, il motore D non è previsto.

Dalla scelta del motore elettrico M dipenderanno le caratteristiche del sistema. È evidente come la velocità di un **motore sincrono**, essendo legata alla frequenza di rete, ne subisca al tempo stesso le medesime perturbazioni. Tuttavia tale motore sincrono può svolgere contemporaneamente funzione di motore primo per l'alimentazione privilegiata e funzione di rifasamento per il resto dell'impianto. Utilizzando un **motore asincrono**, invece, bisognerà tenere presente la dipendenza della velocità dal carico, nei limiti dello scorrimento, e della potenza reattiva che la macchina preleva dalla rete. La massima flessibilità si ottiene con i **motori in corrente continua**, che comportano, però, la nota delicatezza del sistema spazzole-collettore.

Soluzione statica

In condizioni normali la rete alimenta un ponte raddrizzatore R_d il quale provvede a mantenere la carica di un gruppo di batterie B e contemporaneamente fornisce potenza all'inverter Inv che alimenta i carichi. In condizioni normali si ha, dunque, una doppia conversione AC/DC/AC.

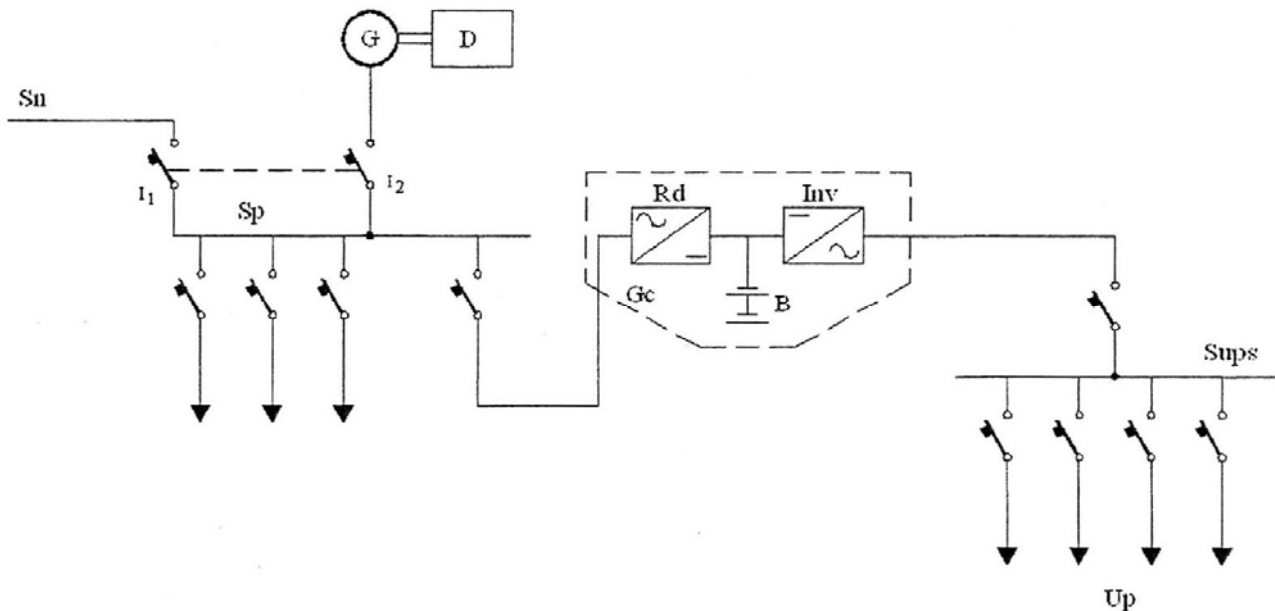


Figura 55 - Sistema di continuità assoluta statico.

Al mancare della tensione di rete, in fase transitoria, l'energia necessaria ai carichi privilegiati è fornita dal gruppo batterie. Al termine di tale fase, avviatosi il motore termico D si chiude l'interruttore I_2 e i carichi sono alimentati dal generatore G .

Il motore può essere dimensionato per alimentare solo i carichi privilegiati oppure l'intero impianto. Nel primo caso sarà necessario prevedere al distacco dei carichi normali (ad esempio mediante un interruttore di sbarra comandato da un relè di minima tensione).

In generale, per evitare il parallelo del generatore G con la rete, gli interruttori I_1 e I_2 devono essere interbloccati.

3.2.3. Alimentazione di soccorso

Le medesime strutture viste per l'alimentazione di continuità si prestano ad effettuare l'alimentazione di soccorso, con alcune modifiche.

Soluzione dinamica

In questo caso, il motore M funziona a vuoto e mantiene in rotazione il generatore G e il volano V.

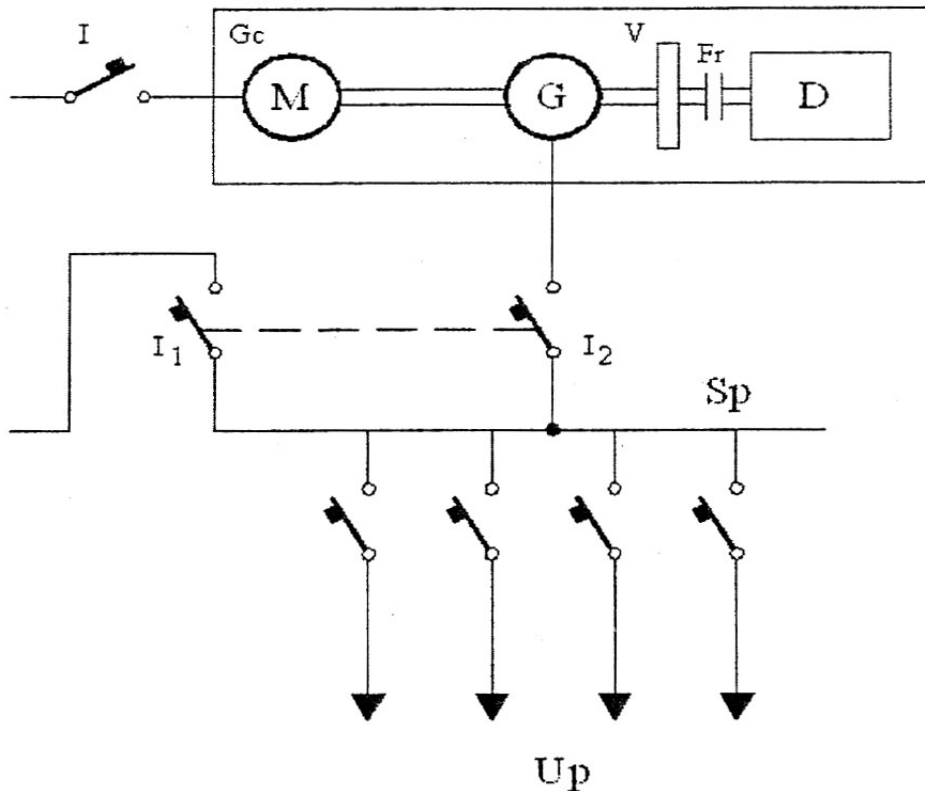


Figura 56 - Sistema di alimentazione di soccorso (short break) dinamico.

Al mancare della tensione di rete, gli interruttori I e I₁ vengono aperti, mentre I₂ si chiude con un lieve ritardo rispetto a I₁. In tale breve ritardo i carichi non sono alimentati. Chiuso I₂ il volano fornisce l'energia necessaria affinché il generatore possa alimentare il carico nel tempo in cui il motore D viene avviato.

Soluzione statica

In questo caso il gruppo statico è provvisto di un bypass AC/AC (e.g. un triac).

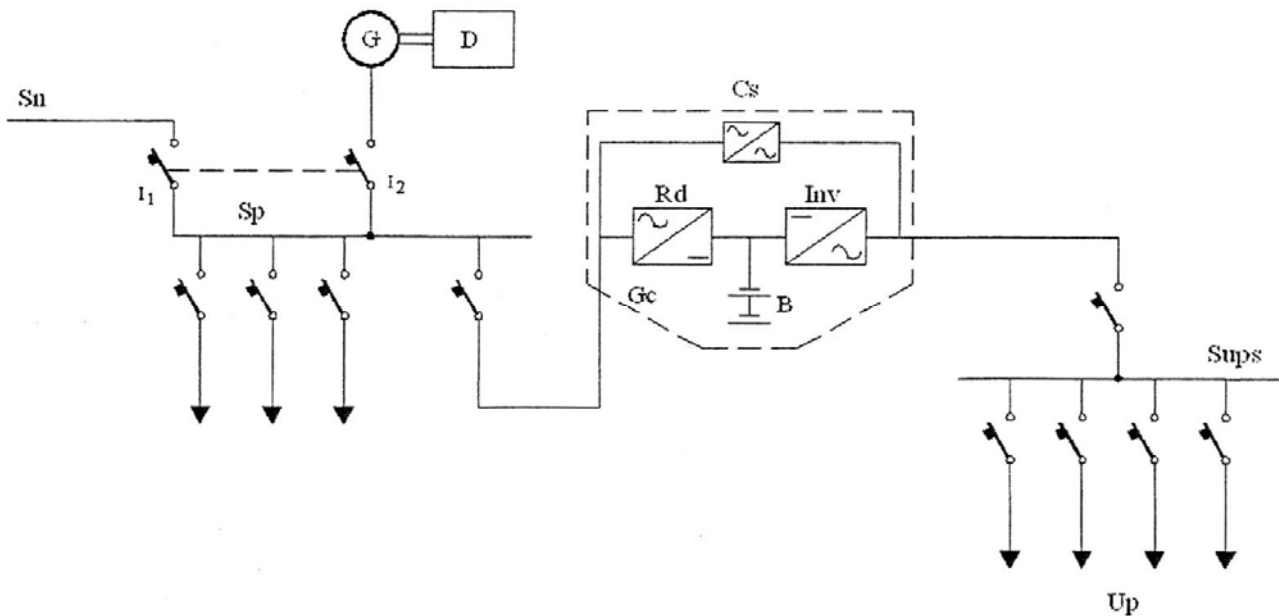


Figura 57 - Sistema di alimentazione di soccorso (short break) statico.

Al mancare della tensione di rete il commutatore statico Cs viene disinserito (in un tempo pari a circa 1-2 semiperiodi) e l'inverter Inv prende il carico, alimentato dalle batterie. Successivamente si procede come nel caso visto precedentemente.

Per un approfondimento sui **componenti elettronici di potenza** (raddrizzatore, inverter, commutatore statico) e sugli **accumulatori** si rimanda alle sezioni 3.3.3.1. e 3.3.3.2. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica – volume III*.

3.2.4. Alimentazione di emergenza

Nel caso di alimentazione di emergenza **non si hanno soluzioni di tipo statico**.

L'alimentazione di emergenza è, pertanto, fornita dai gruppi elettrogeni che sono, in condizioni normali di rete, spenti non essendo richiesta una rapidità di intervento tale da dover mantenere il generatore pronto per il parallelo.

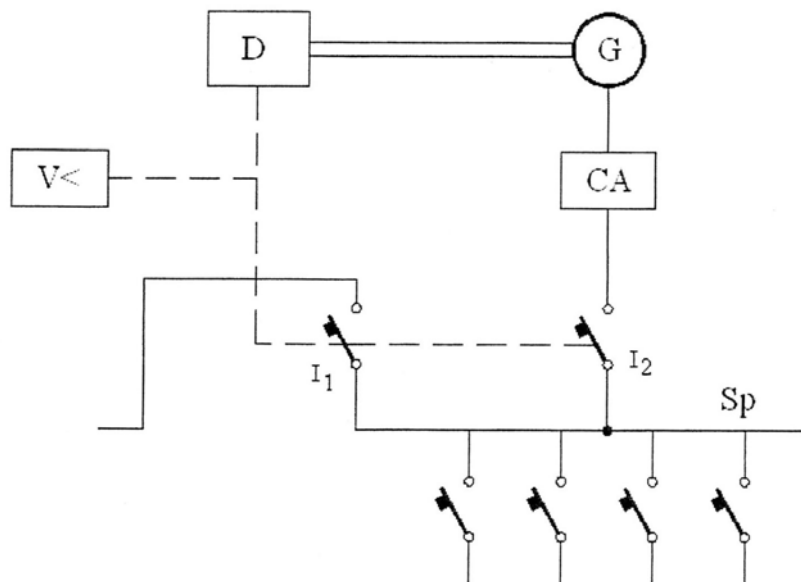


Figura 58 - Sistema di alimentazione di emergenza.

Il motore D viene avviato in caso di assenza di tensione di rete, ed il dispositivo CA (controllo dell'alimentazione) comanda la chiusura dell'interruttore I_2 una volta che il generatore sia pronto a prendere carico.

L'interblocco tra I_1 e I_2 assicura che non vi sia il parallelo tra il generatore e la rete.

Il tempo di intervento dipende dalla capacità del motore primo D di avviarsi rapidamente. Si distinguono

- Motori **diesel a pronto intervento**, nei quali si provvede al preriscaldamento dell'olio;
- Motori **diesel normali**, nei quali non è previsto nessun particolare accorgimento.

I tempi di avviamento variano tra alcune decine di secondi fino ad un minuto circa.

I gruppi elettrogeni sono classificati in base a:

- **Classe di prestazione:** variano in base alle prestazioni del gruppo a far fronte a variazioni di carico rapide, carichi squilibrati, variazioni di frequenza, ...(CEI EN 60031-22 e ISO 8528-1);
- **Emissioni inquinanti;**
- **Impatto acustico;**
- **Coibentazione, insonorizzazione e fonoisolamento.**

3.3. Uso razionale dell'energia elettrica

Vedi libro III pagine 53-61. In sintesi:

- Interventi di uso razionale dell'energia mirano a spostare il carico fuori dalle punte, aumentare il rendimento delle apparecchiature, ridurre il fabbisogno di potenza reattiva;
- L'utilizzo della cogenerazione è utile nei casi in cui si ha necessità di calore ed energia elettrica, può essere realizzata nelle due versioni "elettrico a seguire" (precedenza al fabbisogno termico) o "termico a seguire".
- L'associazione di piccoli consumatori (e.g. domestici) può portare a vantaggi in termini economici (installazione di una cabina MT/BT propria e consegna dell'energia in MT), ed energetici.
- L'uso intelligente dell'energia coincide con l'uso razionale solo se quest'ultimo porta un vantaggio economico all'utente finale.

Leggi anche cap. 3.6 (pagine 88-91): le tariffe elettriche.

3.4. Rifasamento degli impianti elettrici utilizzatori

3.4.1. Compensazione della potenza reattiva impiegata dagli utilizzatori

3.4.1.1. Generalità

Un carico elettrico alimentato in corrente alternata assorbe una potenza attiva P ed una **potenza reattiva** Q .

Nel campo delle utenze luce il problema si pone solo per le **lampada a scarica** o le **lampade fluorescenti**, in quanto il loro alimentatore (ballast), essendo costituito da una reattanza, determina un abbassamento del fattore di potenza a circa 0,5.

Nel campo della forza motrice la principale richiesta di potenza reattiva deriva dai **motori asincroni**. Tali motori presentano sempre un fattore di potenza inferiore ad uno, in particolare si aggira intorno a 0,8 per macchine medio - grandi e a $0,6 \div 0,7$ per macchine di potenza modesta.

Inoltre si ricorda che il **fattore di potenza di un motore asincrono** è tanto minore quanto minore è il carico applicato(in % di quello nominale), tanto maggiore è la tensione di alimentazione e tanto minore è la frequenza di alimentazione. Pertanto, dal momento che si è soliti sovradimensionare i motori asincroni, in condizioni normali di assorbimento il fattore di potenza del motore è più basso di quello che si avrebbe in assenza di sovradimensionamento.

L'assorbimento di potenza reattiva comporta una maggiore **c.d.t. sulle linee di alimentazione**, secondo la nota formula:

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi = R \frac{P}{V} + X \frac{Q}{V}$$

Quando la linea presenta una $R \ll X$ la formula si può esprimere come

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{Q}{P_{cc}}$$

Dove si è espressa la reattanza della linea in funzione della potenza di cortocircuito ($P_{cc} = V^2/X$).

Il maggiore **costo legato alle perdite di trasporto** viene contabilizzato dagli enti fornitori di energia elettrica e penalizzato. La generazione locale di potenza reattiva in anticipo è pertanto auspicabile sia per un corretto funzionamento della rete, sia per non incorrere nelle "penalità per basso $\cos \varphi$ ".

Tale provvedimento, detto **rifasamento**, è tanto più razionale se si considera che la generazione di potenza reattiva capacitiva è equivalente se realizzata in centrale o localmente, con la differenza che si eliminano le corrispondenti perdite di trasmissione.

3.4.1.2. Calcolo della potenza di rifasamento

Si consideri un carico che assorbe la potenza attiva P e la potenza reattiva Q , con il corrispondente angolo di fase

$$\varphi = \text{atan} \frac{Q}{P}$$

Al fine di aumentare il $\cos \varphi$ associato e portarlo ad un nuovo valore $\cos \varphi' > \cos \varphi$ è possibile pensare di installare un apparecchiatura che assorba potenza reattiva in anticipo (quindi di segno contrario a quella assorbita dall'utente).

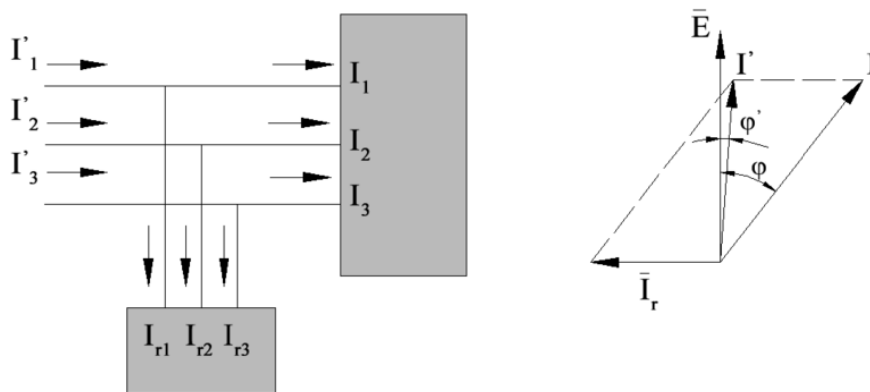


Figura 59 - Rifasamento di un carico.

