

IMPIANTI ELETTRICI



IMPORTANTE

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

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

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

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

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

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

Emanuele "*Laeman*" Freddi

Indice

1. Architettura del sistema elettrico	7
1.1 Definizione di sistema elettrico e fabbisogno elettrico nazionale.....	7
1.2 Impianti di produzione e copertura del fabbisogno – diagrammi di carico	9
1.3 Il sistema di trasmissione dell’energia elettrica	13
1.4 Il sistema di distribuzione dell’energia elettrica	18
2. I modelli dei componenti di rete.....	19
2.1 Linee Elettriche	19
2.1.1 Induttanza longitudinale	20
2.1.2 Resistenza longitudinale	23
2.1.3 Capacità trasversale	24
2.1.4 Conduttanza trasversale	27
2.1.5 Rappresentazione delle linee.....	27
2.1.6 Potenza caratteristica della linea.....	30
2.2 Linee elettriche alla sequenza omopolare.....	32
2.3 Trasformatori alla sequenza diretta e omopolare.....	33
2.4 Generatori sincroni alla sequenza diretta e omopolare.....	34
3. I flussi di potenza in rete	36
3.1 Deduzione del circuito equivalente e calcolo della matrice delle ammettenze.....	36
3.2 Aggiornamento della matrice delle ammettenze.....	39
3.3 Il calcolo dei flussi di potenza	41
4. Regolazione della frequenza	44
4.1 Regolatore di velocità	45
4.2 Massa rotante	50
4.3 Carico	52
4.4 Macchina isolata in regolazione primaria.....	53
4.5 Reti con più macchine in regolazione primaria – massa rotante equivalente	54
4.6 Rete isolata in regolazione primaria	55
4.7 Rete interconnessa in regolazione primaria	58
4.8 Cenni sulla regolazione secondaria e terziaria	61
5. Regolazione della tensione	63
5.1 Regolazione nelle centrali di produzione.....	63

5.1.1 SE completamente rotanti	64
5.1.2. SE semistatici.....	64
5.1.3. SE statici	65
5.1.4. Grandezze caratteristiche dei sistemi di eccitazione.....	67
5.1.5. Asservimento del regolatore di tensione al carico dell’alternatore	67
5.2 Campo di funzionamento dei generatori sincroni	68
5.3 Compensatori sincroni	69
5.4 Condensatori statici	69
5.5 Reattanze shunt	70
5.6 Compensatori statici	70
5.7 Regolazione della tensione nelle reti di sub-trasmissione	71
5.8 Regolazione della tensione nelle reti di distribuzione.....	71
6. I corti circuiti	72
6.1 Guasto simmetrico	75
6.2 Guasto dissimmetrico	76
6.3 Guasto trifase.....	78
6.4 Guasto fase-terra	79
6.5 Guasto fase-fase.....	80
6.6 Guasto bifase-terra	81
6.7 Rapporto tra corrente di corto circuito monofase e trifase	82
7. L’interruzione delle correnti alternate.....	83
7.1 Il fenomeno dell’interruzione in corrente alternata.....	84
7.2 Casi notevoli di interruzione	87
7.2.1 TTR ad una frequenza	87
7.2.2 TTR a due frequenze	87
7.2.3 Interruzione di piccole correnti induttive	89
7.2.4 Interruzione di correnti capacitive.....	91
7.3 L’arco elettrico e i fenomeni utilizzati per estinguerlo	93
7.4 Principali tipologie di interruttori per AT.....	94
7.5 I parametri fondamentali degli interruttori.....	95
8. Lo Stato del neutro nelle reti di AT, MT e BT.....	96
8.1 Stato del neutro dei generatori sincroni.....	97

8.2 Stato del neutro nelle reti AT.....	98
8.3 Stato del neutro nelle reti MT.....	99
8.3.1 Neutro direttamente a terra.....	100
8.3.2 Neutro isolato.....	101
8.3.3. Neutro a terra tramite resistenza.....	103
8.3.4. Neutro a terra tramite bobina di Petersen.....	104
8.4 Stato del neutro nelle reti BT.....	107
9. Pericoli da elettricità.....	110
9.1 Effetti della corrente sul corpo umano.....	110
9.2 Protezione delle persone negli impianti utilizzatori.....	111
9.2.1 Sistema TT.....	112
9.2.2 Sistema TN.....	113
9.2.3 Sistema IT.....	114
9.3 Dispensori di terra.....	115
9.4 Protezione tramite relè differenziale.....	116
10. Stabilità di trasmissione.....	117
10.1 Il concetto di stabilità di trasmissione – definizioni.....	117
10.2 Il criterio delle aree.....	122
10.3 Casi notevoli di applicazione del criterio delle aree.....	126
10.3.1 Linea in doppia terna. Distacco permanente di una linea.....	126
10.3.2 Linea a doppia terna. Guasto trifase in una terna seguito da apertura permanente ..	126
10.3.3 Linea a doppia terna. Guasto trifase in una linea seguito da richiusura riuscita	127
10.3.4 Linea a semplice terna. Guasto monofase seguito da apertura monofase e richiusura.... riuscita.....	127
10.4 Provvedimenti per aumentare la stabilità di trasmissione.....	129
10.4.1 Aumento della tensione di trasmissione.....	129
10.4.2 Riduzione della reattanza delle macchine.....	129
10.4.3 Riduzione della reattanza delle linee – condensatori serie.....	129
10.4.4 Eliminazione rapida dei guasti – richiusura degli interruttori.....	130
10.4.5 Aumento dell’inerzia dei generatori.....	130
10.4.6 Sistemi di eccitazione e regolatori di tensione.....	131
10.4.7 Compensatori sincroni e statici.....	131
10.4.8 Stazioni intermedie.....	132

10.4.9	Resistenze di frenatura	132
10.4.10	Fast valving.....	132
10.4.11	Distacco temporaneo dei carichi	132
11.	Sovratensioni.....	133
11.1	Sovratensioni atmosferiche	134
11.1.1	Sovratensioni per fulminazione diretta delle linee.....	135
11.1.2	Sovratensioni per fulminazione indiretta delle linee.....	137
11.2	Sovratensioni temporanee	138
11.3	Sovratensioni di manovra	139
11.4	Coordinamento degli isolamenti.....	140
11.4.1	Coordinamento probabilistico degli isolamenti (autoripristinanti).....	140
11.4.2	Coordinamento deterministico degli isolamenti (non autoripristinanti)	141
11.5	Apparecchi di limitazione delle sovratensioni	142
11.5.1	Spinterometri in aria	142
11.5.2	Scaricatori ad ossido metallico	144
12.	Relè e protezioni delle reti.....	146
12.1	Generalità.....	146
12.2	Relè.....	147
12.3	Protezione delle reti magliate AT	149
12.4	Protezione dei trasformatori AT	154
12.5	Protezione delle reti radiali.....	156
13.	Stazioni elettriche di AT	158
13.1	Generalità e classificazione.....	158
13.2	Schemi di connessione delle sbarre.....	159
13.2.1	Montante di linea.....	160
13.2.2	Montante di macchina	161
13.2.3	Schema a semplice sbarra e con sezionatore di by-pass degli interruttori.....	162
13.2.4	Schema a semplice sbarra più sbarra di traslazione.....	163
13.2.5	Schema a doppia sbarra.....	164
13.2.7	Stazioni isolate in SF ₆	165
13.3	Layout di stazione	166
14.	Affidabilità dei sistemi elettrici	172

14.1 Definizioni e generalità	172
15. Qualità dell'alimentazione	173
15.1 Continuità del servizio.....	174
15.2 Caratteristiche della tensione	175
15.2.1 Variazioni di ampiezza.....	176
15.2.2 Variazioni di frequenza	179
15.2.3 Armoniche.....	180
15.2.4 Squilibri	183
15.2.5 Riduzione dei disturbi	184
15.3 Qualità commerciale	188
Appendice	189
Il metodo dei valori relativi	189
Esercizi.....	190
Il calcolo delle costanti primarie delle linee	190
Linee elettriche trifase	192
Il calcolo dei flussi di potenza	193
Il calcolo delle correnti di cortocircuito	194

1. Architettura del sistema elettrico

1.1 Definizione di sistema elettrico e fabbisogno elettrico nazionale

Il **sistema elettrico** è l'insieme di componenti atti alla produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Lo sviluppo del sistema elettrico segue quasi con proporzionalità la crescita del prodotto interno lordo (PIL) di una nazione come si può osservare in fig. 1. Il PIL è il valore complessivo dei beni e servizi prodotti all'interno di un Paese in un certo intervallo di tempo (solitamente l'anno) e destinati ad usi finali (consumi finali, investimenti, esportazioni nette). La domanda elettrica è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo degli scambi con l'estero. Per avere un'idea dell'ordine di grandezza della domanda elettrica si può osservare, sempre considerando la fig. 1, che, in Italia, la domanda elettrica nel 2008 è stata di 339'481 GWh.

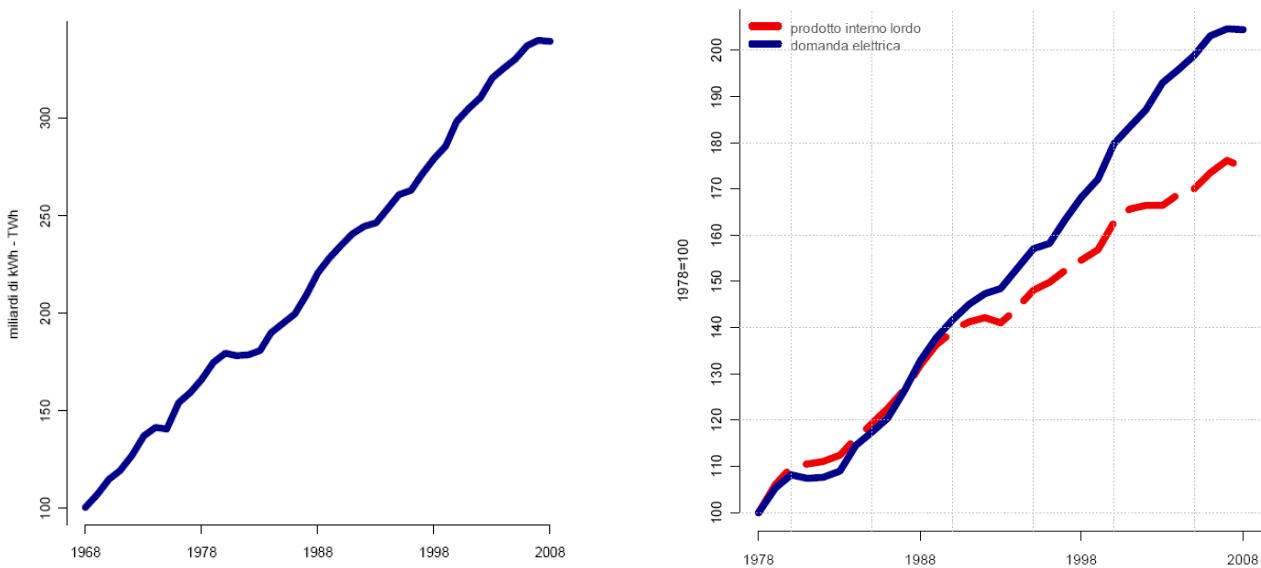


Figura 1 – Domanda elettrica (a sinistra) e confronto tra PIL e domanda elettrica (a destra, posti su scala comune) in Italia negli ultimi 30 anni. Fonte: TERNA.

La domanda elettrica, pur essendo crescente con gli anni, non è costante nel tempo, bensì varia a seconda del periodo dell'anno e dell'ora del giorno. **Storicamente il massimo picco della domanda si registrava a dicembre; con l'avvento degli impianti di climatizzazione domestici il picco si è spostato ad agosto. (da rivedere e confermare le date).**

In fig. 2 è tracciato un grafico in cui ogni valore della scala delle ascisse rappresenta la percentuale di ore annuali in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore percentuale riportato in ordinata. È evidente che la massima potenza è necessaria solo per un limitato numero di ore all'anno, mentre la potenza richiesta non scende mai sotto una base pari a circa il 40% della potenza di picco. Dal momento che, all'attuale stato della tecnologia, l'energia elettrica non può essere accumulata, è necessario che in ogni istante la potenza elettrica prodotta sia uguale alla potenza elettrica utilizzata. Se ciò non accadesse si creerebbero squilibri nella condizione di stabilità della rete, che non possono essere tollerati, come si vedrà in seguito. Il sistema elettrico deve essere quindi in grado di assicurare il funzionamento in ogni condizione di

carico, quindi anche nelle poche ore di picco annuali. La diversificazione degli impianti di produzione permette di ottenere questo scopo riducendo al minimo i costi legati alla gestione di centrali e centri di produzione che devono funzionare per poche ore all'anno.

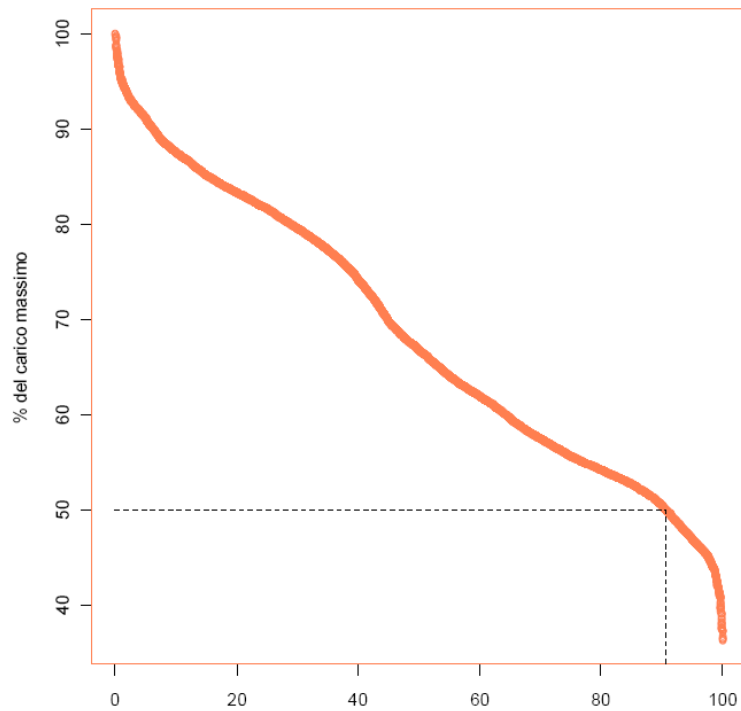


Figura 2 - Curva di durata del carico sulla rete Italiana (2008). Fonte: TERNA.