In altre parole si vuole far si che la potenza reattiva assorbita dalla rete $Q = P \tan \varphi$ diminuisca ad un valore $Q' = P \tan \varphi'$, pertanto sarà necessario compensare (fornire) la potenza reattiva Q_r :

$$Q_r = P(\tan \varphi - \tan \varphi')$$

È possibile dimensionare il dispositivo di rifasamento in modo tale da ottenere $Q_r = Q$. In tal modo il $\cos \varphi$ che ne deriva è unitario e l'impianto non assorbe potenza reattiva dalla rete.

Tuttavia, approssimandosi al $\cos \varphi = 1$ il valore di $\tan \varphi$ associato cresce molto rapidamente, pertanto l'economicità dell'intervento di rifasamento si riduce. Ad esempio, nella tabella sottostante, si osserva come è necessario fornire la stessa potenza reattiva (in % di P) per portare il $\cos \varphi$ rispettivamente da 0,8 a 0,9, oppure da 0,97 a 1.

		Valori desiderati $\cos \varphi'$				
		0,90	0,92	0,95	0,98	1,00
Valori iniziali $\cos \varphi$	0,70	0,54	0,59	0,69	0,82	1,02
	0,75	0,40	0,46	0,55	0,68	0,88
	0,80	0,27	0,32	0,42	0,55	0,75
	0,85	0,14	0,19	0,29	0,42	0,62
	0,90		0,06	0,16	0,28	0,48
	0,93			0,07	0,19	0,40
	0,95				0,13	0,33
	0,97				0,05	0,25

Tabella 9 - Valori di potenza reattiva, in % di quella attiva, da compensare per passare da $\cos \varphi$ a $\cos \varphi'$.

3.4.1.3. Condensatori rotanti e statici

Il problema del rifasamento si identifica con quello di assorbire un adeguato valore di potenza reattiva capacitiva in parallelo alle utenze. Le apparecchiature capaci di assorbire potenza reattiva in anticipo sono:

- Condensatori statici
- Condensatori rotanti

Di seguito verranno esposti i principali vantaggi e svantaggi di entrambe le tecnologie.

Condensatori statici

I **condensatori statici** per rifasamento sono realizzati in unità monofase il cui collegamento (eventualmente trifase) viene realizzato durante l'installazione.

Il **dieletrico** interposto tra le armature rappresenta la parte essenziale di un condensatore e ne determina le prestazioni.

I condensatori per rifasamento sono tipicamente costituiti da una **custodia metallica chiusa ermeticamente** contenente un certo numero di condensatori elementari, ossia elementi cilindrici formati da due armature di alluminio in nastri da $5 \div 7 \mu m$ avvolti insieme a fogli isolanti il cui dielettrico può essere spesso tra $25 \div 80 \mu m$.

Il **raggio di curvatura** di tali insiemi è talmente grande rispetto allo spessore delle piastre che il tutto si può approssimare ad un **condensatore ad armature piane e parallele**, nel cui il campo elettrico è uniforme e si può esprimere la capacità tramite la nota formula

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{S}{d}$$

Per compensare la potenza Q_r tramite condensatori statici, la capacità complessiva C_r del banco di rifasamento è calcolabile come

$$C_r = \frac{Q_r}{2\pi f \cdot V^2}$$

Si osservi come, in sistemi trifase, il collegamento fase-fase (a triangolo) dei banchi di condensatori consenta una riduzione della capacità complessiva da installare di un fattore 3 rispetto al collegamento fase-neutro (a stella). D'altro canto, ciò richiede condensatori con un dielettrico più spesso, capaci di sostenere la tensione maggiorata di $\sqrt{3}$.

Per un approfondimento sulle caratteristiche costruttive dei condensatori statici, si rimanda ai paragrafi 3.5.2.1. e 3.5.2.2. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume III.

Condensatori rotanti

Una **macchina sincrona** a vuoto assorbe potenza reattiva in misura e segno variabili in base al valore della corrente di eccitazione. Il legame quantitativo tra potenza assorbita e corrente di eccitazione è illustrato dalle note **curve a V**, ed in particolare dalla curva a V corrispondente a carico nullo:

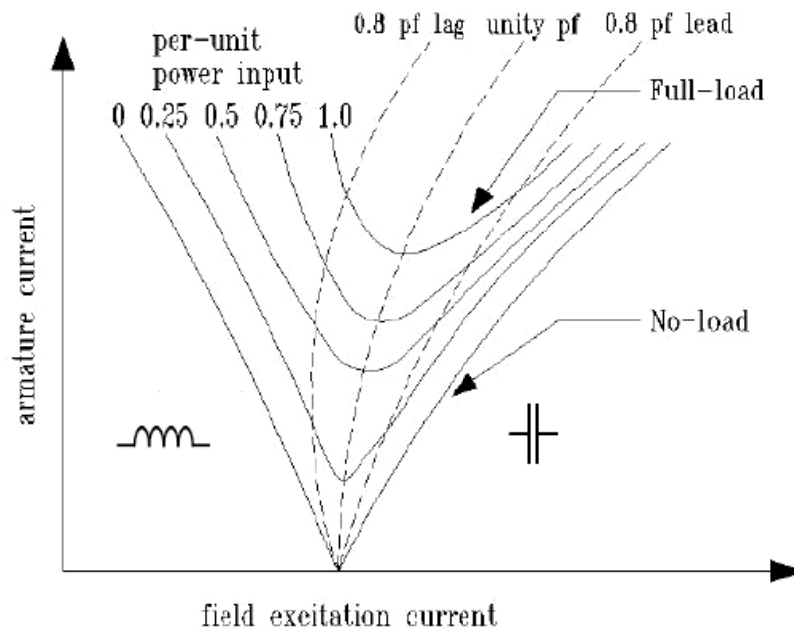


Figura 60 - Curve a V di un generatore sincrono.

Rispetto ai condensatori statici, la macchina sincrona presenta lo **svantaggio** di un minore rendimento e una maggiore complessità di impianto, legata alle **difficoltà di avviamento**. Tali difficoltà sono tali da far sì che, nelle ore della giornata nelle quali non è necessario fornire potenza reattiva, la macchina venga **mantenuta in parallelo alla rete**, assorbendo comunque la potenza attiva necessaria a sopperire alle perdite meccaniche e di ventilazione.

Tuttavia, tra i **vantaggi** del compensatore rotante si trova la **possibilità di una regolazione fine e costante** della potenza reattiva generata che può essere reso automatico in modo molto semplice. Inoltre la macchina consente una **grande flessibilità di impiego**, può essere utilizzata anche come motore e, dove necessario, come generatore.

Infine si fa notare come il **costo** dei condensatori statici cresca linearmente con la potenza, mentre per le macchine sincrone il costo cresce meno rapidamente con la potenza. Esisterà dunque un valore della potenza da compensare per cui risulterà più economico installare un compensatore rotante piuttosto che uno statico.

In alcuni paesi si prescrive l'utilizzo di un motore sincrono al posto di uno dei motori asincroni necessari nell'impianto, la fine di espletare la duplice funzione di motore e sistema di rifasamento.

3.4.2. Rifasamento concentrato e rifasamento distribuito

Rifasamento concentrato

Il **rifasamento concentrato** o **rifasamento globale** consiste nel predisporre un unico dispositivo di rifasamento, tipicamente nel livello più alto dell'impianto, quello cioè vicino al punto di consegna.

Per effettuare tale tipo di rifasamento è necessario conoscere il **diagramma di carico** dell'impianto nelle varie ore e nei vari giorni (mesi) dell'anno, e suddividere il carico in "fasce orarie" ciascuna caratterizzata da uno stesso (o simile) $\cos \varphi$.

L'obiettivo del rifasamento globale è rifasare il carico in modo tale che il valore del **fattore di potenza istantaneo**, in corrispondenza del massimo carico prelevato in ciascuna delle fasce orarie **non sia inferiore a 0,9**, mentre **quello medio mensile**, valutato separatamente nelle fasce orarie suddette, **sia maggiore di 0,7**.

Il sistema di rifasamento deve quindi essere **dimensionato in base alla condizione più gravosa** prevista, e deve essere **frazionato** in modo tale da consentire di seguire le variazioni di potenza reattiva per raggiungere il suddetto obiettivo ($\cos \varphi$ medio nel mese superiore a 0,7). In ogni caso si deve **mai avere una condizione di assorbimento con $\cos \varphi$ in anticipo**.

Rifasamento distribuito

Il **rifasamento distribuito** consiste nel collegare in parallelo con ogni utilizzatore, condensatori di rifasamento che vengono inseriti insieme all'utilizzatore stesso. Questa soluzione, dove possibile, è la migliore in quanto consente **l'adeguamento automatico della potenza di rifasamento ed estende i benefici del rifasamento all'impianto di distribuzione interno**.

Qualche difficoltà si incontra negli apparecchi in cui la **potenza reattiva assorbita non è costante** (e.g. motori asincroni, in cui la Q varia, tra l'altro, in base al carico), pertanto, nella pratica, si realizzano spesso **soluzioni di compromesso** che contemplano rifasamento distribuito ed, in parte, concentrato.

In via orientativa si può affermare che conviene:

- Per i **motori** rifasare a $\cos \varphi = 1$ in corrispondenza del 50% del carico nominale;
- Per i **trasformatori** compensare la potenza magnetizzante;
- Per **utenze speciali** (saldatrici, forni a induzione, ecc...) affrontare il problema caso per caso. In linea generale per le saldatrici ad arco in C.A. si riporta all'unità il fattore di potenza in corrispondenza del 50% ÷ 75% del carico.

3.4.3. Rifasamento automatico

Al fine di garantire l'andamento del carico e garantire un rifasamento tale da soddisfare i requisiti visti nel precedente paragrafo è possibile affidare la regolazione della potenza reattiva, ovvero **l'inserzione e il distacco delle batterie di condensatori** oppure **l'eccitazione dei compensatori rotanti**, ad un **sistema automatizzato**.

Rifasamento automatico non regolato

Un sistema di rifasamento può essere automatico pur non essendo regolato. L'automatismo, in questo caso, è costituito semplicemente da un relè varmetrico o un interruttore orario che comanda l'inserzione o il distacco di una batteria di rifasamento.

Questo tipo di sistema è adottabile in piccole utenze, con assorbimenti di potenza reattiva relativamente costanti, e dove non vi sia personale in grado di effettuare manualmente le manovre giornaliere di inserzione e disinserzione della batteria di rifasamento.

Rifasamento con regolazione automatica

La soluzione più razionale e complessa prevede una **batteria di rifasamento frazionata in diversi gruppi**, che vengono inseriti o distaccati in base all'effettiva potenza reattiva assorbita dai carichi.

Un **dispositivo elettronico** monitora la potenza reattiva assorbita e comanda l'azione delle bobine di comando dei **contattori** che inseriscono o disinseriscono i singoli gruppi della batteria di rifasamento.

La scelta del numero di gradini in cui frazionare la batteria di rifasamento deve tener conto di alcuni aspetti fondamentali. Un **maggior numero di gradini** consente di **seguire meglio il carico**, ma le numerose aperture/chiusure necessarie tendono a **logorare più rapidamente gli organi di manovra**. Inoltre, per via del **ritardo tra un'inserzione e un'altra**, si rischia di **non riuscire a seguire** adeguatamente rapide e ingenti **variazioni di carico**.

In generale dunque è consigliabile rifasare tramite batterie con il **minor numero di gradini** possibile. Un buon criterio è scegliere la potenza del singolo gradino pari al $2,5\% \div 5\%$ della potenza del trasformatore che alimenta i carichi. Nella maggior parte dei casi, le batterie sono frazionate in $5 \div 10$ gradini.

Per evitare fenomeni oscillatori (inserzione/distacco dei gradini per piccole variazioni di carico) si dota il regolatore di una **zona di insensibilità** (dead band), compresa tra $1,2 \div 1,3$ volte la potenza del singolo gradino.

Per un approfondimento sulle capacità di regolazione dei regolatori a microprocessore (relè digitali) si rimanda al paragrafo 3.5.6.3. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume III.

3.4.4. Installazione dei condensatori di rifasamento

3.4.4.1. Collegamento dei condensatori. Resistenze di scarica.

Come visto nel § 3.4.1.3., il **collegamento a stella o a triangolo** di una batteria di condensatori consente una notevole riduzione della capacità installata a fronte di una maggiore tensione di esercizio dei condensatori. Oltre a queste considerazioni è importante evidenziare altre conseguenze che i due tipi di collegamento comportano.

Nei **collegamenti a triangolo** le **correnti di guasto sono maggiori**, in quanto alimentate dalla tensione concatenata. La connessione a triangolo è quindi generalmente riservata agli impianti BT, avendo cura di frazionare la capacità su ogni singola fase in vari condensatori in serie per limitare la corrente di guasto in caso di cortocircuito di uno degli elementi della serie.

Nei **collegamenti a stella**, d'altronde, il guasto di un ramo può portare il centro stella in posizione tale che gli altri due rami vengano **sottoposti alla tensione concatenata**. Per questo motivo anche nei collegamenti a stella, i condensatori sono **isolati per la tensione concatenata**.

Negli impianti eserciti con neutro a terra vi è un terzo tipologia di collegamento: **a stella con neutro a terra**. Tale collegamento consente di **contenere lo squilibrio delle tensioni** in caso di guasto, a scapito di una **corrente maggiore** rispetto al collegamento a stella, ma senz'altro minore di quella associata al collegamento a triangolo. Inoltre la **tensione di isolamento** dei condensatori può essere **limitata al valore stellato**. La connessione a terra del centro stella è sconsigliabile dove vi siano problemi di **correnti armoniche omopolari**, in quanto i condensatori fungono da filtro passa alto.

I condensatori, a differenza di altri dispositivi nell'impianto, **non vengono de-energizzati alla mancanza di alimentazione** o al loro distacco, e mantengono una tensione più o meno elevata ai loro morsetti, risultando potenzialmente pericolosi per gli utenti che dovessero avvicinarvisi.

Per questo motivo è necessario prevedere delle **resistenze i parallelo ai morsetti** che consentano di ridurre la tensione residua a meno di 50 V in un minuto per impianti fino a 1 kV, o in 5 minuti per impianti a tensione superiore.

Detta V_p la tensione di picco di alimentazione, C la capacità dei condensatori è possibile calcolare il valore della resistenza R per ottenere la condizione suddetta mediante la formula:

$$\frac{50 V}{V_p} = e^{-\frac{t}{RC}}$$

Dove t è il tempo in cui si vuole raggiungere il valore di 50 V e $RC = \tau$ è la costante di tempo caratteristica per la scarica dei condensatori.

Qualora le reinserzioni dei condensatori siano frequenti, le norme prevedono che al momento della reinserzione la tensione residua deve essere inferiore al 10% di quella nominale.

3.4.4.2. Conseguenze circuitali del rifasamento

L'installazione di una batteria di condensatori su una rete modifica le caratteristiche proprie del circuito, in particolare:

- Aumenta la potenza di cortocircuito;
- Amplifica le correnti armoniche;
- Eleva la tensione di alimentazione;
- Può causare fenomeni transitori amplificati come sovratensioni durante le manovre, autoeccitazione di macchine rotanti, ecc...

Nel seguito si analizzano i fenomeni di sovracorrente e autoeccitazione legati alla presenza di condensatori di rifasamento.

Sovracorrenti transitorie

Una corrente transitoria si verifica quando la **batteria di condensatori viene inserita** nell'impianto in parallelo al carico.

Per una valutazione approssimata si consideri il **circuito RLC** costituito dall'impedenza R, L dell'impianto vista a monte del punto di inserzione e delle capacità C della batteria di rifasamento. Considerando R trascurabile, la frequenza propria di oscillazione f_0 , varia tra qualche kHz e alcune decine di kHz .

La **corrente globale di inserzione** I_s è data dal contributo della **corrente permanente** I_n e di una **componente transitoria** I_t :

$$i_s = i_n + i_t = \omega C V_n + \sqrt{2} \omega_0 C V_n e^{-t/\tau} \sin \omega_0 t$$

Dove $\omega_0 = 1/\sqrt{CL}$ è la pulsazione propria e $\tau = 2L/R$ è la costante di tempo che può essere ricavata dal $\cos \varphi_{cc}$ come

$$\tau = \frac{2 \tan(\arccos \varphi_{cc})}{\omega}$$

È evidente come l'ampiezza di i_t sia tanto maggiore quanto maggiore è la pulsazione propria. Il valore di picco di i_s può essere valutato come

$$I_{s,max} = \sqrt{2} \cdot \frac{\omega_0}{\omega} \cdot I_n$$

Ad esempio per $f_0 = 14 \text{ kHz}$ si ha $I_{s,max} = 400 \cdot I_n$. Tale valore ($400 I_n$) è, tra l'altro, il massimo valore ammesso per i condensatori. Il rapporto ω_0/ω può essere espresso in funzione della P_{cc} della linea e in funzione della Q della batteria di rifasamento:

$$\frac{\omega_0}{\omega} = \frac{1}{\omega \sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{V^2}{P_{cc}} \frac{Q}{V^2}}} = \sqrt{\frac{P_{cc}}{Q}} = \sqrt{\frac{I_{cc}}{I_n}}$$

Pertanto il picco I_s è esprimibile come

$$I_s = \sqrt{2} \cdot \sqrt{\frac{I_{cc}}{I_n}} \cdot I_n = \sqrt{2I_n I_{cc}}$$

Per contenere il valore massimo della $I_{s,max}$ entro il limite di $400 I_n$ è possibile fare ricorso a delle **reattanze di inserzione** (in aria). Tali reattanze non sono necessarie quando l'impedenza di cortocircuito dei trasformatori è sufficiente a smorzare il transitorio, mentre è necessario nei casi in cui la batteria sia **frazionata in diversi gradini**, alimentati da un medesimo cavo.

In tal caso l'induttanza dei collegamenti tra i gradini è molto bassa e bisogna porre $Q = \omega CV^2$ dove V è la tensione di fase e C la capacità serie del gradino energizzato con quello da energizzare; e $P_{cc} = V^2/\omega L$ con L induttanza di collegamento tra i banchi.

L'ordine di grandezza delle induttanze di inserzione varia tra $25 \div 125 \mu H$. Per evitare **fenomeni oscillatori** si è soliti collegare in parallelo a ciascun induttore una resistenza di circa $20 \div 30 \Omega$.

Sovracorrenti permanenti

Un condensatore può trovarsi ad assorbire una corrente superiore a quella nominale per due motivi:

1. Variazioni in **aumento della tensione V** : i condensatori hanno un effetto destabilizzante in quanto all'aumento della tensione V (ovvero diminuzione della potenza reattiva richiesta al nodo), reagiscono aumentando la produzione di potenza reattiva e diminuendo ulteriormente quella richiesta da rete, con conseguente ulteriore aumento della tensione;
2. **Presenza di armoniche** nell'impianto: tipicamente dovute alla saturazione dei trasformatori (prevalentemente la 3°, 5° e 7°), che può essere importante se la frequenza di risonanza del circuito è vicina alle frequenze di tali armoniche (si ricorda che $f_0 = f\sqrt{I_{cc}/I_n}$).

Le sovracorrenti permanenti che devono essere **ammissibili** per un condensatore sono fissate dalle norme CEI, pari $1,3 \cdot I_n$.

Autoeccitazione dei motori asincroni

Un problema che merita di essere considerato è quello relativo all'autoeccitazione dei motori asincroni.

Si consideri un motore asincrono connesso alle sbarre, protetto da fusibili e azionato da un contattore. Un banco di rifasamento può essere posizionato (in derivazione) in due punti:

1. Tra i fusibili e il contattore;
2. Tra il contattore e il motore.

In entrambi i casi il banco sarebbe protetto dai fusibili, ma la seconda opzione appare più conveniente in quanto esso è inserito solo insieme al motore, è soggetto cioè al medesimo organo di manovra.

Tale seconda opzione può dar luogo a fenomeni che possono sollecitare il motore stesso. Se al distacco del contattore il motore si trova a vuoto, quest'ultimo si porterà a funzionare da generatore asincrono chiuso sulle capacità di rifasamento e sostenuto dall'inerzia del motore stesso.

In presenza di un magnetismo residuo nel rotore, lo statore alimenterà il banco di condensatori, il quale reagirà con correnti in anticipo, tali da generare un campo magneti concorde a quello di rotore tale che il fenomeno tende ad esaltarsi finché la macchina non si porta appunto a lavorare come un generatore asincrono.

Il punto di lavoro di un tale accoppiamento generatore (il motore asincrono, caratteristica a gomito) e carico (il gruppo di condensatori, caratteristica lineare) si stabilizza nel punto di inserzione delle due caratteristiche V-I degli elementi:

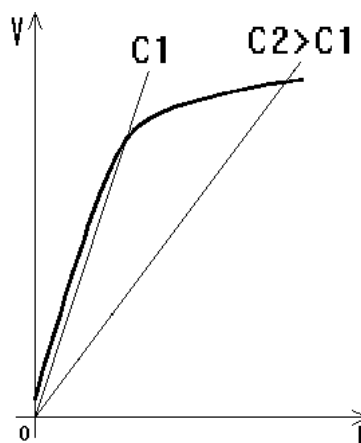


Figura 61 - Punto di funzionamento di un motore asincrono autoeccitato per mezzo di condensatori.

É evidente come, a seconda della capacità C , il valore della tensione di lavoro può essere considerevolmente superiore a quella nominale, inducendo pericolose sollecitazioni sia nel motore che nei condensatori.

Nel caso l'inserzione dei condensatori sia a valle del contattore o dell'interruttore di macchina, quindi, è necessario limitare il valore di capacità o assicurarsi che il motore non funzioni a vuoto al momento dell'apertura del suo interruttore. In tal caso, il rapido rallentamento dovuto alle perdite meccaniche del carico, riduce fino ad annullare il rischio di sovratensioni.

3.4.4.3. Protezione dei condensatori di rifasamento

Le batterie di condensatori devono ammettere una sovratensione del 10% della nominale ed una sovracorrente del 30%, con una sovraccaricabilità del 35% della potenza reattiva nominale.

In presenza di **numerosi condensatori elementari** è possibile proteggere la batteria dai guasti interni mediante un a serie di fusibili ognuno associato al singolo elemento. Tale opzione consente di ottenere i seguenti vantaggi:

- **Pronta eliminazione** del guasto ed esclusione del pericolo di esplosione dell'elemento;
- Possibilità di **mantenere in servizio** la batterie con una minima riduzione della sua potenza reattiva;
- **Rapida identificazione** del condensatore nel quale si è manifestata l'avaria.

In presenza di batterie costituite da un **modesto numero di condensatori elementari**, l'uscita di servizio di una unità può comportare un tale squilibrio da rendere comunque necessario il distacco di tutta la batteria. In questi casi può risultare sufficiente e razionale affidare ad un singolo fusibile o relè la protezione di più condensatori costituenti un ramo o una batteria.

Per la protezione dei banchi di condensatori si utilizzano fusibili NH a caratteristica ritardata. È necessario fare attenzione ai picchi di corrente all'inserzione in parallelo di più condensatori, nonché tenere presente la suddetta sovraccaricabilità del 30%. Per questo motivo si sceglie un **fusibile la cui corrente nominale sia 2, 5 volte la corrente nominale del condensatore**.

Nel caso di utilizzi uno **sganciatore magnetotermico** associato a contattori, l'**intervento termico** ritardato si sceglie con una corrente pari a $1,3 \times 1,1 = 1,43$ volte la corrente del condesatore per rispettare la sovraccaricabilità del 30% e la tolleranza sulla capacità del 10%. L'**intervento magnetico** è invece tarato con un valore compreso tra $8 \div 14$ volte il valore nominale della batteria di rifasamento.

A questa protezione si associa frequentemente quella fornita da un **relè voltmetrico** per la protezione dei condensatori dalle sovratensioni e dai sovraccarichi che ne deriverebbero.

Un ultima nota merita la protezione di condensatori di grande potenza, per i quali le conseguenze di una eventuale esplosione sarebbero particolarmente disastrose. In questi casi si utilizza il concetto di **protezione differenziale**. I condensatori vengono disposti come in figura.

Il cortocircuito di un qualsiasi elemento comporta lo squilibrio del sistema che viene rilevato dal dispositivo di protezione attraverso i TA, provocando l'intervento dello stesso.

Per un approfondimento sull'argomento dei condensatori di rifasamento e sulla loro protezione si rimanda all'appendice A8

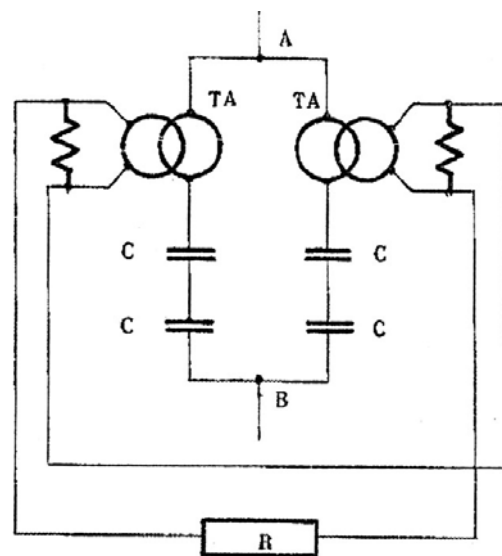


Figura 62 - Protezione differenziale per condensatori.

4. Sicurezza elettrica

4.1. Generalità

4.1.1. Definizioni

Prima di affrontare il problema della sicurezza elettrica è bene fornire alcune definizioni e la terminologia necessaria per una corretta comprensione.

Contatti diretti e indiretti

Un contatto, accidentale, tra un utente ed un apparecchiatura in tensione può essere di due tipi:

- **Contatto diretto:** se l'utente viene in contatto con elementi conduttori normalmente in tensione (parti attive).
- **Contatto indiretto:** se l'utente viene a contatto con elementi metallici normalmente non in tensione, ma sono stati messi in tensione da un evento accidentale (cedimento dell'isolamento di componenti in tensioni adiacenti).

In ogni caso, l'infortunato viene sottoposto ad una certa tensione, detta appunto **tensione di contatto**. In seguito si vedrà come tale tensione possa provocare danni nel caso in cui superi una determinata soglia e sia possibile il passaggio di corrente all'interno del corpo.

Massa e massa estranea

Si definisce **massa (M)** una parte conduttrice che soddisfa le seguenti proprietà:

- Può essere toccata;
- Fa parte di un componente elettrico;
- Non è in tensione in condizioni ordinarie (altrimenti sarebbe una parte attiva);
- Può andare in tensione in condizioni di guasto.

Si noti che se una parte conduttrice fa parte di un componente elettrico e può andare in tensione in caso di guasto, ma non vi è rischio che venga toccata non è una massa, bensì una **parte intermedia**.

Una **massa estranea (ME)** è definibile come una massa, con la differenza che essa non fa parte dell'impianto elettrico, ma può ugualmente andare in tensione in condizioni di guasto a causa di una resistenza verso terra superiore a 1000Ω (250Ω per particolari applicazioni).

Sia la massa che la massa estranea vanno protette contro i contatti indiretti, attraverso opportuni collegamenti che costituiscono la **messa a terra**.

Messa a terra

La **messa a terra** di parti metalliche consiste nel collegamento delle parti stesse ad un dispersore, ovvero un conduttore a diretto contatto con il terreno. Tale operazione equivale idealmente a portare allo stesso potenziale le parti metalliche ed il terreno circostante.

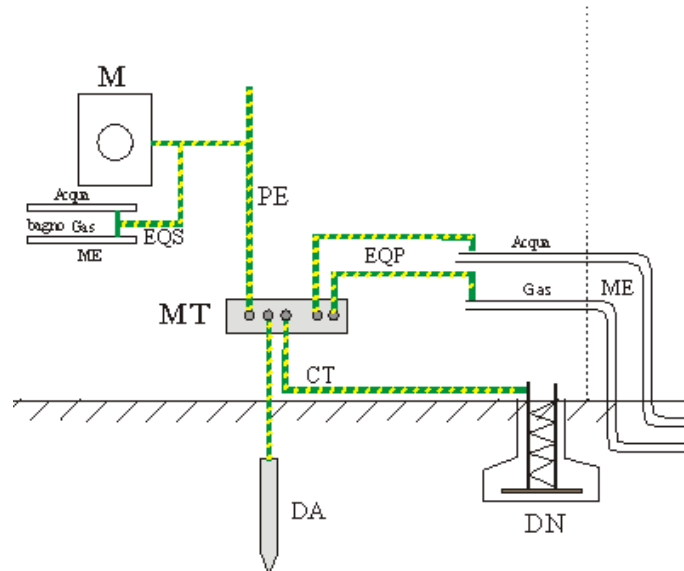


Figura 63 - Impianto di messa a terra.

Un **dispersore** (DA) è un elemento metallico a diretto contatto con il terreno oppure annegato nel calcestruzzo a contatto col terreno mediante un'ampia superficie (e.g. una fondazione).

Un **dispersore di fatto** (DN) è una parte metallica a contatto col terreno il cui scopo originale non è di mettere a terra, ma che soddisfa tutti i requisiti di un dispersore senza compromettere la sua funzione originale (e.g. tubature, armature del calcestruzzo, strutture in acciaio per l'edilizia, ...).

Un **conduttore di terra** (CT) è il conduttore (isolato dal terreno) che collega un collettore di terra (MT) con il dispersore, oppure che collega tra loro più dispersori.

Un **conduttore di protezione** (PE) è il conduttore che collega le masse con il collettore di terra.

Un **conduttore equipotenziale** (EQP) è il conduttore che collega le masse estranee con il collettore di terra.

Competenza delle persone PES, PAV e PEC

Si definisce **persona esperta (PES)** una persona la cui istruzione ed esperienza siano tali da comprendere ed evitare i pericoli derivanti dall'elettricità.

Si definisce **persona avvertita (PAV)** una persona formata, adeguatamente avvisata in base alle circostanze da persone esperte, per metterla in grado di evitare i pericoli da elettricità.

Si definisce **persona comune (PEC)** una persona non formata e non istruita nel campo delle attività elettriche.

Classi di isolamento

Le **classi di isolamento** elettrico sono il raggruppamento omogeneo definito dall'IEC delle caratteristiche tecniche applicabili ad un dispositivo elettrico per limitare i rischi di folgorazione conseguenti ad un guasto dello stesso.

Classe 0

Gli apparecchi appartenenti a questa classe sono apparecchi nei quali la protezione si basa sull'isolamento principale (cioè delle parti in tensione) e non è previsto alcun dispositivo per la connessione di eventuali parti conduttrici accessibili alla terra. In caso di guasto dell'isolamento principale, la protezione rimane affidata solamente all'ambiente che circonda l'apparecchio.

Da molti anni gli apparecchi di Classe 0 non vengono più fabbricati e sono stati eliminati dalla normalizzazione internazionale.

Classe I

Negli apparecchi di classe I la protezione non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche sul collegamento alla terra delle parti conduttrici accessibili.

Un guasto nell'isolamento in questi apparecchi può portare un conduttore di fase in contatto con la carcassa provocando un flusso di corrente attraverso il conduttore di protezione e conseguente intervento del differenziale (cfr. § 4.3.).



Figura 64 -
Classe I

Classe II

Gli apparecchi di classe II, detti anche a **doppio isolamento**, sono progettati in modo da non richiedere la connessione delle masse a terra.

Sono costruiti in modo che un singolo guasto non possa causare il contatto con tensioni pericolose da parte dell'utilizzatore. Ciò è ottenuto in genere realizzando l'involucro del contenitore in materiali isolanti, o comunque facendo in modo che le parti in tensione siano circondate da un doppio strato di materiale isolante.

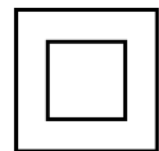


Figura 65 -
Classe II

Classe III

Un apparecchio viene definito di Classe III quando la protezione si affida all'assenza di tensioni superiori alla **Bassissima tensione di sicurezza SELV** (Safety Extra-Low Voltage). In pratica tale apparecchio viene alimentato o da una batteria o da un trasformatore SELV.

La tensione prodotta, inferiore ai $25 V_{ac}$ o $60 V_{dc}$, non è normalmente pericolosa in caso di contatto con il corpo umano. Le misure di sicurezza previste per le classi I e II non sono necessarie. Gli apparecchi di Classe III non hanno la messa a terra di protezione.

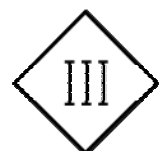


Figura 66 -
Classe III

4.1.2. Pericoli derivanti dell'energia elettrica

I rischi connessi con l'uso dell'energia elettrica possono essere sinteticamente raggruppati in:

- **Shock elettrico:** si tratta dell'effetto patofisiologico risultante dal passaggio di una corrente elettrica nel corpo umano.
- **Innesco elettrico dell'incendio:** causato da surriscaldamento dei cavi e dei componenti. Di questo tipo di guasto si è già discusso nel cap. 2.
- **Arc flash:** è la situazione pericolosa associata col rilascio di energia causato da un arco elettrico.

Nel seguito vengono presentate trattazioni relative al primo e al terzo fenomeno.

4.1.1.1. Shock elettrico o elettrocuzione

Il parametro fondamentale per valutare gli effetti di un incidente elettrico è l'**intensità dell'elettrocuzione**. Altri parametri importanti sono la **durata** del fenomeno, il **percorso** della corrente e la **frequenza** della medesima.

Valori di corrente	Definizione
1-3 mA	SOGLIA DI PERCEZIONE
3-10 mA	ELETTRIFICAZIONE
10 mA	TETANIZZAZIONE
25 mA	DIFFICOLTÀ RESPIRATORIE
25-30 mA	ASFISSIA
60-75 mA	FIBRILLAZIONE

Tabella 10 - Effetti della corrente sul corpo umano in caso di contatto prolungato.

La **tetanizzazione** è la contrazione involontaria dei muscoli, che può portare a difficoltà nella respirazione fino ad un eventuale **arresto respiratorio**.

La **fibrillazione ventricolare** è un fenomeno caratterizzato dalla contrazione anomala, involontaria ed asincrona del muscolo cardiaco. La corrente elettrica interferisce con i normali impulsi nervosi che regolano il ritmo cardiaco, provocandone la fibrillazione.

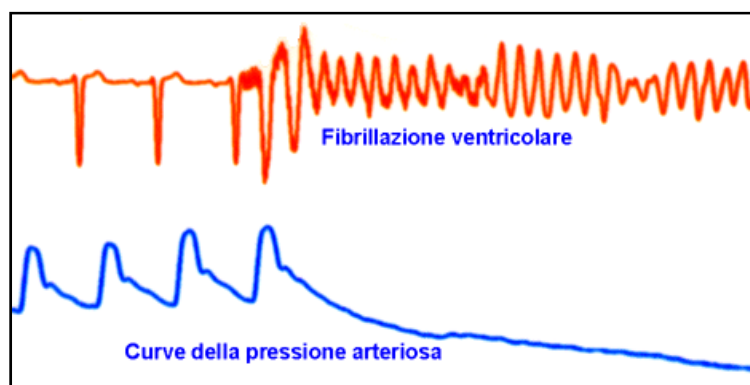


Figura 67 - Innesco della fibrillazione ventricolare. Elettrocardiogramma e pressione sanguigna.

Studi hanno dimostrato che il cuore risulta più aggredibile dalla corrente elettrica in un periodo di $20 \div 30 \text{ ms}$ durante la **diastole**.