1.2 Impianti di produzione e copertura del fabbisogno – diagrammi di carico

È possibile classificare i seguenti impianti di produzione dell'energia elettrica effettivamente utilizzati per la produzione industriale:

- **Impianti termonucleari:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore una reazione nucleare controllata. A causa delle grandi potenze di questi impianti e della criticità nel controllo della reazione nucleare, queste centrali sono adatte per la copertura della base di carico e non possono essere utilizzate per la modulazione.
- **Impianti termoelettrici a vapore:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore la combustione di combustibili solidi (carbone), liquidi (olio combustibile) o gassosi (gas naturale). Per aumentare i rendimenti le moderne centrali ultrasupercritiche spingono le condizioni del vapore ad altissime pressioni e temperature. Per funzionare al meglio queste centrali devono essere mantenute il più possibile vicine alle condizioni nominali di esercizio. Sono quindi ideali per il servizio di base a causa anche della grande inerzia termica che le caratterizza. Possono venire utilizzate anche per un piccolo servizio di modulazione, a scapito del rendimento. Tempo di avviamento: 4-6 ore.
- **Impianti termoelettrici turbogas:** utilizzano un ciclo a gas sfruttando come sorgente di calore la combustione di gas naturale. Data la loro rapidità di modulazione sono particolarmente adatte ad assolvere sia il servizio di modulazione sia, in parte, il servizio di punta. Tempo di avviamento: minore di 10 minuti.
- **Impianti a ciclo combinato:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore i gas di scarico di uno o più impianti turbogas. A seconda della tipologia di impianto può essere o meno presente una caldaia supplementare per il ciclo a vapore. I moderni impianti a ciclo combinato hanno dei rendimenti molto elevati (oltre il 50%). Data la loro complessità e l'importanza nel mantenere i giusti livelli di temperatura per far funzionare i due impianti in cascata, queste centrali vengono utilizzate per il servizio di base e non vengono modulate.
- **Impianti geotermoelettrici:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore il calore endogeno della Terra. Possono venire realizzate solo in determinate aree geografiche in cui vi siano particolari requisiti geofisici. Dato il costo nullo del combustibile, queste centrali vengono sempre esercitate alla potenza nominale, andando a rinforzare la base del diagramma di carico.
- **Impianti idroelettrici:** utilizzano l'energia meccanica legata al movimento di acqua per porre in rotazione una turbina e produrre energia elettrica. Data la loro elevatissima rapidità di modulazione queste centrali vengono utilizzate principalmente per il servizio di modulazione. A seconda del tipo di centrale, inoltre, possono anche venire utilizzate per il servizio di base (idroelettrico ad acqua fluente) o di punta (centrali di pompaggio). Tempo di avviamento: pochi minuti.
- **Impianti a biomasse:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore la combustione di biomassa (legno, rifiuti biologici, etc...). Vengono utilizzate per un servizio di base, con considerazioni analoghe agli impianti termoelettrici.

- **Impianti eolici:** utilizzano l'energia meccanica legata allo spostamento di masse d'aria (venti). Il loro contributo, seppur in rapida crescita negli ultimi anni con impianti sempre più numerosi e di potenze unitarie più grandi, è ancora modesto. Vengono utilizzate per il servizio base, anche se l'aleatorietà dei fenomeni naturali rende difficile ogni previsione se non su base statistica.
- **Impianti solari termodinamici:** utilizzano un ciclo a vapore sfruttando come sorgente di calore la radiazione solare concentrata da lenti o da specchi parabolici. Anche se ne esistono alcuni esempi funzionanti nel mondo, questa tipologia di impianti è tuttora oggetto di studi e in sviluppo. Laddove esistono vengono utilizzati, come gli altri impianti ad energie rinnovabili, per coprire parte della base del diagramma di carico.
- **Impianti fotovoltaici:** utilizzano la conversione diretta dell'energia associata alla radiazione solare in energia elettrica (per effetto fotoelettrico) mediante moduli fotovoltaici. Esistono ancora pochi impianti di grande taglia che vengono utilizzati sempre per coprire la base del diagramma di carico. Questo tipo di impianti acquista notevole interesse se si considera la cosiddetta generazione distribuita e le "smart grids" che tuttavia, allo stato attuale, restano ancora una chimera.

Ognuno di questi impianti è caratterizzato da una certa **disponibilità tecnica**. La disponibilità tecnica è il tempo medio espresso in ore/anno, in cui l'unità generatrice è tecnicamente disponibile per produrre energia elettrica. L'indisponibilità è causata dalla manutenzione ordinaria e straordinaria, e dalla riparazione dei guasti. In tabella 1 sono riportate le disponibilità tecniche di alcuni impianti. È evidente come gli impianti costruttivamente più semplici siano anche quelli con una disponibilità tecnica maggiore. Tuttavia, come si vedrà in seguito, la **durata annua di utilizzazione**, ovvero il rapporto tra l'energia prodotta in un anno (kWh) e la potenza complessiva installata nell'impianto di generazione (kW), differisce dalla disponibilità tecnica per ragioni economiche.

Tipo di centrale	Idroelettrico			A vapore		Nucleare	TG	Cicli Combinati	Geo
	Fluente	Serbatoio	Pompaggio	Olio/gas	Carbone				
Disponibilità tecnica (ore/anno)	circa 8000	circa 8000	Circa 8000	7000 - 7500	6500 - 7000	6500 - 7500	7500	7000 - 7500	8000
Durata annua di utilizzazione (ore/anno)	4000 - 8000	2000 - 5000	--	5000 - 7500	5000 - 7000	6500 - 7500	1000 - 3000	6000 - 7500	8000
Rendimento medio	90 - 94%	90 - 94%	75%	38 - 42%	37 - 41%	--	36 - 38%	55 - 58%	--

Tabella 1 - Disponibilità tecnica e durata annua di utilizzazione di alcuni tipi di impianti.

Uno dei parametri più importanti quando si parla di impianti di produzione è il **costo del kWh prodotto**. Le procedure di calcolo per questo dato sono molteplici. La procedura raccomandata dalla IEA (International Energy Agency) è piuttosto laboriosa. Tuttavia si può utilizzare una versione semplificata della stessa, il cui risultato non si scosta in modo eccessivo dal risultato della formula completa, e risulta molto comoda per dei conti di prima approssimazione. Il costo del kWh

è determinato essenzialmente da due fattori: il costo del capitale e il costo del combustibile. Il primo è tanto maggiore quanto maggiore è la potenza installata (a parità di impianto realizzato), il secondo varia sia in funzione del mercato, sia in funzione dell'energia effettivamente prodotta dalla centrale.

La formula semplificata del costo del kWh è la seguente:

$$C_{kWh} = A \cdot P_n + C_c \cdot E_p$$

Dove

- A è la rata annua delle spese fisse per kW installato (che include ammortamento, interessi, manutenzione e personale)
- P_n è la potenza installata
- C_c è il costo del combustibile
- E_p è l'energia prodotta

Introducendo il coefficiente di utilizzazione u definito come rapporto tra energia prodotta su energia producibile in un anno da un impianto l'equazione diventa:

$$C_{kWh} = A \cdot P_n + C_c \cdot u \cdot E_{max} = A \cdot P_n + C_c \cdot u \cdot P_n \cdot D_T$$

Dove la D_T è la disponibilità tecnica di un impianto. Questa è l'equazione di una retta in funzione del numero di ore equivalenti a potenza nominale di funzionamento annue (fig. 3).

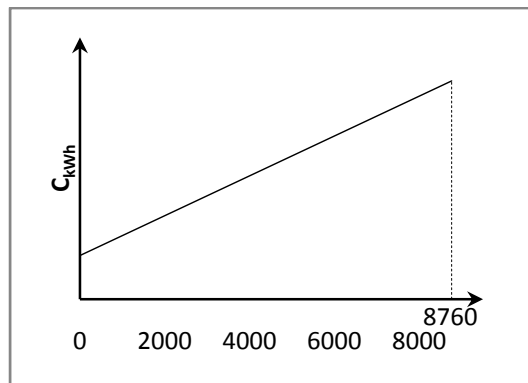


Figura 3 - Costo del kWh in funzione del numero di ore di funzionamento equivalenti a potenza nominale annue.

Questo metodo di calcolo può essere utilizzato, ad esempio, per calcolare fino a quante ore di funzionamento conviene una centrale di tipo a vapore rispetto ad un turbogas. Per far questo si considerano i diversi coefficienti A , C_c ed u per le centrali e si tracciano i due andamenti, come riportato in figura 4. Si può osservare che esiste un punto chiamato “punto di indifferenza economica” in cui le rette si incrociano. Se questo punto cade oltre le 8760 ore annuali ($u = 1$), allora la centrale che ha la retta al di sotto delle due è sempre più economica rispetto all'altra. È questo il caso, ad esempio, di una centrale a ciclo combinato rispetto ad una centrale termoelettrica tradizionale. Se invece, come in fig.4, il punto cade prima delle 8760 ore, allora si individuano due distinte zone. Per un numero di ore di funzionamento maggiore del punto di

indifferenza economica converrà produrre con una centrale termoelettrica, mentre per un numero di ore inferiore converrà produrre con una centrale di tipo turbogas.

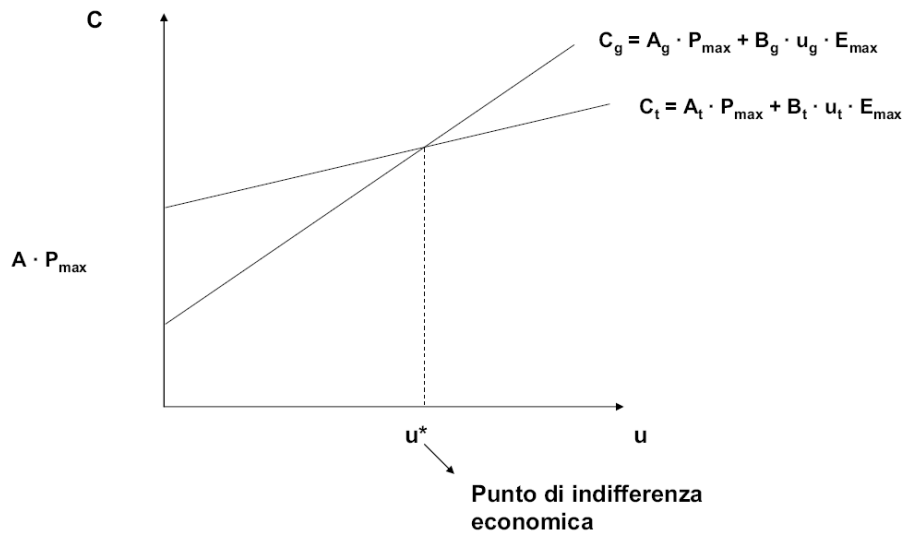


Figura 4 - Confronto tra costo del kWh per una centrale termoelettrica e per una centrale turbogas.

L'insieme di queste considerazioni economiche, unite alle esigenze tecniche, portano ad una gestione del sistema che tende a minimizzare i costi di esercizio pur riuscendo a coprire il **diagramma di carico**. Il diagramma di carico è l'andamento che assume al domanda elettrica su base giornaliera. Un tipico diagramma di carico è riportato in fig. 5.

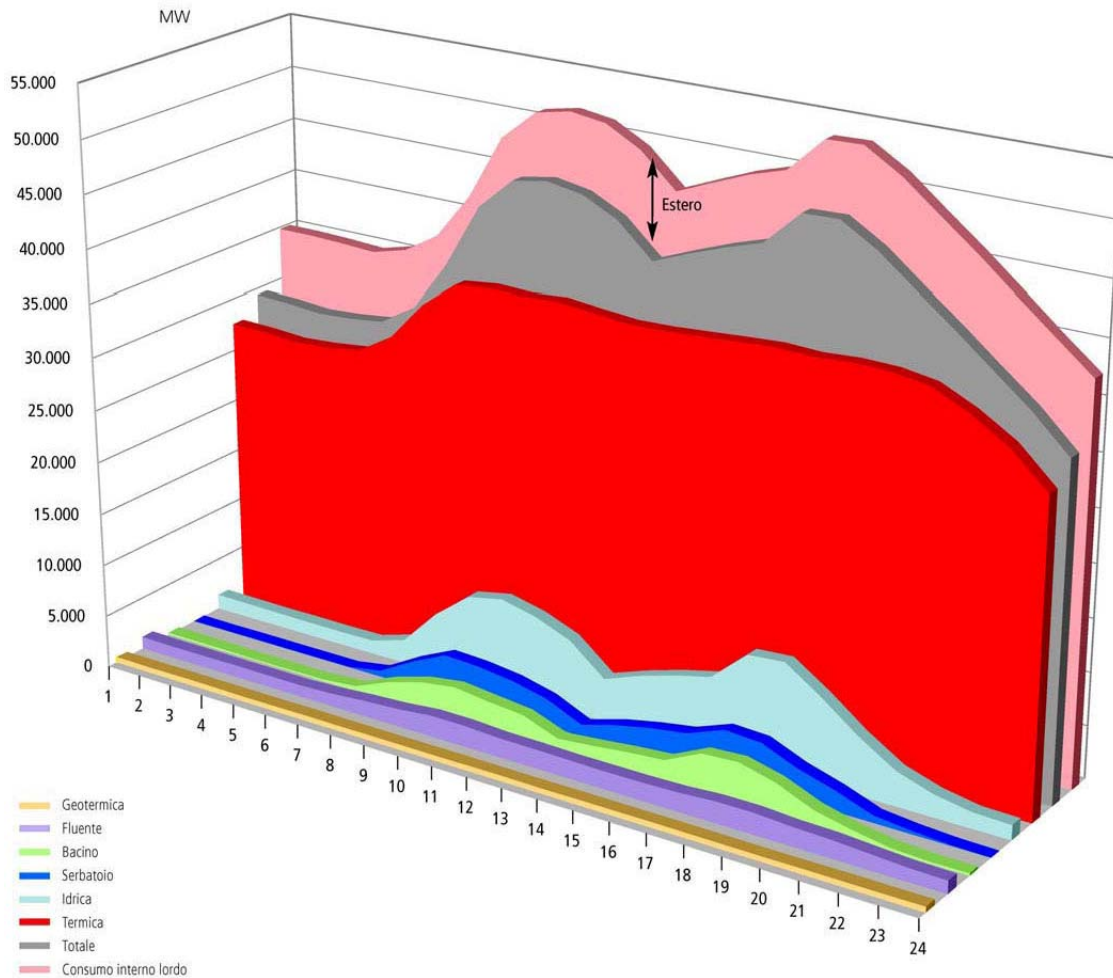


Figura 5 - Diagramma di carico relativo al sistema elettrico italiano, il 3° mercoledì del mese di dicembre 2001.