Di seguito è rappresentata la curva corrente tempo relativamente agli effetti di una corrente alternata che fluisce nel corpo umano (norma IEC 479-1):

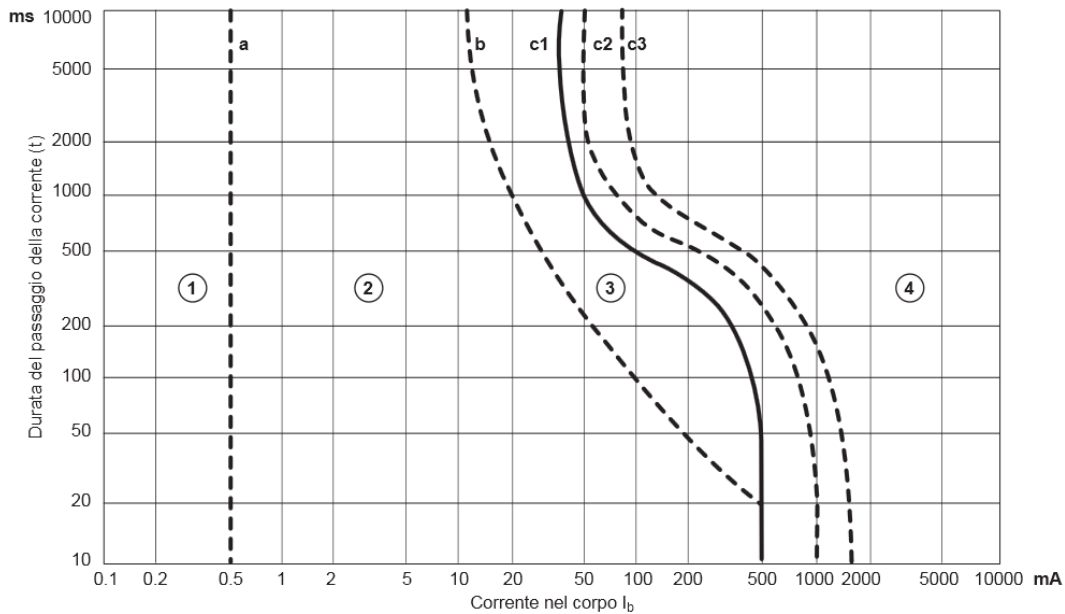


Figura 68 - Zone tempo-corrente relative agli effetti della corrente alternata (15 ÷ 100 Hz) sulle persone.

In Figura 68, si distinguono quattro zone, contrassegnate da altrettanti numeri:

- 1) Tipicamente **nessuna reazione**.
- 2) Tipicamente **nessun effetto fisiologicamente pericoloso**.
- 3) Tipicamente **nessun danno organico**. **Probabilità di contrazioni muscolari e difficoltà respiratoria**; disturbi reversibili nella formazione e conduzione di impulsi nel cuore, inclusi fibrillazione ventricolare, che aumentano con l'intensità della corrente e il tempo.
- 4) In aggiunta agli effetti della zona 3, la **probabilità di fibrillazione ventricolare** aumenta fino a circa il 5% (curva c₂), al 50% (curva c₃), oltre il 50% al di là della curva c₃. Effetti come **arresto cardiaco** e **arresto respiratorio** possono presentarsi con l'aumento dell'intensità della corrente e del tempo.
- 5) Per valori molto elevati di corrente (qualche Ampere) il fenomeno cambia: non si ha fibrillazione, ma si hanno **ustioni gravi**, con distruzione e **necrotizzazione dei tessuti**, anche massicce, a livello delle zone interessate. Inoltre in corrispondenza delle ustioni si ha un travaso di **mioglobina** nel sistema circolatorio. Tale sostanza giunge lentamente (da qualche ora a qualche giorno) ai reni, provocando il **blocco renale** e quindi la morte. Tale evenienza è, ovviamente, evitabile in caso di un rapido intervento di soccorso.

Nei riguardi della **frequenza** è possibile dire che frequenze maggiori risultano meno pericolose. Frequenze molto elevate (centinaia di *kHz*) risultano addirittura innocue (nei limiti di intensità che superano il centinaio di *mA*).

Il discorso della frequenza non è estendibile in **corrente continua**. Pur essendo quest'ultima decisamente meno pericolosa della corrente alternata (si vedrà come i limiti normativi di tensione siano più alti in CC), è necessario considerare che in corrente continua i liquidi e le soluzioni organiche subiscono processi di dissociazione, complicando i fenomeni e ne aggravano le conseguenze per tempi di esposizione lunghi.

Per tenere in conto il **percorso della corrente** all'interno del corpo è necessario conoscere l'impedenza del corpo umano. Tale impedenza è costituita da due parti:

- L'**impedenza del corpo** vera e propria, che varia in base al percorso della corrente, come si vedrà in seguito. Tale impedenza varia anche in base alla tensione a cui si è sottoposti ed è dell'ordine di 1200 Ω (il valore dipende da persona a persona, tale dato si riferisce a quella minima per il 95% della popolazione).
- L'**impedenza di contatto**, che è largamente variabile in base alle condizioni. Per avere un'idea, in condizioni asciutte, la pelle presenta una resistenza di contatto di qualche decina di migliaia di ohm, che scendono fino a zero nel caso di individuo completamente immerso in acqua.

Per differenti percorsi della corrente nel corpo si hanno diversi gradi di pericolo in riferimento alla fibrillazione ventricolare. Per questo si introduce il fattore di percorso F definito come:

$$F = \frac{I_{rif}}{I}$$

Dove I_{rif} è la corrente di riferimento legata al percorso mano sinistra – piedi, e I è la corrente caratterizzata dal percorso in esame. I valori di F sono riportati nella seguente tabella:

Percorso della corrente	Fattore di percorso F
Mano sinistra - piede sinistro, piede destro o entrambi i piedi	1,0
Mano destra piede sinistro, piede destro o piedi	0,8
Mano sinistra - mano destra	0,4
Due mani - piedi	1,0
Schiena - mano destra	0,3
Schiena - mano sinistra	0,7
Torace - mano destra	1,3
Torace - mano sinistra	1,5
Mano sinistra - piede sinistro, destro o entrambi i piedi	0,7
Fondoschiena - mano sinistra, mano destra o entrambe	0,7

Tabella 11 - Valori del fattore di percorso nel caso di corrente alternata.

Da quanto visto fin'ora si può comprendere come non sia corretto parlare di tensione innocua o tensione pericolosa, in quanto al fenomeno dell'elettrocuzione concorrono una serie di parametri (durata e percorso della corrente) imprevedibili. Oltre a ciò il corpo umano presenta una impedenza fortemente variabile in base alle condizioni della pelle, all'abbigliamento, ecc.

Tuttavia, conoscendo i valori dell'impedenza del corpo umano e avendo accettato i limiti di corrente - durata , è possibile stabilire dei **valori convenzionali di tensione** ammissibile. Si definiscono:

- **Tensione di contatto:** la tensione applicata su una persona tra mano e piedi nudi;
- **Tensione di contatto presunta:** la tensione complessiva a cui un soggetto è sottoposto in un contatto indiretto, considerando anche le scarpe e la resistenza del terreno su cui sosta. La tensione di contatto risulta quindi una parte di quella presunta.

In condizioni normali di terreno e scarpe asciutte si assume l'impedenza del corpo pari a 1000Ω , mentre per condizioni di ambiente bagnato o piedi nudi ("condizioni speciali") il valore si riduce a 200Ω . Di seguito sono riportati due casi notevoli (IEC 61200-413) per tensioni di $100 V$ e $230 V$:

Tensione	Condizioni normali			Condizioni speciali		
	Impedenza del corpo	Corrente risultante	Tempo ammissibile	Impedenza del corpo	Corrente risultante	Tempo ammissibile
100 V	1600Ω	$62 mA$	$0,4 s$	800Ω	$125 mA$	$0,22 s$
230 V	1500Ω	$147 mA$	$0,18 s$	700Ω	$314 mA$	$0,05 s$

Tabella 12 - Casi notevoli di tensioni di contatto presunte (norma IEC 61200-413).

Di seguito sono riportate le curve dei valori tensioni-tempo ritenuti, in sede internazionale, accettabili per la protezione dei contatti indiretti in BT e AT:

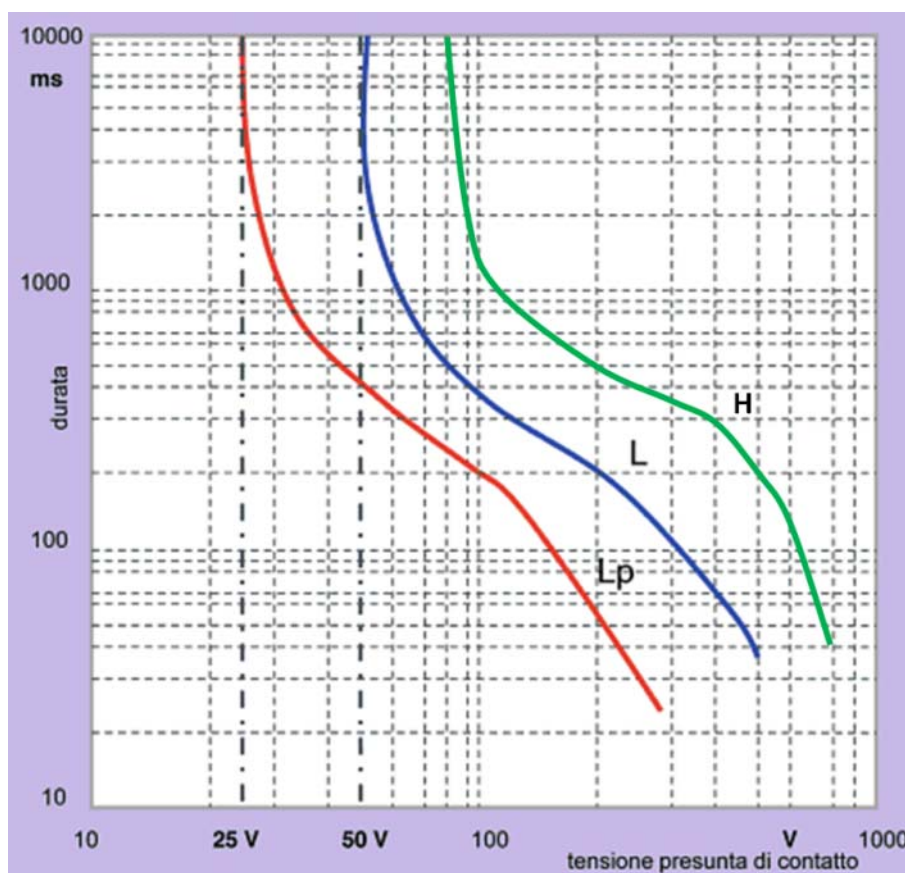


Figura 69 - Curve della durata massima ammissibile della tensione limite di contatto U_{Lc} : H) alta e media tensione; L) bassa tensione; Lp) bassa tensione in condizioni speciali.

Si osservi come le curve sono diverse in base al livello di tensione. Tale diversità è maggiormente accentuata dal fatto che la norma in alta tensione (H) si riferisce alla tensione di contatto, mentre la norma di bassa tensione (L e Lp) si riferisce alla tensione di contatto presunta.

Ciò è dovuto essenzialmente al fatto in una sottostazione si presume che il livello di qualificazione del personale, nonché l'equipaggiamento di protezione indossato, sia ben diverso da quello che ci si può aspettare, ad esempio, in un impianto residenziale in BT.

Si osservi come la tensione di contatto, a prescindere dal sistema considerato, è sempre una quota parte della **tensione totale di terra** (si veda il §4.2 per la definizione).

La norma IEC 60364-4-41, associa, in base al tipo di sistema (TN, TT), i valori del tempo a quelli della tensione totale di terra. Di seguito sono riportate le tabelle tempi-tensioni limite di contatto ammissibili U_{Lc} in bassa e alta tensione, e in rapporto alla tensione totale di terra:

Tempo (s)	Tensione limite di contatto (V)
5,00	80
1,00	107
0,80	120
0,40	289
0,30	398
0,20	500
0,10	660
0,07	729
0,04	800

Tabella 13 - Tensioni di contatto ammissibili in AT (std. HD637 S1).

Tempo (s)	Tensione limite di contatto (V)		Tensione totale di terra (V)	
	Condizioni ordinarie	Condizioni speciali	Sistema TT	Sistema TN
5,00	50	25	50	50
1,00	60	32	–	–
0,80	67	35	–	120
0,40	100	58	–	230
0,30	120	75	120	–
0,20	200	110	230	400
0,10	310	160	–	> 400
0,07	400	190	400	–
0,04	500	250	> 400	–

Tabella 14 - Tensioni di contatto ammissibili in BT (std. IEC 61200-413).

4.1.1.2. L'arc flash

Con il termine **arc flash** si intende l'energia termica e luminosa associata ad un guasto con arco. La principale conseguenza del rilascio di tale energia è una quantità di calore irraggiato q_i che varia con la nota legge

$$q_i = 0,571 \cdot C_a \cdot (T_e^4 - T_a^4) \cdot 10^{-11} \quad \left[\frac{W}{cm^2} \right]$$

Dove C_a è il coefficiente di assorbimento della superficie assorbente e T_e e T_a sono rispettivamente le temperature della superficie emettente e assorbente.

Le **ustioni** dovute ad irraggiamento possono essere fatali, e restano gravi anche quando la vittima si trova ad una distanza di 50 cm dall'arco.

Per valutare la **minima distanza** dall'arco D_c per ricevere una *ustione curabile* (ossia di secondo grado) è valutabile secondo la seguente equazione:

$$D_c = \sqrt{2,65 \cdot S_a \cdot t}$$

Dove t è il tempo di esposizione e S_a è la potenza apparente nel punto dell'arco, pari a

$$S_a = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot V$$

Con V tensione di alimentazione e I_a corrente d'arco (di guasto). La distanza D_F per la quale si verificano ustioni fatali è invece pari a

$$D_F = \sqrt{1,96 \cdot S_a \cdot t} = 0,86 \cdot D_c$$

I **vestiti** stessi possono incendiarsi a distanze non troppo elevate, divenendo una ulteriore fonte di ustione. Per ovviare, a tale problema, il personale che deve operare in prossimità o sui quadri elettrici è dotato di **abbigliamento resistente al fuoco** (FR, Fire Resistant). Tali indumenti sono tipicamente costituiti da spessi strati (in genere più d'uno) di tessuto di colore chiaro (in modo da richiedere maggiore energia per l'ignizione). Non vengono usate fibre sintetiche in prossimità della pelle, in quanto, fondendo, possono aderire alla cute trasferendovi rapidamente il calore.

Oltre ai danni termici dovuti all'arco è importante accennare ai danni dovuti all'**emissione ultravioletta** dell'arco che può provocare **danni alla vista** che possono anche portare alla completa cecità. Per questo tra gli equipaggiamenti di protezione personale in dotazione a, si ha sempre un casco con visiera schermante che permette di abbattere l'emissione ultravioletta.

Quando l'arco si verifica all'interno di un quadro elettrico si hanno tre principali fenomeni:

- **sovrappressione** all'interno del cubicolo;
- **riscaldamento** dei materiali a contatto con l'arco;
- luce e rumore.

Al fine di evitare l'esplosione del quadro è necessario prevedere delle vie di fuga per la sovrappressione, che non dirigano il soffio verso il personale (ovvero anteriormente al quadro).

4.1.3. Analisi di rischio

Il **rischio** R di un determinato evento (come può essere un contatto accidentale di natura elettrica) è definito come la **probabilità** P che tale evento accada moltiplicata per il **danno** D che ne consegue:

$$R = P \cdot D$$

Nel caso specifico degli impianti elettrici, occorre analizzare:

- l'effettiva **capacità dell'impianto di causare il danno**;
- la **probabilità della contemporanea interazione** del soggetto con l'impianto;
- la conseguente **entità del danno**.

Gli apparecchi componenti possono essere caratterizzati dal parametro S (**funzione di sopravvivenza**), che rappresenta la probabilità che il guasto non avvenga in un determinato intervallo di tempo $[t, t + dt]$. Conseguentemente, la probabilità F che il componente si guasti nel medesimo intervallo di tempo è pari a

$$F = 1 - S$$

Il parametro F è naturalmente dipendente dalla **qualità del componente**, dalla sua **età** e dal suo **stato di manutenzione**.

Nota la probabilità di guasto è necessario conoscere la **probabilità k che il soggetto da proteggere possa interagire con l'apparecchio** o il componente stesso e tocchi la parte in tensione, e quindi il **danno D che ne conseguirebbe**.

Noti tali parametri il **rischio legato al sistema elettrico** in esame è esprimibile come

$$R = \underbrace{k \cdot F}_P \cdot D$$

La probabilità k è naturalmente legata al tipo di componente. Ad esempio per un apparecchio portatile, per i quali è previsto che il funzionamento avvenga durante il contatto con l'utente (e.g. elettrotensili, asciugacapelli, ...) la probabilità k risulta sempre uguale a $k = 1$, mentre in generale si avrà $k \ll 1$ per apparecchi fissi.

Nel primo caso ($k = 1$) è necessario far sì che non vi sia possibilità per l'utente di entrare in contatto con il potenziale elettrico: si adotta quindi il **doppio isolamento**.

Nel secondo caso ($k \ll 1$), invece, è sufficiente assicurare che la presenza del potenziale elettrico sia limitata nel tempo (secondo i limiti che si vedranno in seguito), garantendo l'interruzione automatica dell'alimentazione. Tale criterio è detto della **protezione attiva**.

4.2. Impianto di messa a terra

Con il termine **messa a terra** si intende l'insieme di collegamenti volti a portare le masse allo stesso potenziale del terreno.

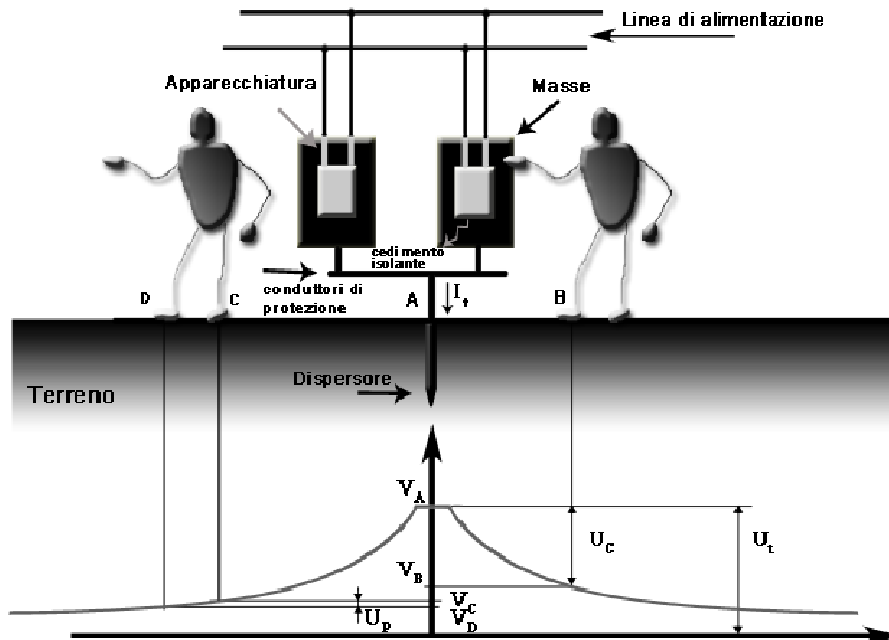


Figura 70 - Dispersione di una corrente di guasto a terra.

Con riferimento alla Figura 70, si possono individuare:

- **Tensione totale di terra U_T** : è la tensione che si stabilisce tra la massa soggetta al guasto e la terra lontana (o terra di riferimento). Se R_t è la resistenza di terra e I_t la corrente di guasto a terra, la tensione totale di terra è pari a

$$U_T = R_t \cdot I_t$$

- **Tensione di contatto (indiretto) U_c** : la tensione a cui si viene a trovare un individuo che tocchi la massa soggetto al guasto. Si nota come tale tensione sia, di fatto, una quota parte di U_T
- **Tensione di passo U_p** : la tensione a cui è sottoposto un individuo che compie un passo (1 m) quando il dispersore disperde a terra la corrente di guasto. Si noti come tale tensione è tanto maggiore quanto più si è vicini al dispersore di terra.

L'obiettivo della messa a terra è quello di far sì che la corrente di guasto incontri la minima impedenza in modo da far circolare la corrente più elevata possibile consentendo alle protezioni di rilevarla di interrompere l'alimentazione.

Tutte le masse e le masse estranee devono essere connesse all'impianto di terra. In alcune zone particolare, come il bagno, i collegamenti equipotenziali devono avere un'impedenza inferiore a $0,2 \Omega$ e tutte le masse estranee accessibili devono avere un collegamento supplementare.

4.2.1. Progetto dell'impianto di terra

L'impianto di terra è costituito dal complesso di dispersori propri e di fatto, conduttori di terra e giunzioni.

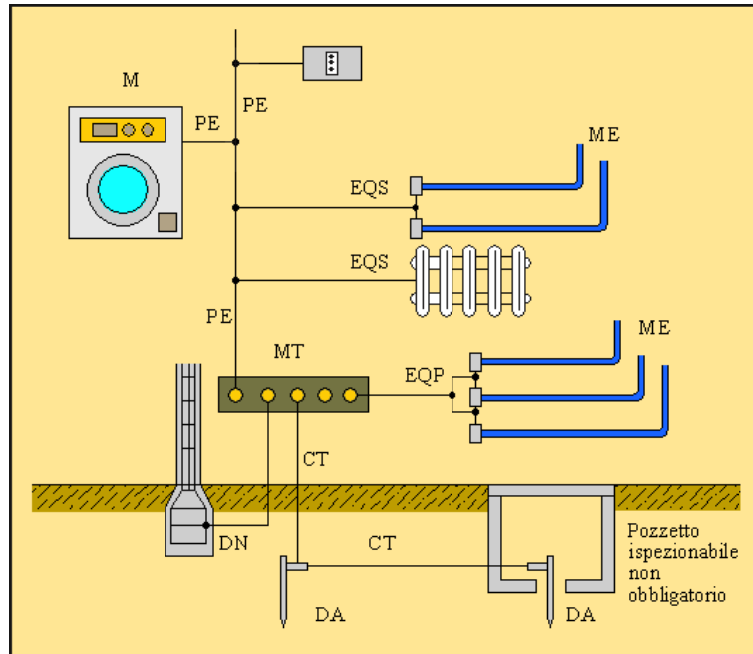


Figura 71 - Impianto di terra.

È tipicamente costituito da un montante connesso ad un collettore di terra, dal quale si dipartono i singoli conduttori di protezione, costituenti i circuiti di terra. Tutte le giunzioni devono essere particolarmente curate.

Riguardo al dispersore vero e proprio, questo deve minimizzare la resistenza di terra, per contenere le tensioni di passo e di contatto nell'impianto. La resistenza di terra si può ritenere, in prima approssimazione, indipendente dalla corrente iniettata ed è calcolabile in base alle caratteristiche geometriche del dispersore.

Nel caso teorico di **dispersore semisferico** di raggio r_0 la resistenza di terra R_t è pari a

$$R_t = \frac{\rho_m}{2\pi r_0}$$

Dove ρ_m è la resistività del terreno. Per un **picchetto verticale** si ha

$$R_t = \frac{\rho_m}{2\pi L} \ln \frac{2L}{r}$$

Dove L è la lunghezza della parte interrata del picchetto e r il suo raggio. Per un **picchetto orizzontale** si ha, invece:

$$R_t \cong \frac{\rho_m}{L}$$

Altri tipi di conduttori sono riportati nella tabella seguente:

Tipo di dispersore	Formula
Emisfera di raggio r_0	$R = \frac{\rho}{2\pi r_0}$
Elettrodo cilindrico di lunghezza L e raggio r , infisso verticalmente.	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{r} - 1 \right) \cong \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{2L}{r}$
Conduttore orizzontale, lunghezza $2L$, raggio r , profondità $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{r} + \ln \frac{4L}{s} - 2 \right)$
Elettrodo a croce, lunghezza lato L , raggio del conduttore r , profondità $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{r} + \ln \frac{2L}{s} + 2,91 \right)$
Anello conduttore, diametro anello D , raggio conduttore r , profondità $s/2$	$R = \frac{s}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{2r} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
Nastro interrato di lunghezza $2L$, larghezza a , spessore $\ll a$, profondità $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 1 \right)$
Piastra circolare interrata orizzontalmente di diametro D , spessore $\ll D$, profondità $s/2$	$R = \frac{\rho}{4D} + \frac{\rho}{4\pi s}$

Figura 72 - Resistenze di terra per vari tipi di dispersore.

Per contenere le tensioni di passo e di contatto è necessario distribuire i dispersori il più uniformemente possibile sulla superficie che si vuole proteggere. In una rete di terra magliata, le tensioni di contatto sono più critiche al centro delle maglie, in particolare delle maglie perimetrali, mentre le tensioni di passo sono critiche ai vertici della rete. Per questo, è opportuno prevedere ai bordi della rete, dei picchetti che penetrino più in profondità della rete stessa.

Detta ρ_s la resistività media superficiale del terreno e ρ_p la resistività media degli strati profondi di terreno, si possono delineare due casi:

- $\frac{\rho_s}{\rho_p} > 1$: può essere conveniente installare dei picchetti connessi tra loro in parallelo;
- $\frac{\rho_s}{\rho_p} \leq 1$ e per installazioni estese: conviene adottare una maglia di terra con eventuali picchetti ai vertici per ridurre le tensioni di passo.

In alcuni edifici, dove autorizzato dalla società idrica, l'acquedotto è utilizzato come unico dispersore (di fatto).

Per misurare la resistività del terreno è possibile utilizzare il metodo "dei quattro picchetti" di Wenner:

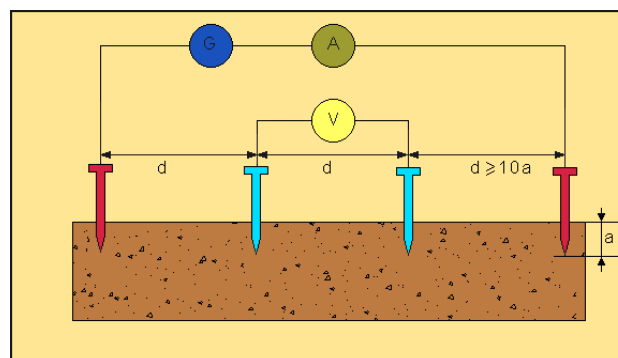


Figura 73 - Metodo dei quattro picchetti di Wenner.

Nota la corrente I e la tensione V , la resistività del terreno è facilmente calcolata come

$$\rho = 2\pi d \frac{V}{I}$$

Quando la resistività del terreno circostante è troppo elevata, è possibile introdurre sostanze elettriche conduttrici quali:

- **Grafite, bentonite, polvere metallica:** metodo valido ma non duraturo, richiede grandi scavi;
- **Cloruro di sodio o di calcio, solfato di magnesio o di rame:** valido ma non duratura, in quanto i sali sono solubili in acqua e col tempo vengono dilavati. Il trattamento deve essere ripetuto ogni anno;
- **Elettrolita non solubile in acqua “gel”:** il terreno viene trattato con due soluzioni saline che reagendo tra loro formano un gel stabile e non solubile in acqua, che aumenta molto il contatto del dispersore col terreno. Sia questa soluzione che la soluzione mediante sali, non sono attuabili quando vi è il rischio di inquinamento delle falde acquifere.

Si vuole infine accennare ai fenomeni di corrosione a cui sono soggetti i dispersori, a causa delle correnti galvaniche e dell'aggressività propria del terreno (acidità). È possibile classificare il terreno in base alla resistività:

- Per $\rho = 10 \div 20 \Omega m$ si hanno terreni fortemente aggressivi;
- Per $\rho = 20 \div 50 \Omega m$ si hanno terreni mediamente aggressivi;
- Per $\rho = 50 \div 100 \Omega m$ si hanno terreni non aggressivi.

Il materiale del dispersore deve essere scelto per limitare al massimo la sua corrosione e garantirne il funzionamento per il maggior numero di anni possibile.

Per maggiori informazioni e note sul progetto dell'impianto di terra si rimanda al §4.7. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume IV.

4.2.2. Verifica dell'impianto di terra

La normativa impone la verifica dell'efficienza di un impianto di terra mediante:

- Misura della resistenza di terra;
- Verifica dei conduttori di terra;
- Se necessario, misura delle tensioni di passo e di contatto.

Le misure della resistenza di terra si effettuano mediante il metodo volt-amperometrico mediante l'ausilio di un dispersore ausiliario (sonda di corrente) e una sonda di tensione (che può essere anch'essa a picchetto).

Il dispersore ausiliario di corrente deve essere posto ad una distanza tale da considerarsi fuori dalla sfera di influenza del dispersore in esame, quindi pari a una distanza $\delta \geq 4 \div 5 D$ dove D rappresenta la dimensione massima del picchetto di terra. Nel caso di grandi complessi industriali, l'elettrodo potrebbe dover essere posto a parecchi chilometri di distanza.

Per questo motivo potrebbe non essere sempre possibile eseguire tale misura. Si ricorre quindi al metodo con sonda ravvicinata. Tale metodo non permette la misura della resistenza di terra, ma consente una valutazione cautelativa (a favore della sicurezza) direttamente delle tensioni di passo e di contatto.

Si consideri un dispersore emisferico (teorico) isolato, ed un dispersore emisferico in presenza della sonda ausiliaria di corrente. Nei due casi l'andamento del potenziale è rappresentato in figura:

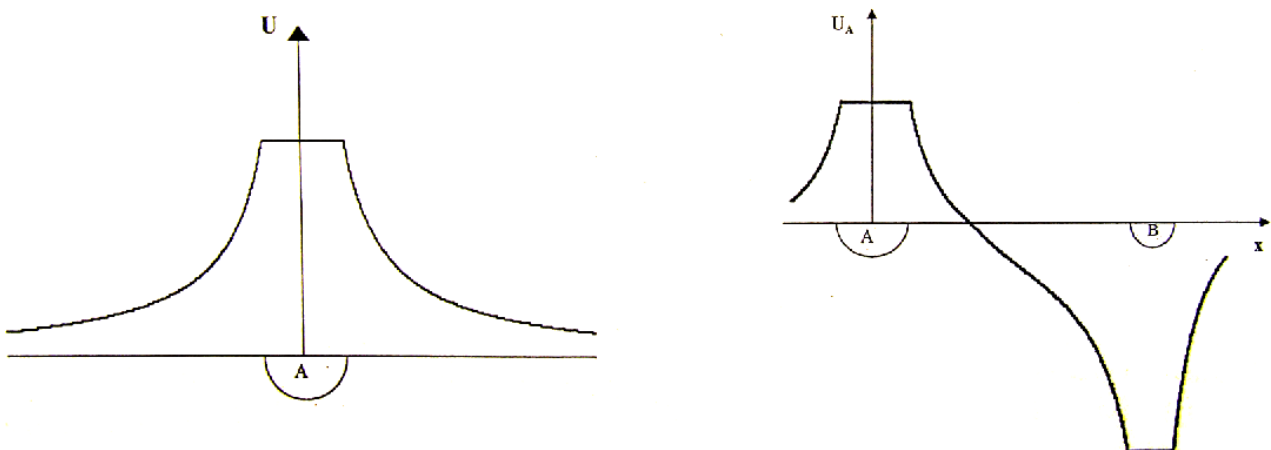


Figura 74 - Andamento del potenziale sulla superficie del terreno con dispersore emisferico (A) in assenza (a sinistra) e in presenza (a destra) di un dispersore ausiliario (B).

Se si confrontano i due potenziali sulla stessa scala si nota come la tensione di contatto misurata in presenza della sonda ausiliaria U'_c nel punto H, sia maggiore della tensione di contatto effettiva U_c :

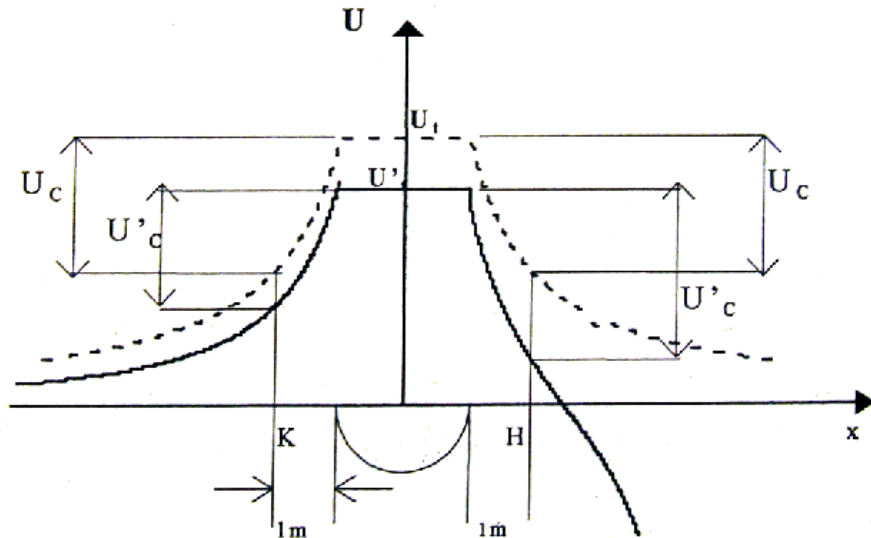


Figura 75 - Differenza tra le tensioni di contatto nei due casi precedenti. U_c senza dispersore ausiliario; U'_c con dispersore ausiliario.

La misura di U_c in H, quindi, porta ad un risultato cautelativo. La stessa cosa non vale nel punto K, dove risulta $U'_c < U_c$. Esiste dunque una zona, compresa in un settore angolare di 160° , entro la quale la misura di U_c (mediante la sonda di tensione) risulta essere cautelativa. Tale zona è rappresentata in figura:

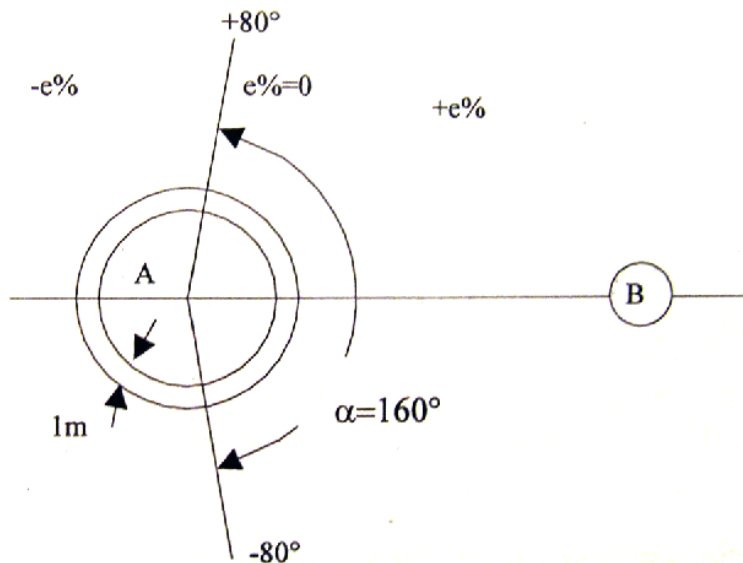


Figura 76 - Settore spaziale entro il quale la misura della tensione di contatto mediante un dispersore ausiliario sono in favore della sicurezza.

Quanto visto per il dispersore emisferico è possibile estendere a impianti di terra complessi. In tal caso, però, è necessario disporre di tre dispersori ausiliari (B_1 , B_2 , e B_3) posti a 120° tra loro:

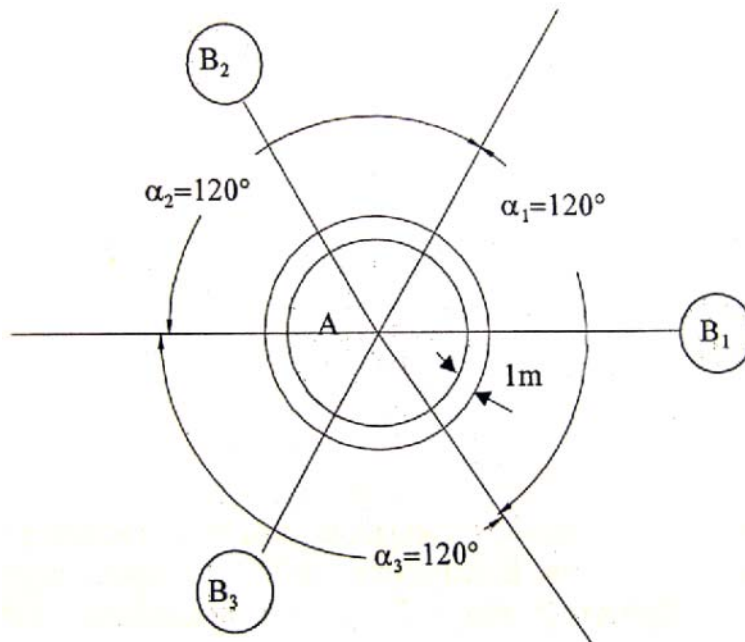


Figura 77 - Posizione delle sonde di corrente (dispersori ausiliari) per la misura delle tensioni di contatto e di passo, in favore della sicurezza.