1.3 Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica

Per trasmettere efficientemente l'energia elettrica prodotta a grandi distanze dal luogo di utilizzo (è il caso, assai frequente, di centrali poste a grandi distanze dai centri urbani o industriali) è necessario innalzare il livello di tensione di trasmissione sulle linee elettriche. Tale affermazione è facilmente giustificata dalle seguenti considerazioni. La potenza attiva trasmissibile è pari a:

$$P = \sqrt{3}VI \cos \varphi$$

Da cui la corrente lungo la linea è pari a:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi}$$

Le perdite di potenza attiva per effetto Joule lungo la linea sono pari a:

$$P_J = 3RI^2 = R \frac{P^2}{V^2 \cos^2 \varphi}$$

Esplicitando l'espressione della resistenza

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Si può facilmente giungere alla seguente espressione delle perdite di trasmissione ϵ :

$$\epsilon = \frac{P_J}{P} = \rho \frac{L}{S} \frac{P}{V^2 \cos^2 \varphi}$$

È evidente che maggiore tanto maggiore è la lunghezza della linea, tanto maggiori sono le perdite. Il fattore di potenza è imposto dal carico, mentre si può andare ad operare sul materiale ρ , sulla sezione S e, ovviamente, sulla tensione V . Le scelte riguardanti il materiale sono molto limitate. Il rame ha scarse proprietà meccaniche ed elevato costo, pertanto non è adatto per i lunghi cavi aerei delle linee. Per garantire la giusta tenuta meccanica e una bassa resistività, sovente vengono utilizzati cavi di acciaio e alluminio denominati ACSR e rappresentati in fig. 6.

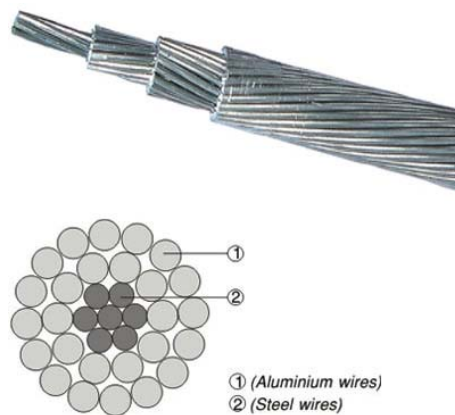


Figura 6 - Cavo ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced.

Una simile configurazione consente notevoli vantaggi in termini di resistenza meccanica e resistenza agli agenti atmosferici, nonché buona conducibilità elettrica e un costo non eccessivo. Da notare che, per via dell'effetto pelle e della diversa resistività dei materiali, la corrente tende a circolare quasi esclusivamente nella corona esterna di alluminio.

Una seconda osservazione riguarda la sezione dei cavi. Senza dubbio aumentare la sezione porta vantaggi in termini di perdite di potenza attiva. Tuttavia una sezione maggiore porta anche a delle sollecitazioni meccaniche maggiori che si riflettono in tralicci e isolatori più robusti e, in definitiva, sul costo chilometrico della linea.

Come si è visto le dimensioni geometriche e il materiale con cui sono costituiti i cavi sono imposti da considerazioni di tipo tecnico-economico e quindi si possono ritenere costanti. La tensione di trasmissione è la vera variabile in gioco aumentare la tensione significa diminuire le perdite di un fattore V^2 . Tuttavia un aumento della tensione porta anch'essa alla necessità di costruire tralicci più grandi e più alti, tali da garantire il giusto livello di isolamento tra fase e fase e tra fase e terra. Si può dunque approntare un rapido processo di ottimizzazione economica che consente di scegliere la giusta tensione per una data linea come riportato in fig. 7.

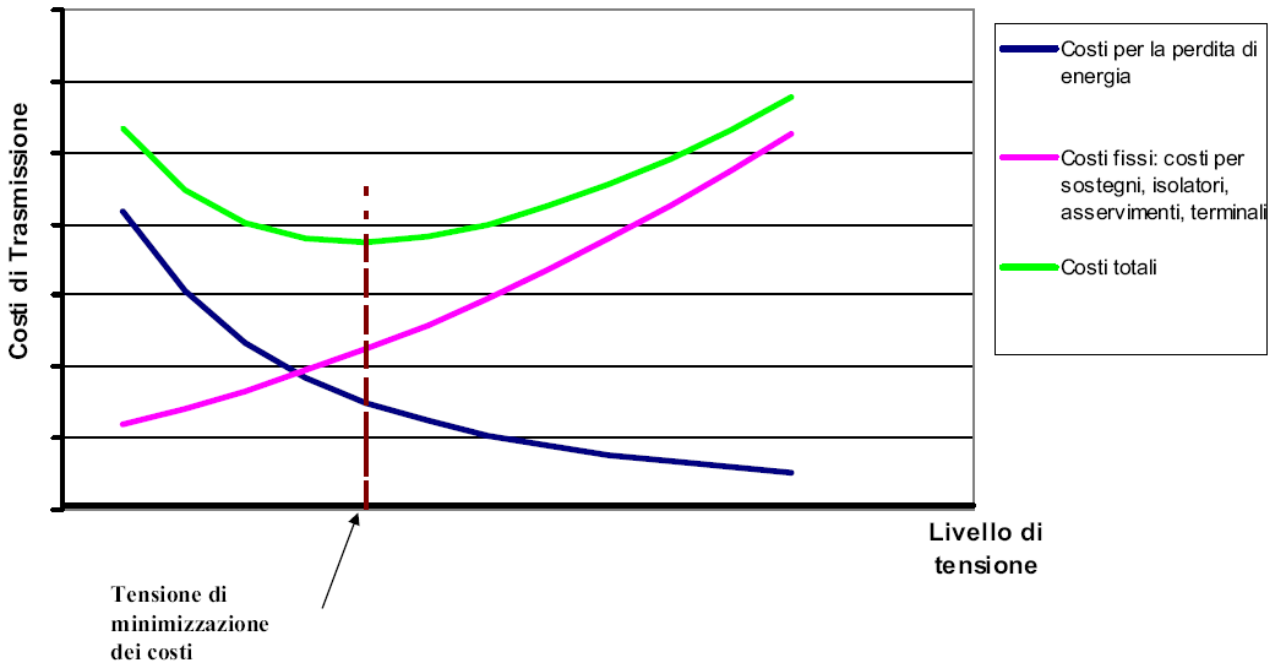


Figura 7 - Criterio di scelta del livello di tensione di trasmissione.

Come in tutti i processi industriali è opportuno definire degli standard di riferimento, al fine di ottimizzare la produzione delle infrastrutture, le procedure ed i metodi. In Italia esistono molteplici livelli di tensione dovuti a motivi storici. Infatti, agli esordi delle reti elettriche ogni fornitore scelse un livello di tensione ritenuto ottimale. Dopo la statalizzazione dell'energia elettrica, Enel iniziò un processo di standardizzazione sia delle linee, sia delle centrali di produzione. Con la liberalizzazione dell'energia le reti di competenza Enel passarono a TERN, che continua tutt'ora il processo di standardizzazione e ottimizzazione della rete. A seconda della tensione e dell'estensione geografica della linea, si distinguono le reti di trasmissione, sub-trasmissione e distribuzione:

- *AAT* – altissima tensione (220-380 kV): rete nazionale (di trasmissione)
- *AT* – alta tensione (80-150 kV): rete regionale (di sub-trasmissione)
- *MT* – media tensione (8,4-20 kV): rete provinciale o comunale (di distribuzione MT)
- *BT* – bassa tensione (220-380 V): rete “di isolato” (di distribuzione BT)

I **generatori sincroni** posti nelle centrali elettriche producono energia elettrica in MT che viene successivamente elevata per mezzo di **trasformatori in salita** fino ad AAT (o AT in alcuni casi). Pertanto dalle centrali di produzione viene erogata potenza su una linea AAT. Successivamente per mezzo di **autotrasformatori** posti nelle **stazioni primarie** la tensione viene abbassata da AAT ad AT. In prossimità dell'utenza finale per mezzo di **trasformatori in discesa** posti nelle **cabine primarie** si scende da AT a MT. Infine nelle **cabine secondarie** (poste vicine all'utenza), la tensione viene ulteriormente ridotta da MT a BT. Uno schema di quanto detto è rappresentato in fig. 8.

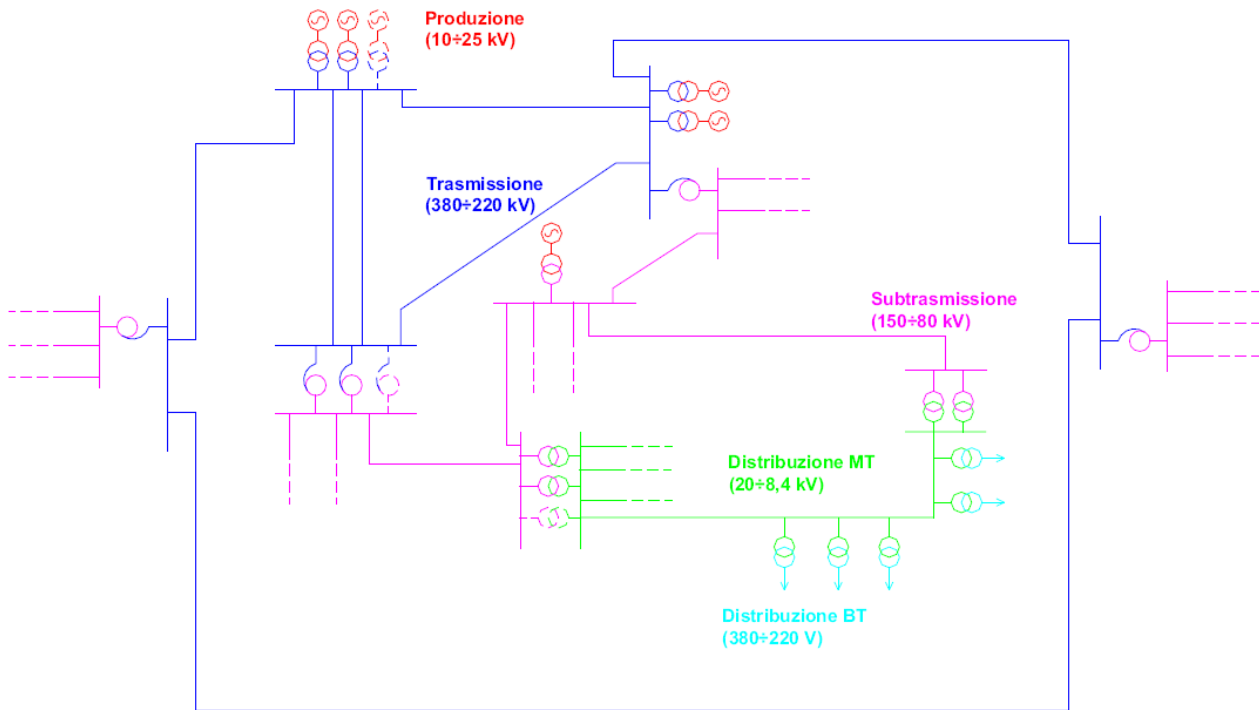
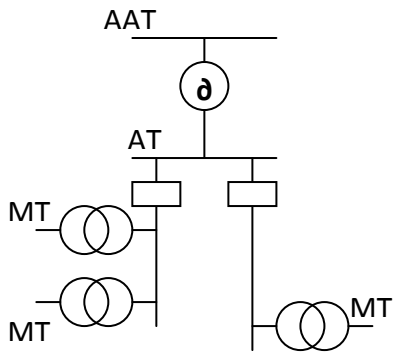


Figura 8 - Schema di una porzione di un sistema elettrico.

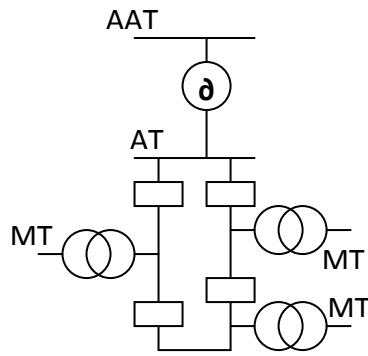
Le prime reti elettriche erano reti di illuminazione pubblica, in cui il generatore di tensione era costituito da una dinamo azionata per lo più da turbine idrauliche. La tensione del generatore era la tensione di rete e le lampade erano inserite in serie tra loro. Con la scoperta del trasformatore e del motore asincrono trifase si determina una netta preferenza per la corrente alternata con utilizzatori in derivazione, anche per la relativa facilità nell'interruzione delle correnti di guasto. La scelta della frequenza fu un passo importante. In particolare dopo la II Guerra Mondiale l'intera Europa si accordò sui 50 Hz. Affinché due reti potessero essere connesse tra loro era assolutamente necessario che la frequenza fosse la stessa. In tempi odierni anche questo problema è stato risolto mediante dispositivi di conversione statica e linee HVDC che hanno consentito, tra l'altro, l'interconnessione dei sistemi a 50 Hz con i sistemi a 60 Hz tipici dei paesi nordamericani e alcuni paesi dell'America del sud e del centro. La frequenza di 50 Hz fu un compromesso dettato da varie esigenze. Le principali implicazioni che la variazione di frequenza comporta sono:

- Frequenze elevate consentono di ridurre le dimensioni e il peso delle macchine elettriche, a parità di induzione di lavoro;
- Frequenze elevate consentono velocità di rotazioni maggiori per le macchine a induzione bipolari;
- Frequenze inferiori a 25 Hz rendono fastidiosa la riduzione del flusso luminoso nelle lampade ad incandescenza (effetto flicker);
- Frequenze basse consentono di ridurre la reattanza serie delle linee (e quindi la caduta di tensione) e la produzione di potenza capacitiva da parte delle capacità trasversali di linea;
- Frequenze basse consentono di ridurre perdite per isteresi e correnti parassite, nonché per effetto pelle.