In tal modo la misura delle tensioni di passo e di contatto si può effettuare in qualsiasi punto, utilizzando il rispettivo dispersore ausiliario entro 120° .

4.3. Protezione dai contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti consiste nell'evitare il contatto delle persone con le parti attive. Sono previsti diversi gradi di protezione:

- **Totale** per tutti gli utenti: gradi IP. Le parti in tensione sono protette da un isolamento che può essere rimosso solo per distruzione dello stesso. I cavi, quando posati a vista, richiedono il doppio isolamento, normalmente garantito dalla presenza della guaina sull'isolamento principale, guaina che deve essere adatta all'impiego previsto del cavo (e.g. resistente alle azioni meccaniche o all'acqua per cavi da cantiere).
- **Parziale** per zone frequentate da individui PES e PAV: locali sottochiave, ostacoli. In generale, anche nei locali sottochiave, è necessario adottare dei distanziatori o ostacoli che impediscano il raggiungimento contemporaneo con le braccia di parti a potenziale diverso.
- **Addizionale**: mediante l'adozione di interruttori differenziali, che intervengono nel caso in cui il contatto diretto provochi una dispersione di terra (attraverso l'infortunato).

4.3.1. Protezione verso l'esterno IP

Il grado di protezione verso l'esterno **IP (Indice di Protezione** o anche Ingress Protection) è un codice (applicabile a sistemi con tensione nominale non superiore a 72,5 kV) che riassume il livello di protezione di un'apparecchiatura elettrica contro il **contatto accidentale** o **intenzionale** con il corpo umano o con oggetti, e la protezione contro il **contatto con l'acqua**.

La codifica è la seguente:

IPXXab

Al termine IP seguono due cifre obbligatorie (XX) e due lettere opzionali (ab).

Prima cifra

La prima cifra, variabile tra 0 e 6, indica il grado di protezione contro la penetrazione di corpi estranei:

Livello	Definizione	Effetti pratici
IP0X	Nessuna protezione	
IP1X	Protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 50mm	Protetto contro l'accesso con il dorso della mano
IP2X	Protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 12mm	Protetto contro l'accesso con un dito
IP3X	Protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 2.5mm	Protetto contro l'accesso con un attrezzo
IP4X	Protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 1mm	Protetto contro l'accesso con un filo
IP5X	Protetto contro la polvere	Protetto contro l'accesso di polvere o di un filo sottile
IP6X	Totalmente protetto contro la polvere	Totalmente protetto dalla polvere

Tabella 15 - Significato della prima cifra nella codifica IP.

Seconda cifra

La seconda cifra, variabile tra 0 ed 8, indica il grado di protezione contro la penetrazione dell'acqua:

Livello	Resistenza
IPX0	Non protetto
IPX1	Protetto da caduta verticale di gocce d'acqua
IPX2	Protetto da caduta di gocce d'acqua con inclinazione massima 15°
IPX3	Protetto dalla pioggia
IPX4	Protetto da spruzzi
IPX5	Protetto da getti d'acqua
IPX6	Protetto da ondate
IPX7	Protetto da immersione temporanea
IPX8	Protetto da immersione continua

Tabella 16 - Significato della seconda cifra nella codifica IP.

Prima lettera opzionale

La prima lettera aggiuntiva indica la protezione contro l'accesso umano:

Livello	Effetti
a	Protetto contro l'accesso con il dorso della mano
b	Protetto contro l'accesso con un dito
c	Protetto contro l'accesso con un attrezzo
d	Protetto contro l'accesso con un filo

Tabella 17 - Significato della prima lettera nella codifica IP.

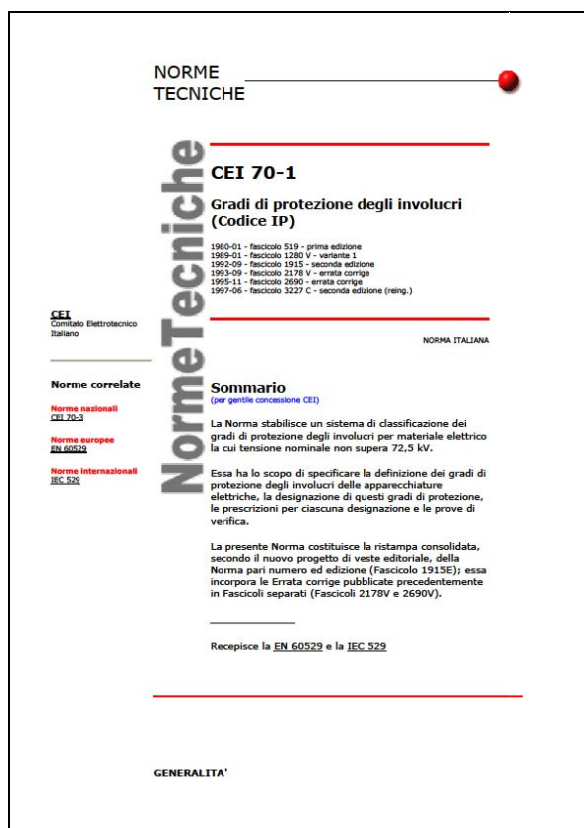
Seconda lettera opzionale

La seconda lettera aggiuntiva indica informazioni aggiuntive riguardo la protezione del dispositivo:

Livello	Effetti
h	Apparecchiatura ad alta tensione
m	Provato contro gli effetti dannosi dovuti all'ingresso dell'acqua con apparecchiatura in moto
s	Provato contro gli effetti dannosi dovuti all'ingresso dell'acqua con apparecchiatura non in moto
w	Adatto all'uso in condizioni atmosferiche specificate

Tabella 18 - Significato della seconda lettera nella codifica IP.

Ulteriori informazioni sul grado di protezione IP sono contenute nella norma CEI 70-1 (doppio click per aprire il documento allegato):



4.3.2. Protezione attiva dai contatti diretti

La **protezione attiva** o **addizionale** contro i contatti diretti si basa sull'utilizzo di **interuttori differenziale**.

Tale misura è da intendersi, appunto, come addizionale ai sistemi di protezione totale o parziale, ovvero che entri in funzione in caso di fallimento di una delle precedenti o per negligenza degli utenti. In altre parole la sola presenza della protezione addizionale non garantisce la sicurezza e non autorizza i contatti diretti.

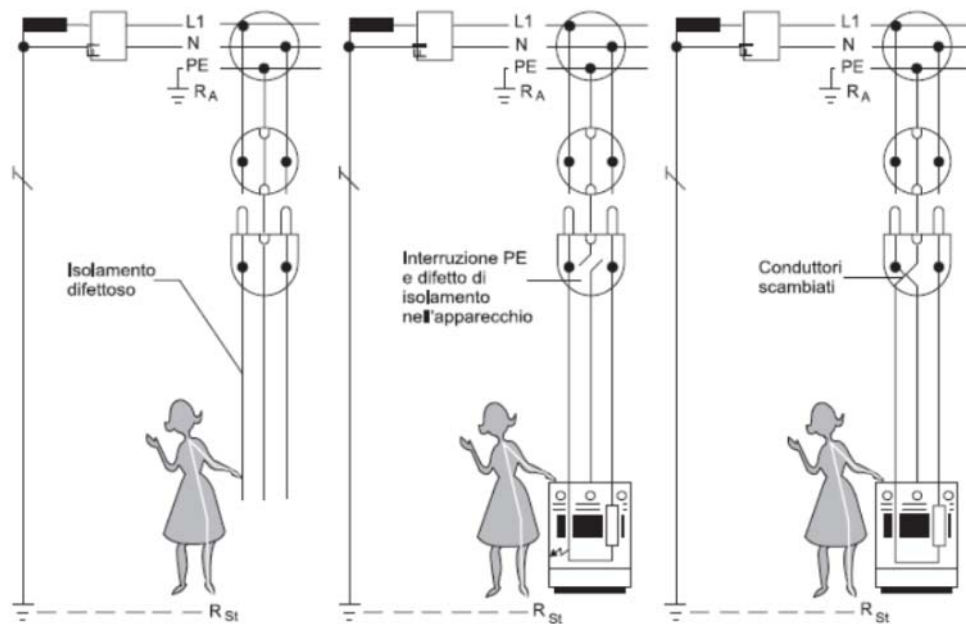


Figura 78 - Esempi di contatti diretti involontari per i quali la protezione addizionale risulta efficace.

I differenziali si dividono in base alla corrente differenziale nominale di intervento I_{dn} :

- Ad alta sensibilità: $I_{dn} \leq 1 A$
- A bassa sensibilità: $I_{dn} > 1 A$

Per la protezione addizionale si possono adottare solo **interuttori differenziali ad alta sensibilità** con

$$I_{dn} \leq 30 mA$$

È necessario tenere presente le difficoltà pratiche di utilizzo di interuttori differenziali con soglie più basse, legate alle normali correnti di dispersione presenti nell'impianto (le norme accettano fino a $5 mA$). Dal momento che la **corrente differenziale di non intervento** è definita come $I_{dn}/2$, è evidente come assumere $I_{dn} = 30 mA$ equivale a fissare una soglia di sensibilità di $15 mA$ che è necessaria per assicurare la continuità di servizio.

Infine è importante notare come gli interuttori differenziali siano sensibili ai disturbi della rete, quali quelli generati da componenti elettronici di potenza (alimentatori, dimmer, inverter per lampade, ...).

4.3.3. Protezione dai contatti diretti durante operazioni di manutenzione/lavori

Per poter effettuare operazioni di manutenzione o lavori su una zona normalmente in tensione, è necessario sezionare tale parte dell'impianto per poter garantire la sicurezza dei lavoratori.

La procedura, in francese denominata *consignation*, consiste nei seguenti step:

- **Separazione:** distacco dell'alimentazione della sezione di impianto in esame.
- **Condamnation:** traducibile in italiano con "lucchettaggio", ma meglio descritto dal termine inglese **lockout-tagout** (LOTO), consiste nel rendere impossibile, mediante l'applicazione di appositi dispositivi (come un lucchetto) la rimessa in servizio della sezione disalimentata dell'impianto da una persona diversa da colui che ha effettuato la separazione. Oltre a ciò, l'applicazione di un'etichetta (tag) consente a chi avesse necessità di rialimentare l'impianto di contattare il responsabile.
- **Identificazione:** delimitazione della zona di lavoro per mezzo di dispositivi di protezione collettivi, quali ostacoli, nastro rosso/bianco, ...
- **Verifica:** dell'assenza della tensione nella sezione in esame;
- **Messa a terra:** a monte della sezione in esame in caso di circuito terminale e a monte e a valle della sezione nel caso di linea di trasmissione, cavo o comunque in tutti quei casi in cui l'alimentazione potrebbe arrivare anche da valle.

A tal fine i dispositivi di manovra e/o di protezione devono possedere i seguenti **requisiti di sicurezza**:

- **Onnipolarità del sezionamento con simultaneità di apertura e chiusura del neutro.** Tutti i conduttori devono essere sezionati contemporaneamente (ad eccezione del PE che non va sezionato). L'eventuale telecomando deve essere a sicurezza positiva (ossia in logica negativa: le bobine comandano l'apertura quando vengono diseccitate).
- I **comandi funzionali** devono essere idonei per più manovre. Si noti che per $I_n < 16 A$ sono considerati comandi funzionali anche le prese a spina.
- **Estraibilità degli interruttori** ovvero combinazione degli stessi con un **dispositivo di sezionamento**.
- **Garanzia dell'avvenuta apertura** per i dispositivi di sezionamento, con possibilità di bloccare in posizione di aperto il dispositivo per mezzo di un lucchetto o una apposita chiave.

Quando i lavori devono essere effettuati in prossimità di sezioni di impianto che **non possono essere disalimentate**, è necessario provvedere a disporre ostacoli rigidi che impediscano l'avvicinamento delle parti attive. Oltre a ciò, nel caso di lavori in prossimità di linee elettriche aeree, è necessario rispettare la distanza di sicurezza minima di 3 m (anche in bassa tensione), nelle condizioni di lavoro più sfavorevoli.

4.4. Protezione dai contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nell'evitare i pericoli risultanti dal contatto con parti normalmente non conduttrici che possono andare in tensione in conseguenza di un guasto. Le misure si distinguono in:

- Protezione **senza interruzione automatica dell'alimentazione**: mediante l'adozione di componenti in doppio isolamento, o con alimentazione con separazione elettrica (trasformatore di isolamento);
- Protezione **con interruzione automatica dell'alimentazione**: mediante l'interazione coordinata del sistema di messa a terra e i dispositivi di protezione.

Un approccio semplificato e convenzionale nella protezione con interruzione automatica, consiste nel far sì che la tensione di contatto U_c a cui un eventuale utente sia soggetto in caso di guasto non superi i valori fissati dalle norme U_{Lc} :

$$U_c \leq U_{Lc}$$

Tale tensione di contatto è, in generale, una quota parte della tensione totale di terra U_T , che può essere calcolabile o meno a seconda delle informazioni sull'impianto di terra che si ha a disposizione. In generale la tensione di contatto non deve superare:

- $U_c \leq 50 V$ per $t < 5 s$ in condizioni normali, oppure secondo la Tabella 14 qualora si conoscano i parametri necessari al calcolo della tensione totale di terra.
- $U_c \leq 25 V$ per $t < 5 s$ in condizioni speciali, oppure secondo la Tabella 14 qualora si conoscano i parametri necessari al calcolo della tensione totale di terra.

Nel seguito verranno analizzati i sistemi TT, TN e IT, specificando di volta in volta i provvedimenti da adottare affinché tale condizione di sicurezza sia rispettata.

Per un approccio teorico completo sulle condizioni di sicurezza nei contatti indiretti si rimanda al §4.5.2. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume IV.

Si rimanda, invece, all'appendice A9 per una trattazione tecnica completa circa la protezione dai contatti indiretti.

4.4.1. Sistemi TT, TN e IT

4.4.1.1. Sistema TT

Il **sistema TT** viene impiegato per alimentare impianti utilizzatori di piccola potenza. Nel caso di guasto fase-massa l'anello di richiusura della corrente comprende la fase affetta da guasto, e gli impianti di terra dell'utente e della cabina R_u , ed R_t (Figura 79).

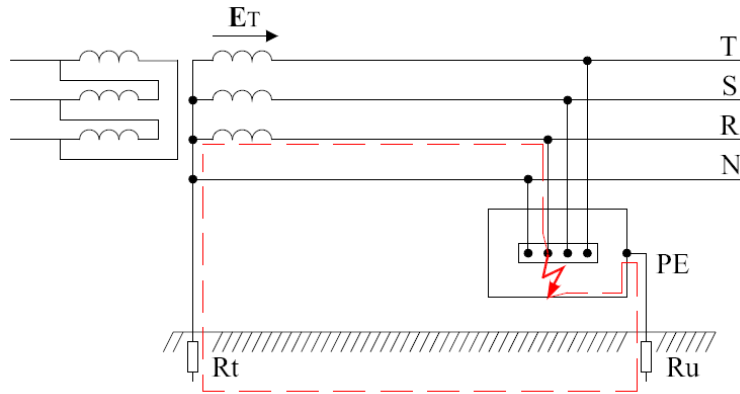


Figura 79 – Guasto fase-massa in un sistema TT.

Si può esprimere la corrente di guasto tramite la:

$$I_g = \frac{E_T}{R_u + R_t}$$

La tensione di contatto a cui si portano le masse vale

$$U_c = R_u \cdot I_g = \frac{R_u}{R_u + R_t} E_T$$

Questo mette in evidenza la necessità di avere una R_u particolarmente piccola.

I dispositivi di protezione sono essenzialmente degli interruttori differenziali tarati per correnti differenziali massime di 30 mA . In generale non è noto il valore di R_t (o comunque non è possibile agire su di esso), quindi è necessario imporre $U_c = 50 \text{ V}$ per valutare la resistenza del dispersore di terra. In questo modo si ottiene un valore della resistenza R_u di progetto pari a

$$R_u = \frac{50}{0,03} = 1666 \Omega$$

Per far sì che il tempo di apertura sia pari a $t_a = 0,2 \text{ s}$, si considera un valore di corrente differenziale pari a $5 \cdot I_{dn} = 0,15 \text{ A}$ (cfr. §2.3.1.1, interruttori differenziali). In tal caso la resistenza del dispersore dovrà essere di

$$R_u = \frac{50}{0,15} = 333 \Omega$$

In generale valori di R_u più bassi sono a favore della sicurezza. Qualora, per motivi di varia natura, il dispersore di terra abbia resistenze troppo elevate, possono essere utilizzati anche interruttori sensibili alle grandezze omopolari.

4.4.1.2. Sistema TN

Il **sistema TN** viene impiegato per forniture di potenza medio-alta. In Europa, l'utilizzo di un sistema TN è subordinato al possesso del trasformatore MT/BT (altrimenti l'impianto deve essere di tipo TT).

Possiamo distinguere tra tre tipi di sistemi TN:

- TN-C: il neutro e il conduttore di protezione (PE) sono svolte da un unico conduttore
- TN-S: il neutro ed il PE sono due conduttori separati
- TN-C-S: la due funzioni sono in parte combinate ed in parte separate.

Nel caso di guasto fase-massa, l'anello di guasto non interessa il terreno, rimanendo chiuso nel conduttore di protezione (Figura 80).

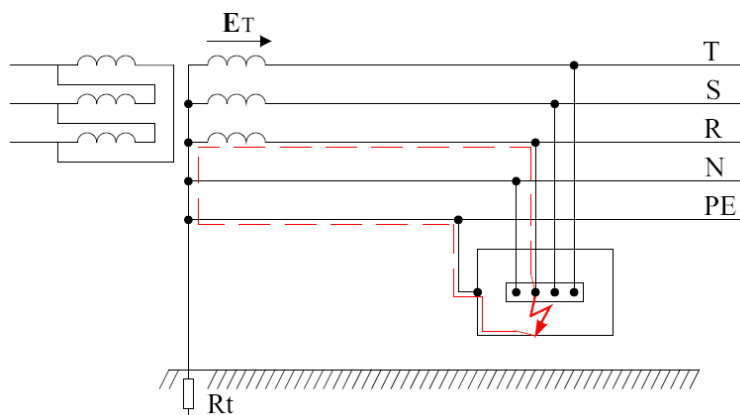


Figura 80 – Guasto fase-massa in un sistema TN-S.