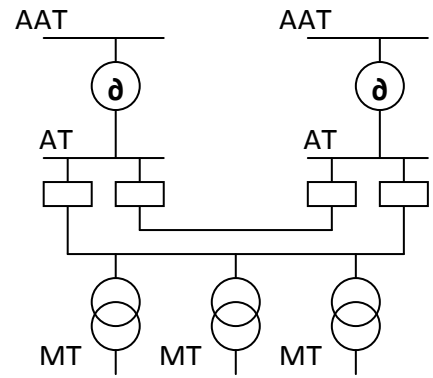
La struttura della rete AT può assumere diverse configurazioni, le più frequenti sono:



Struttura radiale



Struttura ad anello
o a petalo



Struttura magliata o
ad isola

Ognuna di queste configurazioni presenta delle caratteristiche peculiari che ne determinano le modalità di esercizio come si vedrà nei capitoli successivi.

1.4 Il sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Qwerty

2. I modelli dei componenti di rete

2.1 Linee Elettriche

Il primo passo per studiare una rete elettrica è senza dubbio analizzare le linee elettriche, ovvero l'organo della rete atto alla trasmissione vera e propria dell'energia elettrica.

È necessario innanzi tutto distinguere tra linee elettriche aeree ed in cavo.

Nelle **linee elettriche aeree** i conduttori sono sospesi in aria, ancorati a dei tralicci attraverso delle catene di isolatori. Il dielettrico interposto tra i conduttori e tra i conduttori e il suolo è l'aria.

Nelle **linee elettriche in cavo**, i conduttori sono contenuti in una guaina dielettrica ed interrati. Il dielettrico utilizzato, in questo caso, è un isolante solido come l'XLPE.



Figura 9 - Linea elettrica aerea (a sinistra) e sezione di un cavo trifase (a destra)

Le linee elettriche vengono tipicamente rappresentate circuitalmente mediante un doppio bipolo, e sono caratterizzate da quattro parametri:

- Induttanza longitudinale
- Resistenza longitudinale
- Capacità trasversale
- Conduttanza trasversale

Questi quattro parametri vengono chiamati costanti **primarie delle linee elettriche**. Prima di analizzare la rappresentazione vera e propria delle linee, quindi, è opportuno studiare i metodi di calcolo delle costanti di linea. Come si vedrà nel capitolo successivo, inoltre, è doveroso caratterizzare le linee non solo quando queste sono interessate da una terna di tensioni e correnti simmetriche ed equilibrate (terne di sequenza diretta, o inversa), ma anche quando vi scorrono delle correnti omopolari, come avviene nei casi di guasto in rete.

2.1.1 Induttanza longitudinale

In regime sinusoidale simmetrico si tiene conto dei fenomeni di auto e mutua induzione attraverso il **coefficiente di autoinduzione apparente L** :

$$L_s = \frac{\text{componente in quadratura con la corrente } \bar{I}_s \text{ della sommatoria delle f.e.m. autoindotta e mutuamente indotte sull'unità di lunghezza del conduttore } s - \text{esimo}}{\omega \bar{I}_s}$$

Se si pongono $\omega = 1$ e $\bar{I}_s = 1$, il coefficiente di autoinduzione apparente coincide con la componente in quadratura con la corrente \bar{I}_s della sommatoria delle f.e.m. autoindotta e mutuamente indotte sull'unità di lunghezza del conduttore s -esimo.

In una linea a due conduttori, l'induttanza di servizio è esprimibile come:

$$l = \left(\lambda + 0,46 \log \frac{D}{r} \right) \quad \left[\frac{mH}{km} \right]$$

Dove λ è l'induttanza dovuta al flusso interno (in generale non trascurabile, tranne se $f \rightarrow \infty$ allora $\lambda \rightarrow 0$), D è la distanza tra i due conduttori e r il raggio dei conduttori. Ponendo

$$\lambda = -0,46 \log k$$

si ottiene

$$l = 0,46 \log \frac{D}{kr} \quad \left[\frac{mH}{km} \right]$$

Dove kr prende il nome di raggio geometrico equivalente per il calcolo dell'induttanza. Se invece di una linea a due conduttori si considera una linea con n conduttori uguali, percorsi da un sistema di correnti $\bar{I}_1, \bar{I}_2, \dots, \bar{I}_n$ tali che $\sum_i \bar{I}_i = 0$, possiamo scrivere, per il conduttore s -esimo:

$$\bar{I}_s = - \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n \bar{I}_i = -(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \dots + \bar{I}_{s-1} + \bar{I}_{s+1} + \dots + \bar{I}_n)$$

Il sistema di n conduttori si può vedere composto da $n - 1$ circuiti a due fili, formati dal conduttore s accoppiato di volta in volta con ognuno degli altri $n - 1$ conduttori. Considerando la coppia di conduttori $s - r$, la f.e.m. parziale indotta in s per effetto della corrente di ritorno $-\bar{I}_r$ è pari a:

$$\bar{E}_{s,r} = -j\omega(-\bar{I}_r) \left(\underbrace{-0,46 \log kr}_{M_{ss}} + 0,46 \log D_{s,r} \right) = j\omega \bar{I}_r (M_{ss} + 0,46 \log D_{s,r})$$

La f.e.m. indotta complessivamente sul conduttore s-esimo può essere calcolata per sovrapposizione degli effetti (il sistema risulta lineare), sommando le $n - 1$ f.e.m. parziali indotte:

$$\bar{E}_s = \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n j\omega \bar{I}_i (M_{ss} + 0,46 \log D_{s,i}) = j\omega M_{ss} \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n (\bar{I}_i) + j\omega \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n (\bar{I}_i \cdot 0,46 \log D_{s,i})$$

Dal momento che

$$\sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n (\bar{I}_i) = -\bar{I}_s$$

Ponendo $\bar{I}_s = 1$ e $\omega = 1$, la f.e.m. indotta sulla fase s diventa:

$$\bar{E}_s = -jM_{ss} - j \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq s}}^n (M_{s,i} I_i)$$

Dove

$$M_{ss} = -0,46 \log kr$$

è il **coefficienti di autoinduzione proprio**, mentre

$$M_{sr} = -0,46 \log D_{s,r}$$

è il **coefficiente di mutua induzione**.

Si consideri a questo punto una linea trifase simmetrica, con i conduttori disposti ai vertici di un triangolo equilatero di lato D . Sotto queste ipotesi è evidente che, ponendo i moduli pari ad 1, la terna di correnti è pari a

$$(\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3) = (1, \alpha^2, \alpha)$$

I coefficienti di autoinduzione propri sono uguali tra loro, pertanto

$$M_{11} = M_{22} = M_{33}$$

Anche i coefficienti di mutua induzione sono uguali tra loro, ossia

$$M_{12} = M_{23} = M_{31}$$

La f.e.m. indotta nella fase 1, ad esempio, vale:

$$\bar{E}_1^* = -jM_{11} - j\alpha^2 M_{12} - j\alpha M_{13} = -jM_{11} + jM_{12} = -j(M_{11} - M_{12})$$

La \bar{E}_1^* è in quadratura con \bar{I}_1 . Avendo già posto $\bar{I}_1 = 1$, ponendo anche $\omega = 1$ si ha

$$L = \frac{\bar{E}_1^*}{\bar{I}_1 \omega} = \bar{E}_1^* = M_{11} - M_{12}$$

Ricordando le espressioni di M_{ss} e M_{sr} viste poc'anzi si può calcolare il coefficiente di autoinduzione apparente L come:

$$L = 0,46 \log \frac{D}{kr}$$

Si definisce **induttanza di servizio** di una linea aerea trifase, il valor medio dei coefficienti di autoinduzione apparente delle tre fasi. Se la linea è simmetrica tale valore coincide con il valore comune dei tre coefficienti di autoinduzione apparente. Per ovviare alle dissimmetrie, nelle linee lunghe si esegue la trasposizione delle fasi (a 1/3 e 2/3 della lunghezza totale della linea), come in fig. XX.

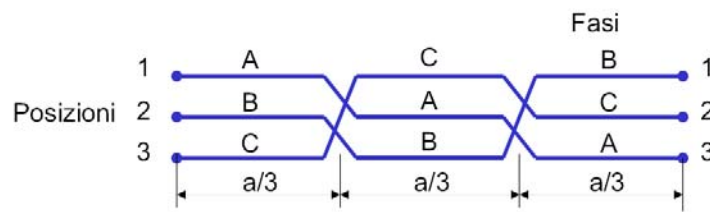


Figura 10 - Trasposizione di una linea.

Si consideri, ad esempio, la f.e.m. indotta nella fase A, nei tre diversi tratti della linea 1, 2 e 3:

$$\bar{E}_A^{*(1)} = -\frac{a}{3} (jM_{11} + j\alpha^2 M_{12} + j\alpha M_{13})$$

$$\bar{E}_A^{*(2)} = -\frac{a}{3} (jM_{22} + j\alpha^2 M_{23} + j\alpha M_{12})$$

$$\bar{E}_A^{*(3)} = -\frac{a}{3} (jM_{33} + j\alpha^2 M_{13} + j\alpha M_{23})$$

La f.e.m. totale, somma dei contributi delle tre sezioni, è pari a:

$$\bar{E}_A^* = \bar{E}_A^{*(1)} + \bar{E}_A^{*(2)} + \bar{E}_A^{*(3)} = -ja \left(M_{11} - \frac{M_{12} + M_{23} + M_{13}}{3} \right)$$

Ripetendo il calcolo per le altre fasi si trova per tutte e tre il medesimo risultato. Tutte le fasi hanno uguale coefficiente di autoinduzione apparente, pari all'induttanza di servizio:

$$L = M_{11} - \frac{M_{12} + M_{23} + M_{13}}{3} = 0,46 \log \frac{\sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}}{kr} = 0,46 \log \frac{D_m}{kr}$$

Nelle linee elettriche aeree di alta e altissima tensione, vengono spesso utilizzati non un conduttore per fase, bensì fasci di conduttori (tipicamente binati o trinati) per ridurre le perdite corona. In questo caso, non essendo definibile un unico raggio per il conduttore si ricorre al **raggio geometrico equivalente**. Con riferimento alla fig. XX:

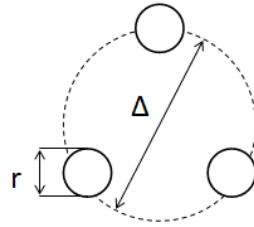


Figura 11 - Conduttore a fascio.

è possibile definire il raggio geometrico equivalente (per il calcolo dell'induttanza) come:

$$r_{e,L} = \sqrt[n]{knr \left(\frac{\Delta}{2}\right)^{n-1}}$$

Dove n sono il numero di conduttori per fascio (3 in figura). L'induttanza di servizio diventa quindi pari a

$$L = 0,46 \log \frac{D_m}{r_{e,L}}$$

2.1.2 Resistenza longitudinale

La resistenza elettrica offerta da una linea dipende in primo luogo dalla resistività dei conduttori con cui è costruita. La resistenza, inoltre, dipende dalla temperatura θ a cui lavorano i cavi della linea elettrica (che, per le linee aeree, può raggiungere gli 80°C). Detto α il coefficiente di temperatura del conduttore, la resistenza in funzione della temperatura vale:

$$r(\theta) = r_{20^\circ C} [1 + \alpha(\theta - 20)] \quad \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

La resistenza apparente in corrente alternata, inoltre, è diversa da quella misurabile in corrente continua per via dell'effetto pelle. In un cavo di rame a 50 Hz, la Δr può raggiungere l'1% per un diametro del conduttore di 20 mm, e il 5% per un diametro di 30 mm.

Nelle corde alluminio-acciaio, infine, si hanno perdite addizionali nell'acciaio (per isteresi e correnti parassite) che si possono vedere come delle resistenze longitudinali addizionali. In fig. XX è riportata una tabella con alcuni tipi di

Materiale	Resistività a 20°C [Ω·mm ² /km]	Coeff. di temperatura [°C ⁻¹]
Rame	17,8	0,0038
Alluminio	28,3	0,0040
Lega aldrej	32,5	0,0036

Figura 12 - Resistività e coeff. di temperatura di alcuni

2.1.3 Capacità trasversale

L'applicazione di una tensione sinusoidale ad un conduttore, determina la comparsa di cariche (proporzionalmente alla tensione impressa) su tutti i conduttori. Se il sistema è simmetrico, la carica \bar{Q}_s spostata sul conduttore s-esimo è proporzionale alla \bar{E}_s secondo la formula

$$\bar{Q}_s = C_s \bar{E}_s$$

Dove C_s prende il nome di **capacità apparente** del conduttore s-esimo. Alla carica \bar{Q}_s è associata una corrente di spostamento \bar{I}_s in quadratura in anticipo con la carica e con \bar{E}_s :

$$\bar{I}_s = j\omega \bar{Q}_s = j\omega C_s \bar{E}_s$$

Ponendo $\bar{E}_s = 1$ e $\omega = 1$ si ha

$$\bar{I}_s = C_s$$

Questa corrente è la somma vettoriale di tutte le correnti di spostamento che confluiscono al conduttore s dagli altri $n - 1$ conduttori e dal terreno. Ognuna di queste correnti si può pensare flusica attraverso una capacità parziale verso il conduttore s-esimo (fig. XX).

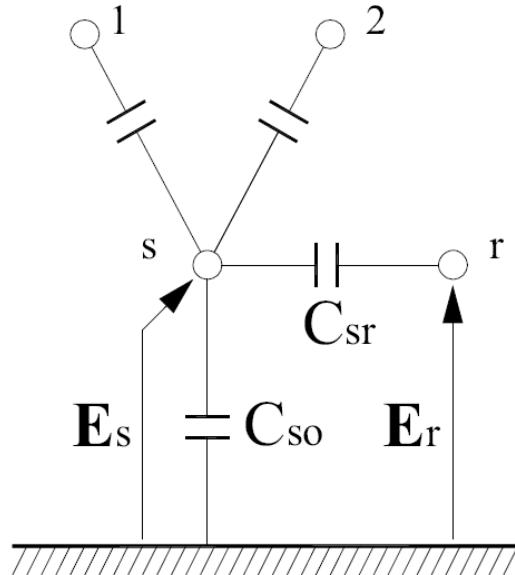


Figura 13 - Capacità parziali di una linea.