La corrente di guasto I_g sarà il rapporto tra la tensione della rete E_T e la serie di impedenza della linea Z_L e del PE (o del PEN) Z_{PE} :

$$I_g = \frac{E_T}{Z_L + Z_{PE}}$$

Il terreno non è interessato dalla corrente, pertanto la tensione di contatto è pari alla caduta di tensione sul conduttore di protezione:

$$U_c = I_g \cdot Z_{PE} = \frac{Z_{PE}}{Z_L + Z_{PE}} E_T$$

In questo caso il rapporto $\frac{Z_{PE}}{Z_L + Z_{PE}}$ è una responsabilità di progetto. In via generale è possibile prevedere che tale rapporto sia pari a 0,5 (Tabella 14) pertanto la tensione di contatto sarà pari a metà della tensione totale di terra (che coincide con la E_T).

È dunque possibile agire sulla Z_{PE} in modo tale che l'impedenza sia sufficientemente piccola da garantire una I_g superiore alla soglia di intervento magnetico, assicurando una rapida estinzione del guasto.

Anche se questa protezione è di norma sufficiente, si inserisce nel sistema un interruttore differenziale a protezione dei contatti diretti.

4.4.1.3. Sistema IT

Il **sistema IT** è usato solo dove sono sussistono particolari esigenze di continuità di servizio.

L'impianto utilizzatore deve avere una cabina di trasformazione propria, con neutro isolato o a terra per mezzo di un'impedenza di elevato valore, mentre le masse sono messe a terra nel modo tradizionale.

Nel caso di guasto fase-massa, l'anello di guasto comprende la R_u e le capacità di linea C_0 (Figura 81), oppure la resistenza di terra del neutro di valore elevato (in genere, quindi, una Z_0):

$$I_g = \frac{E_T}{R_u + Z_0}$$

Le correnti hanno pertanto intensità limitate, mentre le altre due fasi si portano ad un potenziale prossimo alla tensione concatenata.

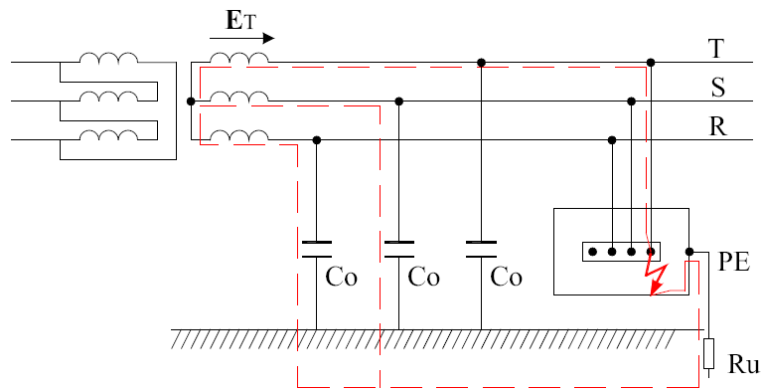


Figura 81 - Guasto fase-massa in un sistema IT.

Nel caso di un primo guasto, è sufficiente che la corrente I_g dia luogo ad una tensione di contatto U_c inferiore a quella limite per il determinato livello di tensione E_T .

$$U_c = R_u \cdot I_g = \frac{R_u}{R_u + Z_0} E_T$$

Essendo in genere $Z_0 \gg R_u$ si ha che $U_c \ll E_T$.

Un **dispositivo di controllo dell'isolamento**, costituito ad esempio da un relè voltmetrico omopolare, deve essere provvisto nell'impianto e collegato ad una segnalazione ottica o acustica. Ciò è necessario in quanto, se si realizzasse un altro guasto fase-terra, l'anello di guasto si richiuderebbe attraverso il nuovo guasto, stavolta con bassa impedenza, e quindi con correnti e conseguenti tensioni di contatto molto più elevate.

Per questo motivo, anche nel sistema IT devono essere presenti i dispositivi di protezione utilizzati nei sistemi TT/TN (a seconda del collegamento delle masse), in modo da poter garantire la sicurezza dell'impianto in caso si manifestassero due guasti verso terra contemporaneamente.

4.4.1.4. Sicurezza in MT e AT

Come visto nel § 4.1.1, in AT ed MT i limiti sono sostanzialmente superiori rispetto ai rispettivi in BT. La **condizione di sicurezza** da rispettare è sempre

$$U_c \leq U_{Lc}$$

Per i tempi riportati in Tabella 13. Se però, come auspicabile, l'impianto di messa a terra è condiviso tra sezione AT e BT dell'impianto, la **condizione cautelativa** da rispettare è

$$U_T \leq U_{Lc}$$

Dove U_T è la tensione totale di terra. Tale condizione è comunque da rispettare in applicazioni speciali come cantieri o con impianti dispersori a picchetto.

Si noti che, a differenza dei sistemi TT in BT, negli impianti AT il distributore è tenuto a fornire il valore della corrente di guasto a terra nel nodo di allaccio: risulta pertanto possibile calcolare la resistenza di terra del distributore e conoscere la tensione totale di terra U_T nell'impianto.

La norma CEI 11-1 concede

$$U_T \leq 1,5 \cdot U_{Lc}$$

Che risulta la **condizione conveniente** da applicare qualora vi sia un **dispersore ad anello o magliato**, in quanto, in tal caso, la tensione totale di terra è certamente maggiore della tensione di contatto.

4.5. Protezione degli edifici dalle scariche atmosferiche

4.5.1. Introduzione. Analisi di rischio

Un impianto di protezione contro i fulmini **LPS (Lightning Protection System)** è l'insieme di dispositivi atti a realizzare la protezione contro i fulmini, costituito da:

- **Impianto LPS esterno:** per la protezione dalla fulminazione diretta. Comprende gli organi di captazione, le calate e i dispersori;
- **Impianto LPS interno:** per la protezione dalle fulminazioni indirette. Comprende le connessioni equipotenziali, limitatori e scaricatori di tensione.

In base alla forma degli **organi di captazione**, si distinguono:

- Impianti ad aste verticali;
- Impianto a funi;
- Impianto a maglia (gabbia di Faraday).

Prima di procedere alla progettazione di un LPS, è necessario stabilire se la sua installazione sia necessaria o no. Per questo è necessario effettuare preventivamente un'analisi di rischio.

Nel rischio associato alla fulminazione, 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).

Il campo elettromagnetico impulsivo causato dal fulmine (LEMP) 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:
 - o S1: fulmine sulla struttura;
 - o S2: fulmine vicino alla struttura;
 - o S3: fulmine sui servizi entranti nella struttura;
 - o S4: fulmine in prossimità dei servizi entranti nella struttura.
- 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 insostituibile
- 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
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, per il rischio R_1 di perdita di vite umane:

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

Per il rischio di perdita di servizio pubblico:

$$R_2 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z$$

per il rischio di perdita di patrimonio culturale insostituibile:

$$R_3 = R_B + R_V$$

per il rischio di perdita economica:

$$R_4 = R_A + R_B + R_C + R_M + R_U + R_V + R_W + R_Z$$

(R_A e R_U sono in strutture ad uso agricolo in conseguenza alla perdita di animali).

Ciascuna delle componenti di rischio è espressa mediante la $R = NPL$. Per valutare il **numero di eventi** N , 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 ceraonica 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 ceraonica 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, che per un'intensità di corrente di fulmina pari a 40 kA è pari a $m = 3$. Questa formula deriva dal considerare un'area siffatta (area piena):

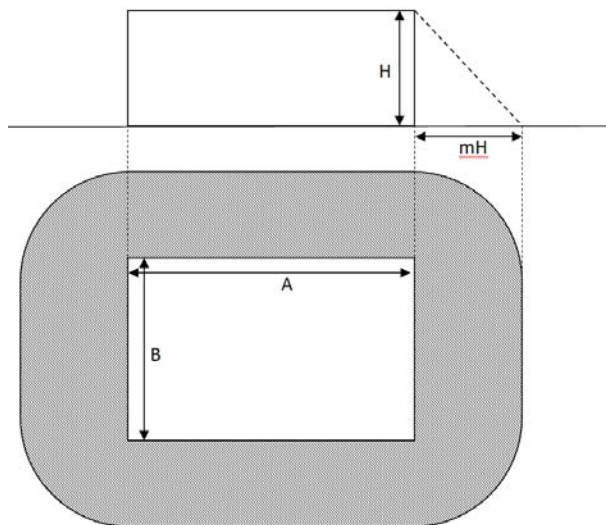


Figura 82 - Area equivalente per il calcolo del rischio di fulminazione di un edificio.

La norma prevede un coefficiente correttivo C_d che tiene conto della disposizione della struttura:

- $C_d = 0,25$: struttura situata in un'area con strutture di altezza pari o superiore;
- $C_d = 0,5$: struttura situata in un'area con presenza di strutture più basse;
- $C_d = 1$: struttura isolata, o dove non esistano altre strutture a una distanza inferiore di mH ;
- $C_d = 2$: struttura isolata sulla cima di una collina o di una montagna.

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

$$N = N_t \cdot C_d \cdot A_e$$

ossia

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

4.5.2. Criteri di progetto e tipi di LPS

In base all'analisi di rischio si sceglie il livello di protezione richiesto all'LPS.

Parametri della corrente di fulmine		Livelli di protezione		
		I	II	III e IV
Valore di picco	$I (kA)$	200	150	100
Carica impulsiva	$Q_{imp} (C)$	100	75	50
Energia specifica	$E_s (MJ/\Omega)$	10	5,6	2,5

Tabella 19 - Livelli di protezione classificati dalle norme.

Il sistema LPS deve garantire la capacità di condurre la corrente di fulmine di riferimento per il suo livello (**criterio di conduzione**, vedi tabella precedente) e di intercettare il minimo fulmine di riferimento per lo stesso livello (**criterio di intercettazione**).

Un LPS può essere di tipo:

- **Isolato**: la struttura metallica è posta su supporti isolanti;
- **Non isolato**: la struttura metallica è fissata senza supporti isolanti. Ciò è realizzato tipicamente nelle parti della maglia che attraversano zone di passaggio e piani di calpestio.

Un LPS è costituito generalmente da:

- Captatori a maglia;
- Captatori ad asta;
- Sistema di interconnessione e di collegamento dei captatori alle calate;
- Calate;
- Dispersori.

I captatori, ossia gli organi che “catturano” il fulmine, possono essere una qualsiasi combinazione dei seguenti elementi:

- Maglie
- Aste
- Funi

Captatore a maglia

Si tratta di una struttura reticolare poggiato al di sopra della copertura degli edifici. A ciascun livello di protezione corrisponde un valore massimo per la dimensione del lato della maglia:

Livello di protezione	Dimensione del lato della maglia (m)
I	5
II	10
III	15
IV	20

Tabella 20 - Dimensione della maglia in funzione del livello di protezione.

Captatore ad asta e a fune

Per valutare la protezione offerta da un captatore di questo tipo si può ricorrere ad uno dei seguenti metodi:

- **Metodo dell'angolo di protezione:** l'angolo di protezione è funzione dell'altezza del captatore. Il cono descritto da tale angolo definisce l'area protetta.

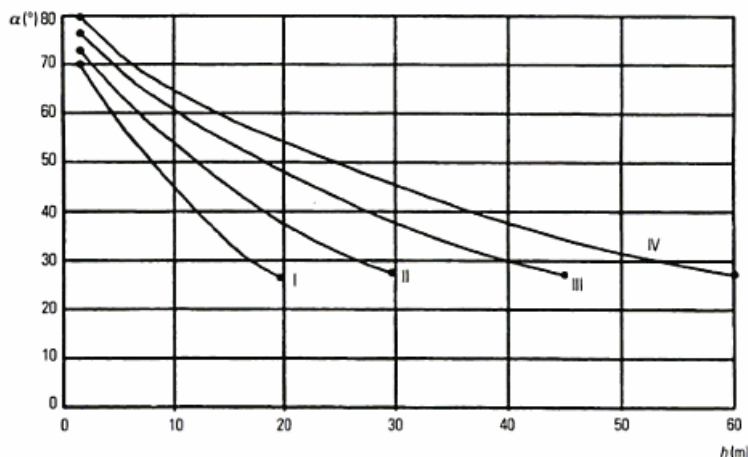


Figura 83 - Valori dell'angolo di protezione α in funzione dell'altezza del captatore h (m).

- **Metodo della sfera rotolante:** il posizionamento del captatore si individua simulando la rotazione, intorno alla struttura da proteggere, di una sfera di raggio R , dipendente dal livello di protezione scelto:

Livello di protezione	Raggio della sfera (m)
I	20
II	30
III	45
IV	60

Tabella 21 - Raggio della sfera di rotolamento in base al livello di protezione.

La sfera non dovrà mai entrare in contatto con la struttura, ma soltanto col terreno e con i captatori. L'adozione di un raggio più basso per la sfera garantirà la protezione dai fulmini statisticamente più probabili.

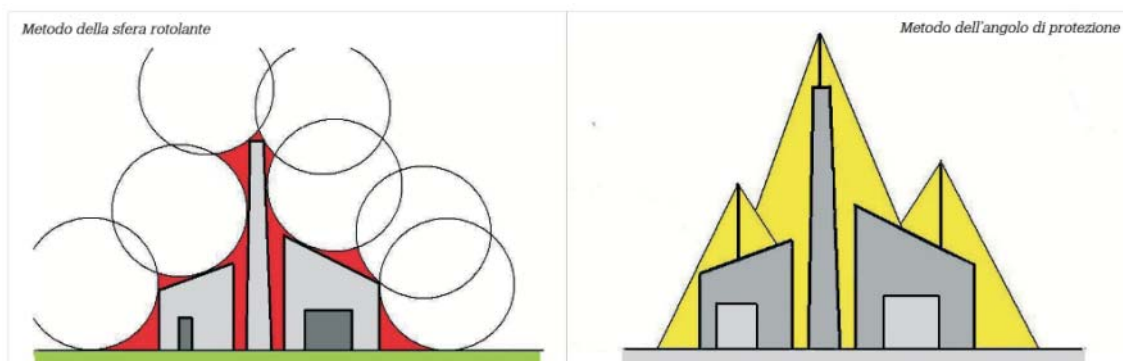


Figura 84 - metodo della sfera rotolante e dell'angolo di protezione.

Una particolare attenzione deve essere posta nell'**impianto delle antenne**. Tali elementi costituiscono dei captatori naturali, e devono essere protetti avendo cura di posizionarli al di sotto della zona coperta dai captatori. Come ulteriore misura di sicurezza, per evitare che la corrente di fulmine si propaghi attraverso i collegamenti degli impianti a cui fanno parte, è possibile:

- Collegare il palo dell'antenna alle calate o alle maglie;
- Collegare lo schermo metallico dei cavi al palo e/o alle calate;
- Collegare lo schermo dei cavi all'impianto di messa a terra.

Calate

Le calate devono essere sistemate in modo da diventare, nei limiti del possibile, la continuazione diretta dei captatori ed assicurare il percorso più breve fino a terra. Ciascuna calata deve essere connessa al dispersore con una giunzione apribile. A livello del suolo, la calata deve essere protetto da un tubo di PVC pesante.

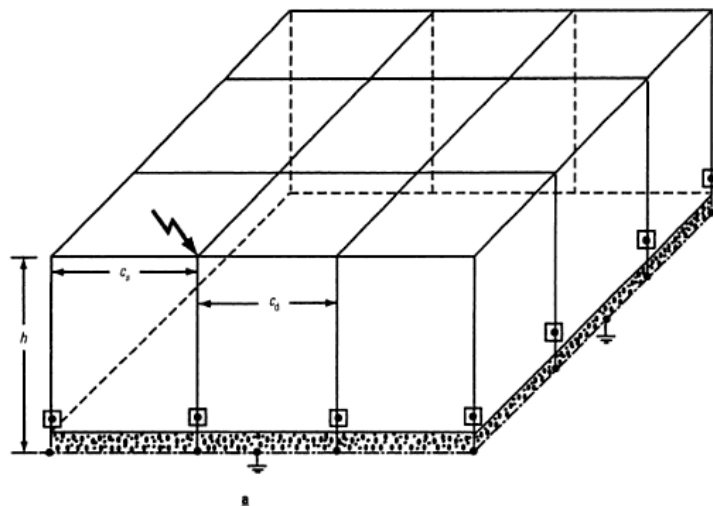


Figura 85 - LPS con captatore a maglia e calate collegate a livello del suolo.

La corrente di fulmine che colpisce un captatore, verrà ripartita sulle diverse calate secondo un certo coefficiente k_c . Il **coefficiente di ripartizione** k_c consente di determinare la minima distanza di sicurezza s da rispettare tra le calate e i corpi metallici e gli impianti interni alla struttura, per evitare correnti indotte. La calata più vicina al punto dell'impatto (caso rappresentato in Figura 85) viene attraversata da una frazione della corrente di fulmine individuata da:

$$k_c = \frac{1}{2n} + 0,1 + 0,2 \cdot \sqrt[3]{\frac{c_s}{h}} \cdot \sqrt[6]{\frac{c_d}{c_s}}$$

Dove n è il numero di calate. La distanza di sicurezza s conseguente è pari a:

$$s = \frac{k_i k_c}{k_m} \cdot l$$

Dove k_i è un coefficiente che dipende dal livello di protezione, k_m dipende dal materiale isolante e l la distanza in metri fra il punto in cui si intende verificare la distanza di separazione e la più vicina connessione equipotenziale fra le parti interessate.

Livello di protezione	k_i
I	0,08
II	0,06
III e IV	0,04

Tabella 22 - Valori del coefficiente k_i .

Materiale	k_m
Aria	1
Muratura	0,5

Tabella 23 - Valori del coefficiente k_m

Per ulteriore informazioni sul progetto degli LPS si rimanda al §4.9.3. del libro *Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica* – volume IV.

Pillole di saggezza

Non si può dire che tutta la conoscenza sia racchiusa in questi detti, ma la loro scrupolosa applicazione porta a buoni risultati progettuali – provare per credere!