Tali capacità parziali si dividono in:

- **Capacità parziale verso terra, C_{so}** : è pari alle correnti spostate verso terra ponendo $\bar{E}_s = \bar{E}_i = 1$ (sistema omopolare di tensioni, corrente tra i conduttori nulla) e $\omega = 1$.

- **Capacità parziale tra conduttori, C_{sr}** : è pari alla corrente spostata tra i conduttori r ed s , ponendo $\bar{E}_r = E, \bar{E}_i = 0 (i \neq r)$. In questo modo $\bar{E} = \bar{E}_r - \bar{E}_s$ da cui $C_{sr} = \frac{\bar{Q}_s}{\bar{E}_r - \bar{E}_s} = \frac{\bar{Q}_s}{\bar{E}}$.

Se, in un sistema a n fili, sono presenti contemporaneamente cariche Q_1, Q_2, \dots, Q_n sui conduttori, la tensione indotta elettrostaticamente si ottiene sovrapponendo gli effetti delle singole cariche pensate presenti separatamente:

$$\begin{cases} E_1 = a_{11}Q_1 + a_{12}Q_2 + \dots + a_{1n}Q_n \\ E_2 = a_{21}Q_1 + a_{22}Q_2 + \dots + a_{2n}Q_n \\ \vdots \\ E_n = a_{n1}Q_1 + a_{n2}Q_2 + \dots + a_{nn}Q_n \end{cases}$$

I coefficienti a_{sr} si chiamano **coefficienti di potenziale**. In forma matriciale si ha:

$$[E] = [a][Q]$$

Overo, risolvendo rispetto alle cariche:

$$[Q] = [a]^{-1}[E] = [\gamma][E]$$

I coefficienti γ_{rs} sono detti **coefficienti di induzione (elettrostatica)**. Calcolare tali coefficienti risulta complicato in quanto sono funzione della geometria di tutti i conduttori (non solo di r ed s); si preferisce, quindi, calcolare i coefficienti di potenziale a_{rs} ed invertire la matrice.

Note le tre capacità apparenti ($C_{sr} = \gamma_{rs}$), si definisce capacità di servizio la loro media aritmetica:

$$C_s = \frac{C_1 + C_2 + C_3}{3}$$

Nelle linee aeree le capacità apparenti non sono uguali perché, anche con i conduttori disposti a triangolo, il sistema risulterebbe dissimmetrico rispetto alla terra. Anche in questo caso la trasposizione rende simmetriche le tre capacità apparenti.

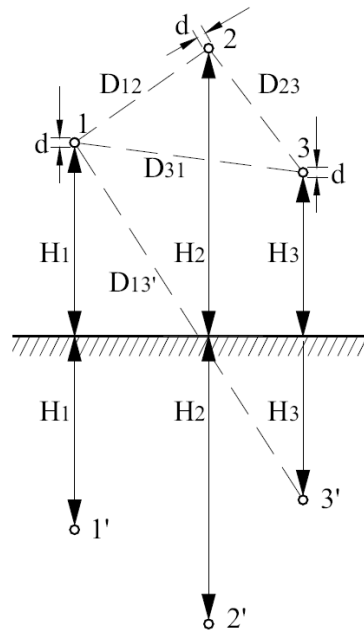


Figura 14 - Conduttori di fase e immagini al suolo, per il calcolo della capacità.

Con riferimento alla fig. XX, in cui sono rappresentati i tre conduttori di fase e le rispettive immagini al suolo, è possibile definire le seguenti medie geometriche:

$$H_m = \sqrt[3]{H_1 H_2 H_3} \quad D_m = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} \quad D_{m'} = \sqrt[3]{D_{1'2} D_{2'3} D_{3'1}}$$

Ciò detto per una linea trasposta i coefficienti di potenziale corrispondono con le medie aritmetiche dei termini propri e mutui:

$$a_{ss} = \frac{a_{11} + a_{22} + a_{33}}{3} \quad a_{sr} = \frac{a_{12} + a_{23} + a_{31}}{3}$$

ovvero:

$$a_{ss} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4H_m}{d} \quad a_{sr} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D_{m'}}{D_m}$$

Se la somma delle tensioni impresse sui conduttori è nulla (sistema simmetrico), anche la somma delle cariche sui conduttori è nulla ($\sum_{i=1}^n \bar{Q}_i = 0$). Per il conduttore s-esimo si ha

$$E_s = a_{ss} Q_s + a_{sr} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq s}}^n Q_i = (a_{ss} - a_{sr}) Q_s$$

La capacità di servizio sarà quindi pari a:

$$C_s = \frac{Q_s}{E_s} = \frac{1}{a_{ss} - a_{sr}} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{4H_m}{d} \frac{D_m}{D_{m'}}} \cong \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{2D_m}{d}}$$

In quanto è possibile approssimare $D_{m'} \cong 2H_m$. Valori di riferimento per la capacità di servizio delle linee aeree sono: $C_s \approx 9 \div 17 \text{ nF/km}$; invece per le linee in cavo: $C_s \approx 200 \div 400 \text{ nF/km}$.

2.1.4 Conduttanza trasversale

La conduttanza trasversale rappresenta i fenomeni dissipativi nel dielettrico (effetto corona) e negli isolatori. I fenomeni dissipativi negli isolatori sono generalmente trascurabile, mentre non è possibile trascurare l'effetto corona. Se il campo sulla superficie del conduttore supera la rigidità dielettrica dell'aria (30 kV/cm), si ha la ionizzazione di una guaina intorno al conduttore con scarica luminosa e passaggio di corrente (fig. XX). Attraverso la conduttanza trasversale g , si tiene conto delle perdite di energia P_c :

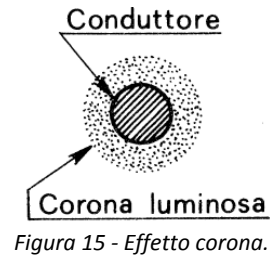


Figura 15 - Effetto corona.

$$P_c = 3gE^2 = gV^2$$

Altre conseguenze dell'effetto corona sono interferenze elettromagnetiche (EMI) ai segnali radio e emissione acustica ("ronzio elettrico"). I conduttori sono dimensionati per evitare che l'effetto corona sia visibile. Tuttavia anche in assenza di corona luminoso si hanno disturbi analoghi, ma di minore entità.

2.1.5 Rappresentazione delle linee

Nel capitolo precedente sono state analizzate le grandezze caratteristiche delle linee elettriche. Si vuole, ora, giungere ad uno schema elettrico equivalente di tali linee. Si considera quindi uno schema tipo:

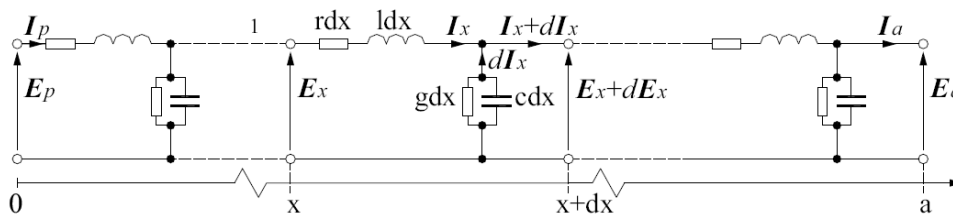


Figura 16 - Rappresentazione di una linea elettrica.

Per cui valgono le seguenti relazioni:

$$\begin{cases} \bar{I}_x = \bar{I}_{x+dx} + \bar{E}_{x+dx}(g + j\omega c)dx \\ \bar{E}_x = \bar{E}_{x+dx} + \bar{I}_x(r + j\omega l)dx \end{cases}$$

Dove $\bar{E}_{x+dx} = \bar{E}_x + d\bar{E}_x$ e $\bar{I}_{x+dx} = \bar{I}_x + d\bar{I}_x$. Continuando a sviluppare i calcoli si ha

$$\begin{cases} d\bar{I}_x = -(\bar{E}_x + d\bar{E}_x)(g + j\omega c)dx = -\bar{E}_x(g + j\omega c)dx \\ d\bar{E}_x = -\bar{I}_x(r + j\omega l)dx \end{cases}$$

Nella prima equazione sono stati tralasciati gli infinitesimi di ordine superiore (il prodotto $dE_x dx$). Dividendo ambo i membri per dx e derivando si ha:

$$\begin{cases} \frac{d\bar{I}_x}{dx} = -\bar{E}_x(g + j\omega c) \\ \frac{d\bar{E}_x}{dx} = -\bar{I}_x(r + j\omega l) \end{cases} \xrightarrow{d} \begin{cases} \frac{d^2\bar{I}_x}{dx^2} = -\frac{d\bar{E}_x}{dx}(g + j\omega c) \\ \frac{d^2\bar{E}_x}{dx^2} = -\frac{\bar{I}_x}{dx}(r + j\omega l) \end{cases}$$

Sostituendo i valori delle derivate si giunge alle cosiddette equazioni dei telegrafisti:

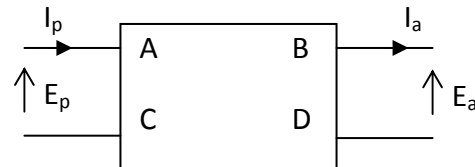
$$\begin{cases} \frac{d^2\bar{I}_x}{dx^2} = \bar{z}\bar{y}\bar{I}_x = \bar{K}^2\bar{I}_x \\ \frac{d^2\bar{E}_x}{dx^2} = \bar{z}\bar{y}\bar{E}_x = \bar{K}^2\bar{E}_x \end{cases}$$

dove è stato posto $\bar{x} = (r + j\omega l)$, impedenza per unità di lunghezza, e $\bar{y} = (g + j\omega c)$, ammettenza per unità di lunghezza. \bar{K} è la **costante di propagazione** della linea, costituita da:

$$\bar{K} = \underbrace{K'}_{\text{costante di attenuazione}} + j \underbrace{K''}_{\text{costante di fase}} = \sqrt{\bar{x}\bar{y}}$$

Integrando tra 0 e la lunghezza “a” della linea avendo come condizioni al contorno la tensione e la corrente di partenza (p) e di arrivo (a) è possibile ottenere il modello della linea mediante un quadripolo caratterizzato da 4 costanti:

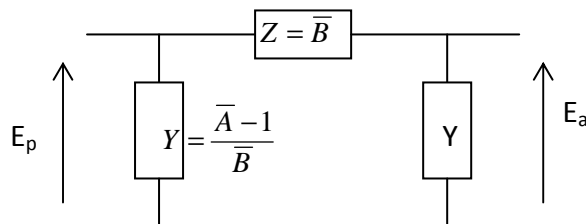
$$\begin{cases} E_p = \bar{A}\bar{E}_a + \bar{B}\bar{I}_a \\ I_p = \bar{C}\bar{E}_a + \bar{D}\bar{I}_a \end{cases}$$



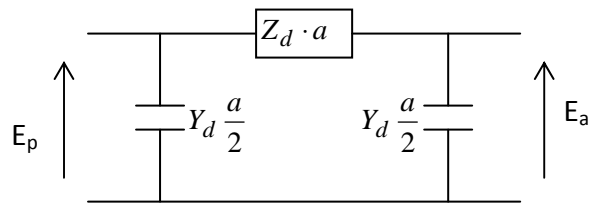
Dove $Z_{cd} = \sqrt{Z_d/Y_d} = \sqrt{R_d + jX_d / j\omega C_d}$ è l'impedenza caratteristica della linea. I valori delle costanti sono:

$$\begin{aligned} \bar{A} &= \bar{D} = \cosh(\bar{K} \cdot a) \\ \bar{B} &= Z_{cd} \sinh(\bar{K} \cdot a) \\ \bar{C} &= \frac{1}{Z_{cd}} \sinh(\bar{K} \cdot a) \end{aligned}$$

La tipologia di circuito rappresentativo delle linee più spesso utilizzato è il circuito a parametri concentrati detto a pi greco:



Alle volte, per le linee corte, si ricorre anche al seguente circuito:



2.1.6 Potenza caratteristica della linea

La potenza apparente all'estremità di una linea può essere scritta come:

$$\bar{N}_a = P_a + jQ_a = 3\bar{E}_a\bar{I}_a^*$$

Con \bar{I}_a^* il complesso coniugato di \bar{I}_a . Dalla prima delle equazioni (*) si ricava:

$$\bar{I}_a = \frac{\bar{E}_p - \bar{A}\bar{E}_a}{\bar{B}}$$

Ossia:

$$\bar{N}_a = 3\bar{E}_a \left(\frac{\bar{E}_p - \bar{A}\bar{E}_a}{\bar{B}} \right)^* = 3\bar{E}_a \frac{\bar{E}_p^* - \bar{A}^*\bar{E}_a^*}{\bar{B}^*}$$

Supponendo E_a parallelo e concorde con l'asse polare (tale che abbia fase nulla) si esprime con ϑ l'angolo elettrico tra E_a ed E_p . ϑ viene chiamato **angolo elettrico della linea**. Esprimendo inoltre A e B nella forma esponenziale $\bar{A} = Ae^{j\alpha}$ e $\bar{B} = Be^{j\beta}$ si ottiene:

$$\bar{N}_a = 3 \underbrace{\frac{E_a E_p}{B} \cos(\beta - \vartheta) - 3E_a^2 \frac{A}{B} \cos(\beta - \alpha)}_{P_a} + j \underbrace{\left[3 \frac{E_a E_p}{B} \sin(\beta - \vartheta) - 3E_a^2 \frac{A}{B} \sin(\beta - \alpha) \right]}_{Q_a}$$

Si può notare che la $\bar{Z}_d = R_d + jX_d$ è approssimabile con $Z_d \approx jX_d$, essendo $R_d \ll X_d$. Quindi si può dire che $\beta = \pi/2$, mentre supponendo che la linea non sia eccessivamente lunga ($a < 100 \text{ km}$) si può trascurare l'ammettenza trasversale ($A = 1$; $\alpha = 0$). L'espressione della potenza diventa:

$$\bar{N}_a = 3 \frac{E_a E_p}{B} \sin \vartheta + j \left[3 \frac{E_a E_p}{B} \cos \vartheta - 3E_a^2 \frac{A}{B} \right]$$

Da questa espressione si evince che la P_a è influenzata da ϑ mentre la Q_a è influenzata essenzialmente da E_a ed E_p . Si può anche dedurre che se $P_p > 0$ allora anche $P_a > 0$, mentre se $Q_p > 0$ non è detto che anche Q_a lo sia.

Viene definita **potenza caratteristica della linea** il valore:

$$\bar{N}_{cd} = 3\bar{E}_p\bar{I}_p^* = 3\bar{E}_p \left(\frac{\bar{E}_p}{Z_{cd}} \right)^* = \frac{3E_p^2}{Z_{cd}}$$

in particolare, se $R_d \ll X_d$, l'impedenza caratteristica diventa

$$Z_{cd} = \sqrt{\frac{L_d}{C_d}}$$

e quindi la potenza caratteristica:

$$\bar{N}_{cd} = \frac{3E_p^2}{\sqrt{\frac{L_d}{C_d}}}$$

È interessante osservare cosa accade qualora la resistenza delle linee non sia trascurabile rispetto alla reattanza. Ponendo come si è visto:

$$P_{e,a} = 3 \frac{E_a E_p}{B} \cos(\beta - \vartheta) - 3E_a^2 \frac{A}{B} \cos(\beta - \alpha)$$

Trascurando l'ammettenza trasversale della linea ($A = 1, \alpha = 0$) si ha che $B = Z = R + jX$ e quindi $\cos \beta = R/Z$. Inoltre se si assume $E_a = E_p$, si ha:

$$P_{e,aM} \cong \frac{3E^2 Z - R}{Z} \frac{Z - R}{Z}$$

Per linee fortemente resistive ($Z \approx R$) la potenza attiva trasmissibile diventa molto piccola.

2.2 Linee elettriche alla sequenza omopolare

2.3 Trasformatori alla sequenza diretta e omopolare

Qwerty

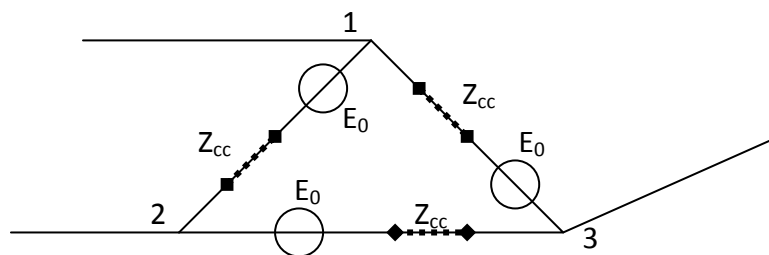
Per valutare come variano i parametri dei trasformatori in regime omopolare è necessario considerare i flussi magnetici nelle diverse categorie di trasformatori (a 3 o a 5 colonne, tri-monofase). Anche il tipo di collegamento degli avvolgimenti (stella, triangolo, stella con neutro a terra) è importante ai fini dello scorrimento di correnti omopolari.

- Nel caso dei **trasformatori a tre colonne** il flusso si richiude in aria, pertanto la riluttanza del circuito stesso è molto elevata. Da ciò si deduce che la reattanza trasversale del trasformatore in regime omopolare è piccola. $X_0 \sim 0,8 - 1$ p.u.
- Per i **trasformatori a cinque colonne** e **tri-monofase**, il flusso continua a svolgersi nel ferro, pertanto la reattanza trasversale si può considerare uguale a quella di sequenza diretta. $X_0 \sim 100 - 1000$ p.u.

Nella pratica i trasformatori a tre colonne vengono usati in MT e in BT, mentre quelli a cinque colonne in AT e AAT. I trasformatori tri-monofase, invece, vengono usati solo per altissime potenze.

Per quanto riguarda i **collegamenti trifase** in regime omopolare possiamo dire che nel caso vi sia un collegamento senza neutro a terra non scorrono correnti omopolari. Nel collegamento a stella con neutro a terra, invece, scorrono correnti omopolari.

Per esempio in un trasformatore triangolo – stella con neutro a terra scorrono correnti omopolari solo dal lato col neutro a terra. Ciò si può dimostrare rappresentando l'avvolgimento a triangolo nel seguente modo:

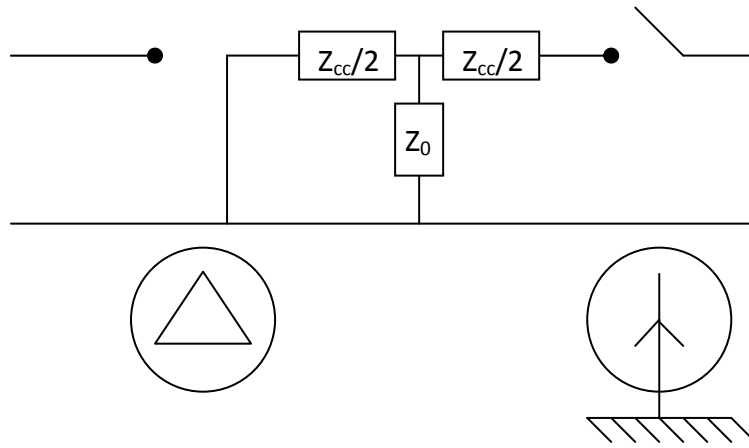


Per cui valgono le seguenti relazioni:

$$3\bar{E}_0 = 3Z_{cc}\bar{I}_0 \Rightarrow \bar{I}_0 = \frac{\bar{E}_0}{Z_{cc}}$$

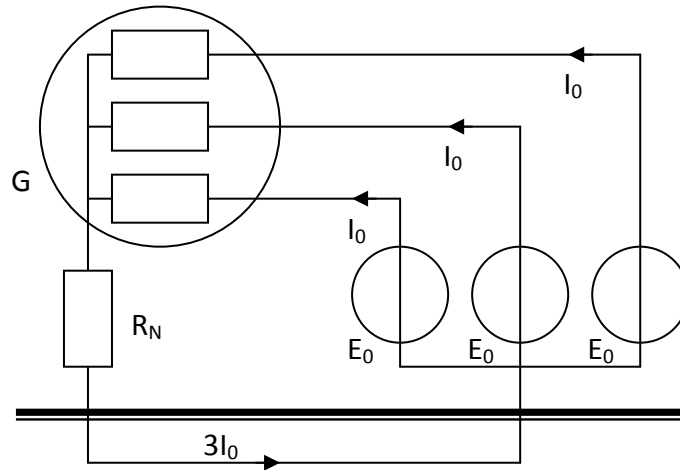
$$\bar{E}_{12} = \bar{E}_1 - \bar{E}_2 = \bar{E}_0 - Z_{cc}\bar{I}_0 = \bar{E}_0 - \frac{\bar{E}_0}{Z_{cc}}Z_{cc} = 0$$

L'avvolgimento a triangolo, quindi, viene visto come c.to c.to e lo schema equivalente monofase diventa:



2.4 Generatori sincroni alla sequenza diretta e omopolare

Lo schema del generatore sincrono, quando lo statore è percorso da una terna di correnti omopolari, è il seguente:



Le equazioni del campo magnetico rotante, divengono:

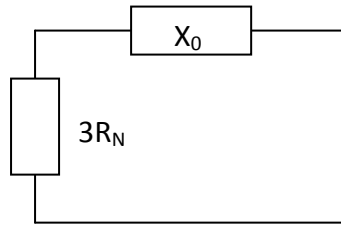
$$\begin{cases} I_1 = I_0 \sin(\omega t) \\ I_2 = I_0 \sin(\omega t) \\ I_3 = I_0 \sin(\omega t) \end{cases}$$

Da cui:

$$\begin{cases} f.m.m._1 = KI_0 \sin(\omega t) \cos(\theta) \\ f.m.m._2 = KI_0 \sin(\omega t) \cos\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) \\ f.m.m._3 = KI_0 \sin(\omega t) \cos\left(\theta - \frac{4}{3}\pi\right) \end{cases}$$

Pertanto la f.m.m. è nulla. Nella realtà la f.m.m. è molto piccola, ma non nulla, pertanto vengono generate delle piccole correnti che danno luogo a delle piccole dispersioni. La reattanza di indotto pertanto non è nulla bensì vale $X_0 \sim 0,07 - 0,15$ p.u.

Il circuito monofase del generatore sincrono con avvolgimenti collegati a stella con neutro a terra è il seguente:



3. I flussi di potenza in rete

3.1 Deduzione del circuito equivalente e calcolo della matrice delle ammettenze

Consideriamo una generica rete di distribuzione, come la seguente:

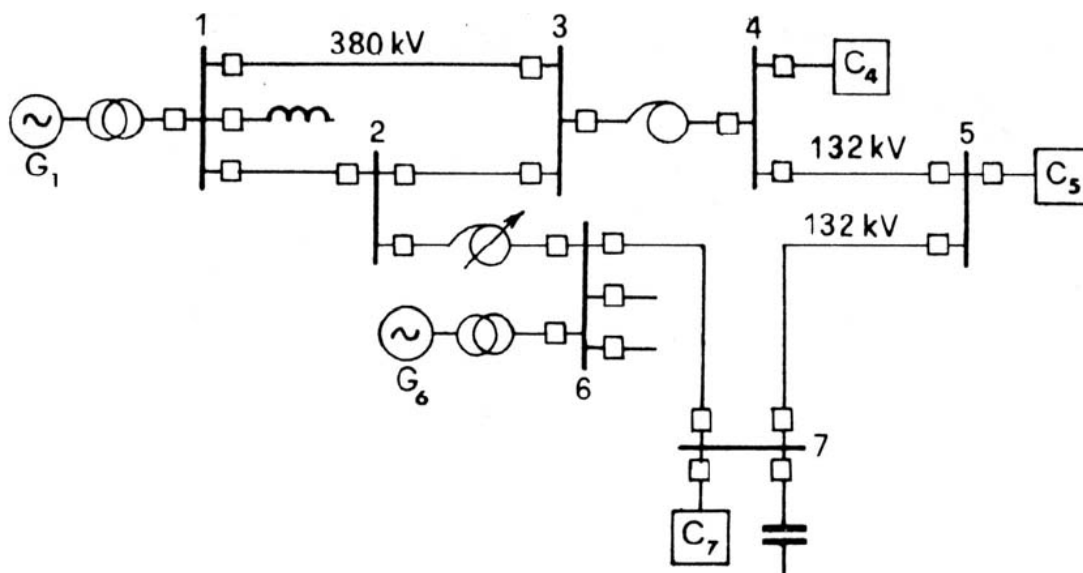


Figura 17 - Schema unifilare di una rete elettrica.

Il primo passo per “risolvere” la rete è schematizzarla con un circuito equivalente. Qualora non siano dati i valori dell’impedenza di linea è sempre possibile calcolarli partendo dalle caratteristiche della linea stessa. Dei trasformatori e dei generatori sincroni, si ricavano i dati necessari dalle targhe dei macchinari.

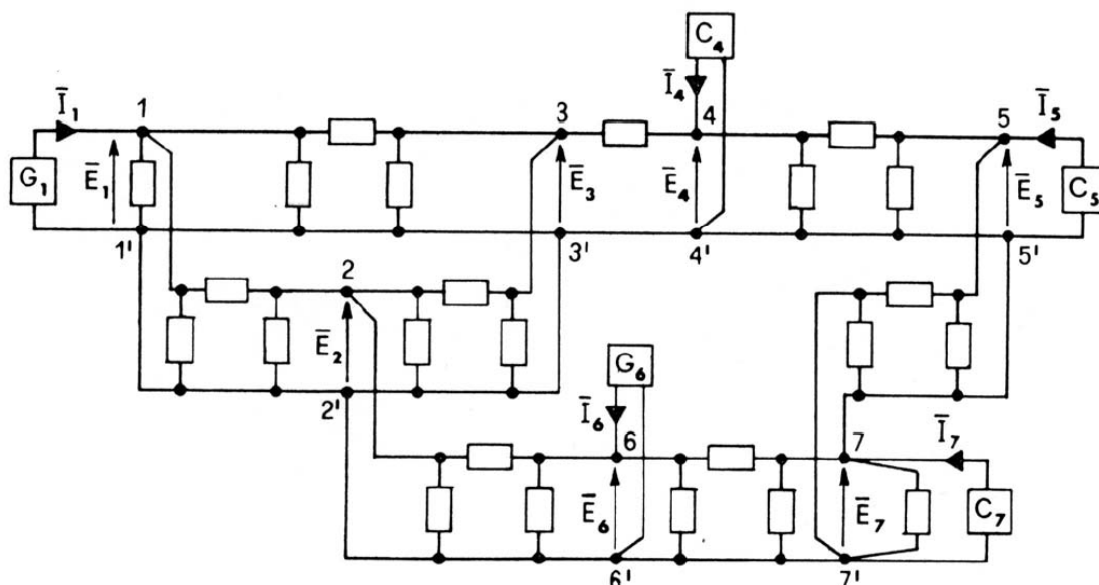


Figura 18 - Circuito monofase equivalente della rete elettrica della figura precedente.

È opportuno notare come una generica rete sia costituita da un insieme di nodi e rami. Prima di proseguire con il calcolo dei flussi di potenza, sono necessarie alcune definizioni.

Si dice **tensione nodale** (\bar{E}_{no}), la d.d.p. del nodo (ai morsetti di fase) rispetto al neutro.

Si dice **corrente nodale** (\bar{I}_{no}) la corrente erogata dal generatore o assorbita dal carico connesso al nodo. Se il nodo funge solo da interconnessione, la corrente è nulla. Se ad un nodo convergono carichi e generatori, la corrente nodale è la somma algebrica delle correnti. Non bisogna confondere queste correnti con le **correnti di ramo**, ovvero quelle correnti che fluiscono nei rami della rete connessi ai nodi stessi (correnti di linee, trasformatori, reattanze e banchi di condensatori).