1. *Melius abundare quam deficere:*
2. *Entia non sunt multiplicanda sine necessitate:*

Appendice

A1. Avviamento e protezione dei motori



A2. Scelta e verifica dei motori asincroni (documento in Francese)

techno élec

Vérifier son moteur asynchrone

RACHID YOUSFI¹⁾

S'assurer que le moteur asynchrone choisi pourra vraiment s'acquitter de la tâche à laquelle on le destine constitue une réelle problématique. Nous vous en avons déjà proposé en « boîte à outils » (Technologie n° 116) une approche synthétique. Pour y répondre, voici une méthode de vérification de choix qui utilise des organigrammes recensant les différentes étapes de la démarche et les contraintes dont elle doit tenir compte.

Le choix préliminaire du moteur

Une fois que la puissance exigée du mécanisme à entraîner est déterminée et que les corrections nécessaires lui ont été apportées, on effectue un choix préliminaire du moteur. Ce dernier doit développer une puissance supérieure ou égale à celle de la charge et une vitesse proche de celle du mécanisme. Néanmoins, le choix définitif de la vitesse de rotation du moteur électrique s'opère en considérant simultanément le moteur et la transmission, notamment au niveau du coût. Les moteurs rapides, plus petits, sont, en principe, meilleur marché que les lents, mais ils exigent des rapports de transmission plus élevés, présentent des rendements très faibles et des facteurs de puissance défavorables. Et la recherche du réducteur adéquat doit prendre en compte le côté encombrement.

Parfois, il est plus commode de ne pas passer par un réducteur pour transmettre la puissance désirée, si la vitesse d'entraînement exigée est proche de la vitesse de régime n_0 du fonctionnement du moteur.

Les réducteurs sont normalement déterminés pour une charge uniforme et pour une cadence de démarrage faible. Dans le cas contraire, il est nécessaire de multiplier le couple de sortie par un facteur d'utilisation (ce facteur dépend du type de service du moteur ; se reporter aux diagrammes constructeur correspondants), et d'augmenter ainsi la puissance du moteur.

Le constructeur Leroy-Somer propose des motoréducteurs de type Compabloc à engrenages qui permettent d'adapter la vitesse du moteur électrique à celle de la machine à entraîner. Le motoréducteur se détermine alors par la puissance du moteur P_1 , exprimée en kilowattheures, et la vitesse de rotation à la sortie du réducteur (n_s) en tours par minute.

La grandeur caractéristique des réducteurs de vitesse est le couple nominal de sortie (C_m):

$$C_m = P_1 \cdot 9\,550 / n_s \cdot \text{rendement}$$

La sélection d'un réducteur ou d'un motoréducteur doit tenir compte de l'application. Un certain nombre

mots-clés
actionneur,
composants,
électrotechnique

d'applications — pompe centrifuge, pompe à piston, convoyeur à bande ou ascenseur, par exemple — sont répertoriées dans la classification indicative des charges de l'AGMA (American Gear Manufacturers Association) **1**. Leur classe dépend de leur temps de fonctionnement journalier. À chaque classe AGMA correspond un facteur de service du réducteur nommé K_p **2**.

1 La classification AGMA de certaines applications

Application	Heures/jour		
	3	10	24
Pompe centrifuge	I	I	II
Pompe à piston	I	II	II
Ascenseur	II	II	III
Convoyeur à bande	I	I	II

2 Les K_p correspondant aux classes AGMA

Classe AGMA	K_p
I	1
II	1,4
III	2

Une fois que l'on a déterminé ce facteur K_p et la puissance du moteur, on peut se reporter aux abaques que Leroy-Somer propose pour ses motoréducteurs. Chaque abaque correspond à un K_p ; à une plage de puissance et de vitesse de sortie donnée correspondent des rapports de transmission.

Remarque : Pour les applications nécessitant une vitesse comprise entre le minimum et le maximum de deux moteurs de pôles différents et successifs, le choix séparé d'un moteur et d'un réducteur est obligatoire (montage universel). Aussi, on doit s'assurer que le moteur choisi peut fournir la puissance d'entraînement requise et supporter l'échauffement des régimes transitoires (accélération, décélération, changement de vitesse et variation de la charge).

La vérification du moteur

Après le choix préliminaire du moteur, il faut s'assurer que ce dernier peut fournir la puissance d'entraînement requise sans pour autant être affecté par les régimes transitoires (accélération, décélération, changement de vitesse ou variation de charge). Une vérification des critères de démarrage et d'échauffement est donc obligatoire ; elle nécessite en premier lieu la connaissance du type de service de fonctionnement de la charge.

A3. Protezione dei circuiti

Indice

4 - Protezione dei circuiti

■ Introduzione	pag. 38
■ Protezione contro i sovraccarichi	pag. 41
■ Installazione dei cavi	pag. 45
■ Portata dei cavi	pag. 48
■ Caduta di tensione	pag. 57
■ Protezione contro il cortocircuito	pag. 62
■ Dimensionamento rapido dei cavi	pag. 82
■ Condotti sbarre prefabbricati	pag. 84

A4. Serie di Rénard

Estratto da Wikipedia:

http://it.wikipedia.org/wiki/Serie_di_Renard

Una **serie di Rénard di ordine k** è una successione numerica di k elementi, iniziante con il numero 1 e in cui il $(k + 1)$ -esimo elemento è il numero 10; nella successione l' n -simo termine differisce dal precedente $(n - 1)$ -esimo per un fattore pari alla radice k -sima di 10. In termini matematici:

$$R(i, k) = 10^{i/k}$$

Dove $R(i, k)$ sta per i -esimo termine della serie di Rénard di ordine k .

Nel 1952 l'ISO adottò nel suo standard ISO 3, la serie di Rénard come una serie di numeri preferenziali per definire gli standard. Di seguito sono riportate le serie di Rénard R5 ed R10, le più utilizzate in ambito elettrotecnico in quanto definiscono le sezioni dei cavi e le taglie di motori e trasformatori.

Serie R5	Serie R10
10	10 12,5
16	16 20
25	25 31,5
40	40 50
63	63 80
100	100

Tabella 24 - Serie di Rénard R5 ed R10.

A5. Contattori

ELECTROYOU.IT

ElectroYou

Enrico Biagi CONTATTORI

5 December 2004

1 - Generalità

Le prescrizioni relative ai contattori sono contenute nella Norma CEI 17-3, Fascicolo 1035, III edizione 1987 "Contattori destinati alla manovra di circuiti a tensione non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1200 V in corrente continua".

Secondo tale Norma il contactore è un **"dispositivo meccanico di manovra, generalmente previsto per un numero elevato di operazioni, avente una sola posizione di riposo, ad azionamento non manuale, capace di stabilire, sopportare ed interrompere correnti in condizioni di sovraccarico. La posizione di riposo corrisponde ordinariamente alla posizione di apertura dei contatti principali"**. (art. 1.2.03)

Vi sono tre tipi fondamentali di contattori

Contactore elettromagnetico: "Contactore i cui elementi mobili abbandonano la posizione di riposo quando si alimenta un dispositivo elettromagnetico che agisce elettricamente sul meccanismo del contactore" (art. 1.2.04).

Contactore pneumatico: "Contactore i cui elementi mobili abbandonano la posizione di riposo quando si alimenta, senza intermediari elettrici, un dispositivo ad aria compressa che agisce sul meccanismo del contactore" (art. 1.2.05).

Contactore elettropneumatico: "Contactore i cui elementi mobili abbandonano la posizione di riposo quando si alimenta con aria compressa, per mezzo di elettrovalvole, un dispositivo elettropneumatico che agisce sul meccanismo del contactore" (art. 1.2.06).

Il contactore è quindi destinato, in generale, alla manovra di circuiti elettrici "sani", in cui cioè non si è in presenza di correnti di cortocircuito, ma unicamente di correnti e sovracorrenti legate al funzionamento dell'utilizzatore finale.

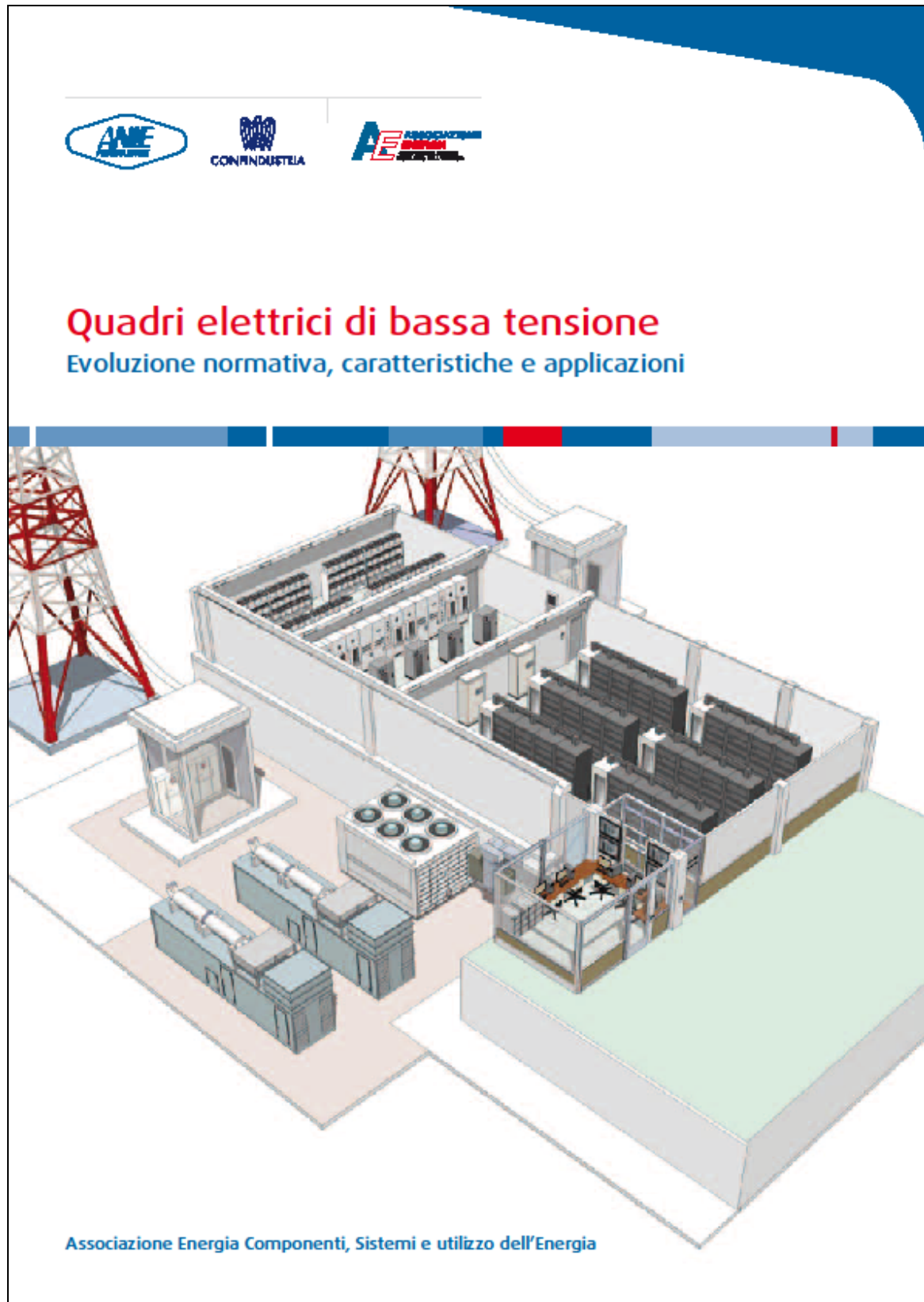
Per meglio evidenziare le caratteristiche del contactore è opportuno un suo confronto con l'interruttore.

Le caratteristiche peculiari richieste ad un **INTERRUTTORE** sono:

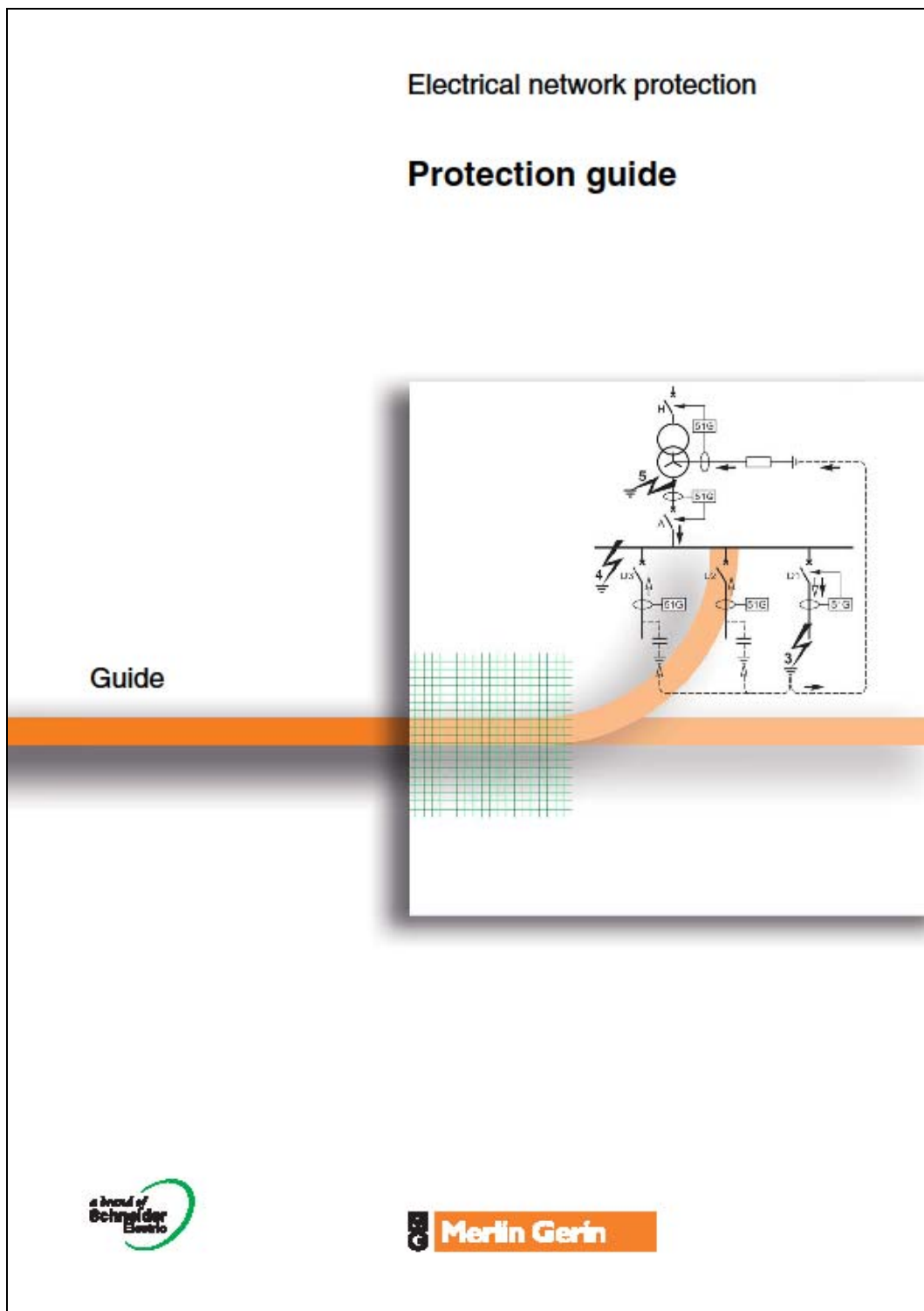
CONTATTORI

1

A6. Quadri elettrici



A7. Protezione delle reti



A8. Condensatori di rifasamento e loro protezione.

2003 Conference for Protective Relay Engineers - Texas A&M University
April 8-10, 2003, College Station (TX)

Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection

Gustavo Brunello, M.Eng, P.Eng	Dr. Bogdan Kasztenny	Craig Wester
GE Multilin, Canada gustavo.brunello@indsys.ge.com	GE Multilin, Canada bogdan.kasztenny@indsys.ge.com	GE Multilin, USA craig.wester@indsys.ge.com

ABSTRACT

Shunt capacitor banks are used to improve the quality of the electrical supply and the efficient operation of the power system. Studies show that a flat voltage profile on the system can significantly reduce line losses. Shunt capacitor banks are relatively inexpensive and can be easily installed anywhere on the network.

This paper reviews principles of shunt capacitor bank design for substation installation and basic protection techniques. The protection of shunt capacitor bank includes: a) protection against internal bank faults and faults that occur inside the capacitor unit; and, b) protection of the bank against system disturbances.

Section 2 of the paper describes the capacitor unit and how they are connected for different bank configurations. Section 3 discusses bank designs and grounding connections. Bank protection schemes that initiate a shutdown of the bank in case of faults within the bank that may lead to catastrophic failures are presented in Section 4. The paper does not address the means (fuses) and strategies to protect individual elements or capacitor units, nor the protection of capacitor filter banks. System disturbances and basic capacitor bank control strategies are also discussed.

1. INTRODUCTION

Shunt capacitor banks (SCB) are mainly installed to provide capacitive reactive compensation/ power factor correction. The use of SCBs has increased because they are relatively inexpensive, easy and quick to install and can be deployed virtually anywhere in the network. Its installation has other beneficial effects on the system such as: improvement of the voltage at the load, better voltage regulation (if they were adequately designed), reduction of losses and reduction or postponement of investments in transmission.

The main disadvantage of SCB is that its reactive power output is proportional to the square of the voltage and consequently when the voltage is low and the system need them most, they are the least efficient.

2. THE CAPACITOR UNIT AND BANK CONFIGURATIONS

2.1 The Capacitor Unit

The capacitor unit, Fig. 1, is the building block of a shunt capacitor bank. The capacitor unit is made up of individual capacitor elements, arranged in parallel/ series connected groups, within a steel enclosure. The internal discharge device is a resistor that reduces the unit residual voltage to 50V or less in 5 min. Capacitor units are available in a variety of voltage ratings (240 V to 24040V) and sizes (2.5 kvar to about 1000 kvar).

A9. Protezione contro i contatti indiretti ed i guasti a terra

3



Quaderni di Applicazione Tecnica

Sistemi di distribuzione e protezione contro i contatti indiretti ed i guasti a terra

1SDC007102G0902



ABB