Le equazioni che legano le tensioni e le correnti di nodo si possono scrivere applicando il 1° principio di Kirchhoff agli n nodi, esprimendo le correnti dei rami convergenti ai nodi come prodotto delle ammettenze di ramo per le d.d.p. ai loro capi. Si giunge ad un sistema di n equazioni in n incognite (determinato, come si vedrà in seguito). Le equazioni del sistema sono denominate **equazioni ai nodi** (o **equazioni alle ammettenze**), ed in forma matriciale sono esprimibili come:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{no} \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{no} \end{bmatrix}_{n \times n} \begin{bmatrix} \bar{E}_{no} \end{bmatrix}_{n \times 1}$$

La matrice \bar{Y}_{no} viene detta **matrice delle ammettenze** nodali. Per comprendere il significato fisico dei componenti che la costituiscono, consideriamo due situazioni limite:

1. Tutte le tensioni impresse ai nodi, ad eccezione della \bar{E}_j siano nulle (ossia tutti i nodi tranne il j -esimo sono cortocircuitati). Dalla j -esima equazione ai nodi si ottiene che:

$$\bar{I}_j = \bar{Y}_{jj} \bar{E}_j \quad \rightarrow \quad \bar{Y}_{jj} = \frac{\bar{I}_j}{\bar{E}_j}$$

Si osserva che la \bar{Y}_{jj} è l'ammettenza della rete vista dal nodo j , quando tutti gli altri nodi sono cortocircuitati. Per questo motivo gli elementi sulla diagonale principale vengono chiamati **autoammettenze**.

2. Tutte le tensioni impresse ai nodi, ad eccezione di una \bar{E}_j siano nulle. Dalla i -esima equazione (con $i \neq j$) ai nodi si ottiene che:

$$\bar{I}_i = \bar{Y}_{ij} \bar{E}_j \quad \rightarrow \quad \bar{Y}_{ij} = \frac{\bar{I}_i}{\bar{E}_j}$$

I termini \bar{Y}_{ij} sono quindi il rapporto tra la corrente al nodo i e la tensione al nodo j quando tutti i nodi diversi da j sono cortocircuitati. In altre parole la \bar{Y}_{ij} coincide con la corrente che entra nel nodo i quando tutti i nodi sono in corto circuito, ad eccezione del nodo j in cui è applicata la tensione \bar{E}_j . Per questo motivo tutti i termini fuori dalla diagonale principale vengono chiamati **mutue ammettenze**.

Un modo rapido per calcolare gli elementi della matrice delle ammettenze è il seguente:

- Le auto ammettenze si calcolano come la somma di tutte le ammettenze che convergono al nodo i-esimo
- le mutue ammettenza sono l'opposto della somma delle ammettenze che collegano l'i-esimo nodo al j-esimo nodo. Se i nodi i e j non sono adiacenti (ossia se non sono direttamente collegati da un ramo di ammettenza finita), la mutua ammettenza è nulla.

per questo secondo punto la matrice Y è simmetrica e fortemente sparsa. Analiticamente si può scrivere:

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{s=0}^{a_i} \bar{y}_{i,s}$$

$$\bar{Y}_{ij} = \bar{Y}_{ji} = -\bar{y}_{ij}$$

Dove a_i sono tutti i nodi adiacenti al nodo i-esimo.

3.2 Aggiornamento della matrice delle ammettenze

Ottenuta la matrice \bar{Y}_{no} la rete è nota. Qualora vi siano delle modifiche alla rete occorre aggiornare la matrice delle ammettenze per tener conto dei cambiamenti. Esistono tre operazioni fondamentali di aggiornamento della matrice, attraverso le quali è possibile eseguire qualsiasi riconfigurazione della rete:

- A. **Aggiunta di un nodo connesso ($n + 1$) connesso al generico nodo k tramite un'ammettenza $\bar{y}_{(n+1),k}$:** in questo caso la matrice aumenta di ordine. Si tratta, dunque, di scrivere i componenti della colonna e della riga $n+1$ e di vedere cosa cambia nella matrice originaria. Scrivendo con l'apice i componenti della matrice aggiornata e senza quelli della matrice originaria, risulta:

$$\begin{cases} \bar{Y}'_{kk} = \bar{Y}_{kk} + \bar{y}_{(n+1),k} \\ \bar{Y}'_{(n+1),(n+1)} = \bar{Y}_p = \bar{y}_{(n+1),k} \\ \bar{Y}'_{(n+1),k} = \bar{Y}'_{k,(n+1)} = \bar{Y}_m = -\bar{y}_{(n+1),k} \end{cases}$$

La matrice aggiornata assume la forma:

$$(1) \quad \dots \quad (k) \quad \dots \quad (n) \quad (n + 1)$$

$$\begin{vmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1k} & \dots & \bar{Y}_{1n} & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{k1} & \dots & \bar{Y}'_{kk} & \dots & \bar{Y}_{kn} & \bar{Y}_m \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \dots & \bar{Y}_{nk} & \dots & \bar{Y}_{nn} & 0 \\ 0 & \dots & \bar{Y}_m & \dots & 0 & \bar{Y}_p \end{vmatrix}$$

- B. **Aggiunta di un'ammettenza \bar{y}_{ko}^* tra un nodo generico ed il neutro:** la matrice ottenuta è sempre di ordine n , e cambia soltanto il termine diagonale relativo al nodo k :

$$\bar{Y}'_{kk} = \bar{Y}_{kk} + \bar{y}_{ko}^*$$

- C. **Aggiunta di un'ammettenza \bar{y}_{ki}^* tra due generici nodi k ed i :** anche in questo caso la matrice resta di ordine n . A cambiare sono le due auto ammettenze relative ai nodi k ed i e la mutua ammettenza tra i nodi k ed i :

$$\begin{cases} \bar{Y}'_{kk} = \bar{Y}_{kk} + \bar{y}_{ki}^* \\ \bar{Y}'_{ii} = \bar{Y}_{ii} + \bar{y}_{ki}^* \\ \bar{Y}'_{ki} = \bar{Y}'_{ik} = \bar{Y}_{ik} - \bar{y}_{ki}^* \end{cases}$$

Vediamo alcuni casi notevoli di riconfigurazione della rete:

- Aggiunta di una linea di trasmissione tra due stazioni già esistenti: 2 volte l'operazione B più 1 volta l'operazione C (2xB+1xC);
- Aggiunta di una nuova stazione connessa con una linea ad un nodo della rete data: 1xA+2xB;

- Aggiunta di un trasformatore tra due sbarre di una stazione: 1xC;
- Aggiunta di un trasformatore alimentato da un nodo della rete, con creazione di un nuovo nodo al secondario: 1xA;
- Aggiunta di un banco di condensatori shunt o di reattanze shunt: 1xB;
- Eliminazione (o distacco) di un componente: basta procedere come l'aggiunta del componente, considerando valori di ammettenza opposti a quelli del componente da eliminare.

3.3 Il calcolo dei flussi di potenza

Attraverso quanto visto fin'ora, siamo giunti ad una serie di equazioni, la cui soluzione fornisce i valori di tutte le tensioni e tutte le correnti in rete. Va però osservato, che non in tutti i nodi della rete possiamo imporre un vincolo che sia la tensione o la corrente. Anzi, nella pratica si utilizzano come vincoli le potenze attive e reattive assorbite dal carico o generate dai generatori. È innanzi tutto opportuno distinguere le tipologie di nodi che si possono trovare in rete. Successivamente bisogna assicurarsi che il sistema sia risolvibile.

Consideriamo una rete ad n nodi. Viene inoltre considerato il nodo 0 la terra. Distinguiamo tre tipologie di nodo: di carico, di generazione e di saldo. Ai fini del calcolo della rete e dei flussi di potenza dobbiamo anche distinguere vincoli ed incognite. Ciò è riassunto nella seguente tabella:

Tipo di nodo	di carico	di generazione	di saldo
Vincoli	$P_c, Q_c < 0$	$P_g > 0, E_g$	$E_g, \vartheta_g = 0$
Incognite	E_c, ϑ_c	Q_g, ϑ_g	P_g, Q_g

Il nodo di saldo, o nodo di riferimento, è un nodo rispetto al quale si fissa il valore efficace e la fase della tensione. In genere viene scelto un nodo generatore dove è installata una potenza importante e si fissa la fase nulla in quel nodo.

Le incognite utili sono i moduli e le fasi delle tensioni. Pertanto, in una rete ad n nodi vi saranno $2n$ grandezze incognite. Infatti, note le tensioni (in modulo e fase) in tutti i nodi della rete, si può risalire ai flussi di potenza attraverso le equazioni di rete. È possibile scrivere:

$$n = n_g + n_c$$

Dove

- n_g sono i nodi di generazione incluso il nodo di saldo
- n_c sono i nodi di carico

Dal momento che negli n_g nodi di generazione si fissano i moduli delle tensioni, e al nodo di saldo si fissa anche la fase della tensione, le incognite restanti sono:

$$2n - (n_g + 1) = 2n_c + (n_g - 1)$$

Overo moduli e fasi delle tensioni negli n_c nodi di carico e fasi delle tensioni negli $n_g - 1$ nodi di generazione escluso quello di saldo. È possibile scrivere $n_g - 1$ equazioni per le potenze attive iniettate in rete dai generatori (escluso saldo), e $2n_c$ equazioni per potenze attive e reattive assorbite dai carichi. In totale si possono scrivere $2n - (n_g + 1)$ equazioni, infatti:

$$2n_c + n_g - 1 = 2(n - n_g) + n_g - 1 = 2n - (n_g + 1)$$

Il sistema risulta quindi determinato. Per scrivere il sistema risolutivo, partendo dai vincoli di potenza iniettata o assorbita dalla rete si valuta la potenza apparente al nodo k-esimo:

$$\bar{N}_k = P_k + jQ_k = 3\bar{E}_k \bar{I}_k^*$$

ma dato che

$$\bar{I}_k = \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{k_i} \bar{E}_i$$

allora, considerando gli argomenti γ delle ammettenze Y :

$$\begin{aligned} \bar{N}_k &= 3\bar{E}_k \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{k_i}^* \bar{E}_i = 3E_k e^{j\vartheta_k} \sum_{i=1}^n Y_{k_i} E_i e^{-j(\vartheta_i + \gamma_{ki})} = \\ &= \bar{N}_k = 3E_k \sum_{i=1}^n Y_{k_i} E_i \cos(\vartheta_k - \vartheta_i - \gamma_{ki}) + j3E_k \sum_{i=1}^n Y_{k_i} E_i \sin(\vartheta_k - \vartheta_i - \gamma_{ki}) \end{aligned}$$

Il sistema, definito dalle incognite E_k e ϑ_k diventa quindi:

$$\begin{cases} P_k = 3E_k \sum_{i=1}^n Y_{k_i} E_i \cos(\vartheta_k - \vartheta_i - \gamma_{ki}) \\ Q_k = 3E_k \sum_{i=1}^n Y_{k_i} E_i \sin(\vartheta_k - \vartheta_i - \gamma_{ki}) \end{cases}$$

Questo sistema non è lineare, pertanto la sua soluzione è possibile soltanto mediante metodi numerici approssimati. Fra questi il metodo di Newton-Raphson risulta efficace, anche se, per le reti con oltre alcune centinaia di nodi, risulta conveniente usare altri metodi come Gauss-Seidel.

(metodo di newton raphson)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \vdots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P}{\partial \vartheta} \right] & \left[\frac{\partial P}{\partial E} \right] \\ \left[\frac{\partial Q}{\partial \vartheta} \right] & \left[\frac{\partial Q}{\partial E} \right] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \vdots \\ \Delta E \end{bmatrix}$$

La conduzione pratica dello studio dei flussi di potenza può essere così riassunta:

- si calcola la matrice delle ammettenze e si sceglie il nodo di saldo
- si assegnano i valori imposti alla rete e si sceglie una n-pla di primo tentativo
- si fissa il numero massimo di iterazioni (per evitare loop del sistema)
- si fissano gli scostamenti al di sotto dei quali il processo si arresta (1% - 1‰)
- si calcolano P_k e Q_k e quindi ΔP_k e ΔQ_k e si confronta con le tolleranze
- si calcolano le derivate parziali di P_k e Q_k

- si ripete il procedimento m volte finchè $\Delta P_k^{(m)}$ e $\Delta Q_k^{(m)}$ diventano inferiori alle tolleranze
- note tutte le tensioni (valore efficace e fase) ai nodi, si calcolano i flussi di potenza attiva e reattiva
- si calcolano le perdite della rete

Bisogna verificare che le cadute di tensione rispettino i limiti previsti e che le correnti non siano troppo elevate (limite termico). Bisogna altresì verificare che i trasformatori erogino una potenza minore di quella nominale e che i generatori possano erogare la potenza reattiva richiesta senza uscire dal limite di stabilità. Infine si verifica anche che le perdite complessive di potenza attiva non siano troppo elevate.

4. Regolazione della frequenza

Il sistema elettrico deve operare a frequenza costante per assicurare il corretto funzionamento sia dei generatori che degli utilizzatori. La frequenza di un sistema dipende dalla velocità di rotazione dei singoli generatori, quindi è direttamente controllata dall'equilibrio tra la potenza generata e la potenza assorbita. Nell'esercizio questo equilibrio è sempre turbato. Per questo non si potrebbe definire una frequenza del sistema, in quanto il valore varia da punto a punto. Si definisce **sistema elastico**, un sistema in cui le velocità angolari dei singoli generatori sono diverse tra loro (fig. XX).

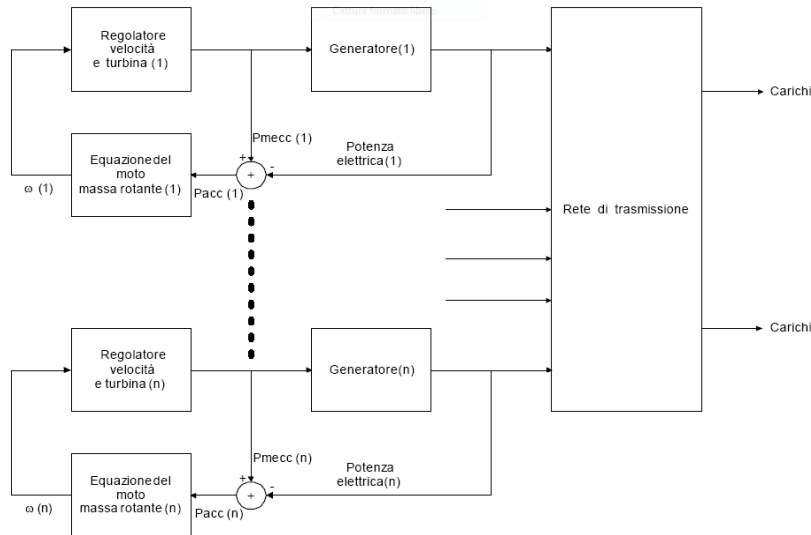


Figura 19 - Sistema elastico.

Nel nostro caso, tuttavia, supporremo di avere a che fare con un **sistema rigido**. In questo tipo di sistema le macchine sincrone ruotano tutte alla medesima velocità ed è possibile definire una frequenza media del sistema (fig. XX). Si tratta, ovviamente, di un'approssimazione che risulta accettabile quando il periodo delle oscillazioni pendolari dei generatori sincroni sia sufficientemente rapido rispetto ai fenomeni che si considerano.

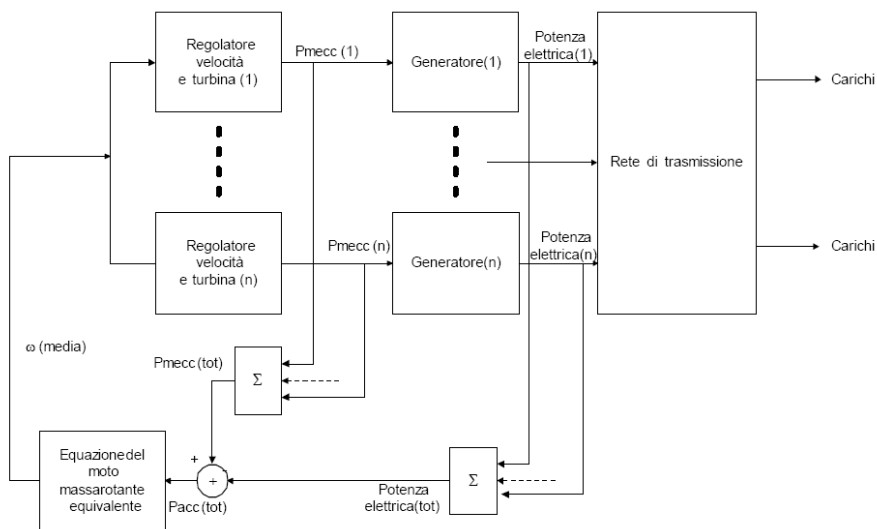


Figura 20 - Sistema rigido.

4.1 Regolatore di velocità

Il controllo della frequenza, come si è visto, passa attraverso il controllo della velocità di rotazione dei generatori sincroni. Si vuole illustrare il principio di funzionamento di uno dei primi regolatori di velocità adottati che, seppur in disuso da tempo, è didatticamente utile per comprendere il fenomeno. Questo regolatore è illustrato in fig. XX.

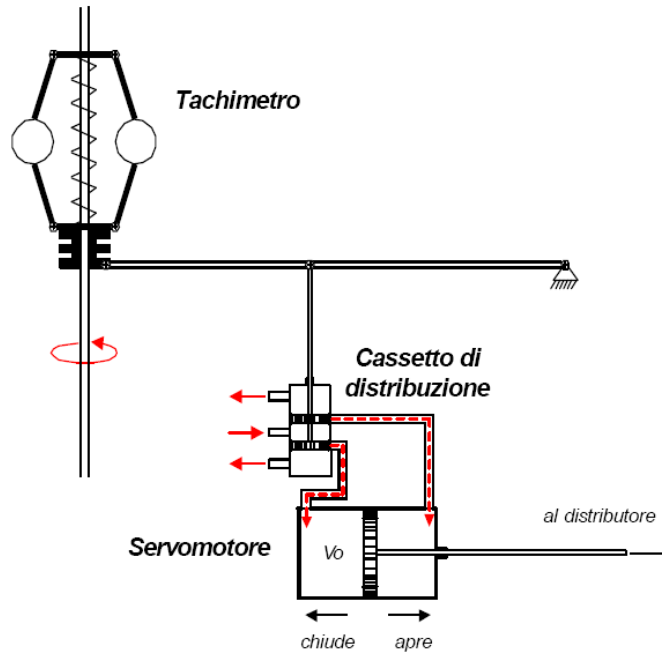


Figura 21 - Regolatore di velocità.

La potenza erogata dalla turbina dipende dall'apertura del distributore, il quale a sua volta è comandato da un sistema sensibile allo scarto di velocità rispetto alla velocità nominale. L'azione del tachimetro sul cassetto di distribuzione è tale da far aprire o chiudere le luci che collegano il cassetto al servomotore. A seconda del segno dello scarto di velocità si può avere un aumento o una riduzione del volume V_0 . Analiticamente si può scrivere che la derivata del volume di fluido (incomprimibile) è proporzionale secondo un certo fattore k_1 alla variazione della frequenza:

$$\frac{d(V - V_0)}{dt} = -k_1(f - f_0)$$

Si adotterà, d'ora in avanti, la notazione per cui

$$V - V_0 = \Delta V$$

$$f - f_0 = \Delta f$$

...

e così via. Tornando all'equazione e scrivendola in valori relativi si ottiene:

$$\frac{d\Delta V^*}{dt} = -k_1 \Delta f^*$$

Passando alle L-trasformate, si ha:

$$s\Delta V^* = -k_1\Delta f^*$$

Ovvero:

$$\Delta V^* = -\frac{k_1}{s}\Delta f^*$$

A questo punto si può osservare che la variazione ΔV^* è pari alla variazione della potenza generata (N.B: sempre in valori relativi!) ΔP_g^* . Si può quindi concludere che

$$\Delta P_g^* = -\frac{k_1}{s}\Delta f^*$$

Il regolatore, cioè, è del tipo integrale puro (fig. XX).

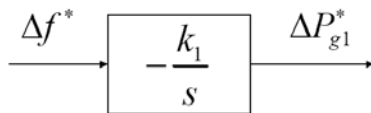


Figura 22 - Schema a blocchi del regolatore di velocità.

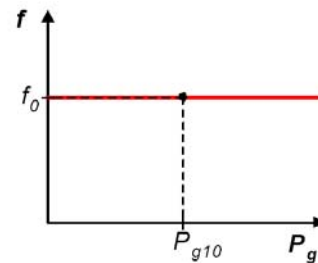


Figura 23 - Caratteristica $f-P_g$ del regolatore di velocità.

Un regolatore simile è del tipo astatico, ossia annulla l'errore a regime permanente. Ciò significa che la macchina mantiene sempre la stessa frequenza di rotazione indipendentemente dalla potenza erogata. Se si considera una sola macchina in un sistema stabile ciò non porta a particolari problemi. Tuttavia in reti con più macchine regolanti risulta indeterminata la ripartizione del carico tra le macchine. Può accadere, cioè, che una macchina si porta a lavorare oltre la potenza nominale mentre altre sono ampiamente sotto tale limite. Ciò non è accettabile per il corretto l'esercizio del sistema che deve assicurare una ripartizione quanto più uniforme della potenza erogata. In passato si adottò quindi un accorgimento costruttivo del regolatore tale da compensare questo fenomeno (fig. XX).

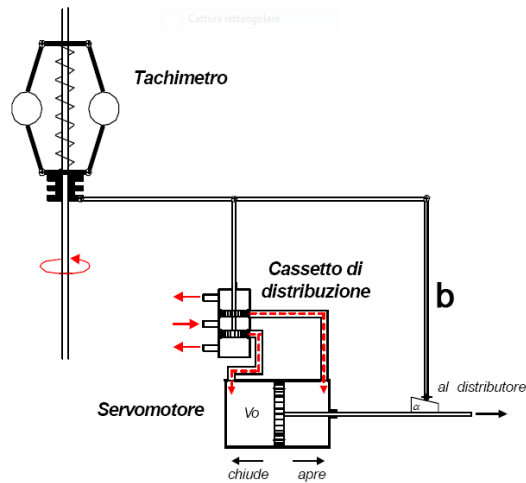


Figura 24 - Regolatore di velocità compensato.

Tramite questo accorgimento il legame tra ΔP_g^* e Δf^* diventa del tipo proporzionale-integrale:

$$\Delta P_g^* = -\frac{k_1}{s} (\Delta f^* + k_2 \Delta P_g^*)$$

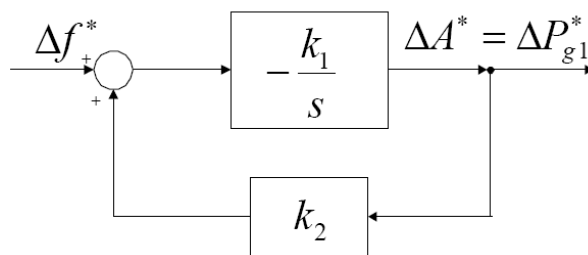


Figura 25 - Schema a blocchi del regolatore di velocità compensato.

Introducendo le due costanti

$$G_1 = \frac{1}{k_2}$$

$$T_1 = \frac{1}{k_1 k_2}$$

È possibile ridurre lo schema a blocchi ad una sola funzione di trasferimento:

$$\Delta P_g^* = \frac{-G_1}{1 + sT_1} \Delta f^*$$

Rappresentata in un unico blocco in fig. XX.

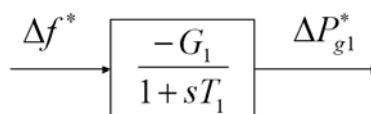


Figura 26 - Funzione di trasferimento $\Delta f^* - \Delta P_g^*$.

Questo tipo di regolatore PI è statico, ossia è caratterizzato da un errore non nullo a regime (ossia per $s \rightarrow 0$). A regime si ha

$$\Delta P_g^* = -G_1 \Delta f^*$$

Ritornando dai valori relativi ai valori assoluti si può scrivere:

$$\frac{P_g - P_{g0}}{P_{g0}} = -G_1 \frac{f - f_0}{f_0}$$

Ovvero

$$P_g = P_{g0} - G_1 \frac{P_{g0}}{f_0} (f - f_0)$$

Questa è l'equazione di una retta nel piano $f - P_g$. Il coefficiente

$$k_p = G_1 \frac{P_{g0}}{f_0}$$

Che dimensionalmente è un'energia, prende il nome di **energia regolante della macchina**, ed esprime la variazione di potenza erogata corrispondente ad uno scarto di frequenza di 1 Hz.

Considerando anche l'azione del limitatore di apertura che entra in funzione quando si raggiunge la potenza massima di turbina si può tracciare la caratteristica del regolatore di velocità su un piano $f - P_g$ (fig. XX.).

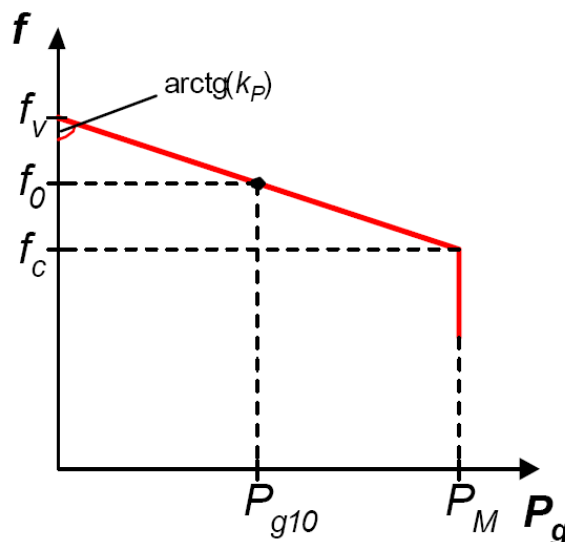


Figura 27 - Caratteristica $f-P_g$ del regolatore di velocità compensato.

Si definisce **grado di statismo** del regolatore di velocità la variazione percentuale "s" di frequenza passando da pieno carico a vuoto:

$$s = 100 \frac{f_v - f_c}{f_n}$$

Per concludere la trattazione del regolatore è opportuno parlare di un dispositivo chiamato **variagiri** che è in grado, agendo sulla lunghezza dell'asta b del regolatore (vedi fig. XX), di traslare verticalmente la caratteristica ottenendo, in pratica, una diversa frequenza a vuoto f_v .

4.2 Massa rotante

Nel precedente paragrafo si è analizzato il regolatore di velocità ottenendone una funzione di trasferimento $\Delta f^* - \Delta P_g^*$. Si vuole ora procedere in modo analogo per quanto riguarda la macchina sincrona intesa come massa in rotazione. Per la prima legge della dinamica si può scrivere

$$P = C\Omega$$

È possibile sviluppare in serie di Taylor tale espressione. Limitandosi al primo ordine si ha:

$$\Delta P = \Delta C\Omega + C\Delta\Omega$$

Passando ai valori relativi:

$$\Delta P^* = \Delta C^* + \Delta\Omega^*$$

Dato che $\Delta f^* = \Delta\Omega^*$ si ottiene:

$$\boxed{\Delta P^* = \Delta C^* + \Delta f^*}$$

È altresì possibile, sempre per la massa rotante, l'equazione di equilibrio delle coppie:

$$C_r = C_g - C_c = J \frac{d\Omega}{dt}$$

A regime la coppia risultante C_r è ovviamente nulla. Per gli incrementi si può scrivere:

$$\Delta C_g - \Delta C_c = J \frac{d(\Delta\Omega)}{dt}$$

Passando ai valori relativi:

$$\Delta C_r^* = \Delta C_g^* - \Delta C_c^* = J \frac{\Omega_0}{C_0} \frac{d\Delta\Omega^*}{dt}$$

Introducendo il tempo di avviamento della macchina T_a (§ 10.4.5), definito come:

$$T_a = J \frac{\Omega_0}{C_0}$$

E, ricordando sempre che $\Delta f^* = \Delta\Omega^*$, si ha:

$$\Delta C_r^* = T_a \frac{d\Delta f^*}{dt}$$

Passando alle L-trasformate:

$$\boxed{\Delta C_r^* = sT_a\Delta f^*}$$

A questo punto, ricordando che $\Delta P^* = \Delta C^* + \Delta f^*$ è possibile scrivere:

$$\Delta P_r^* = \Delta f^* + sT_a \Delta f^*$$

Da cui giungere alla **funzione di trasferimento della massa rotante**:

$$\Delta f^* = \frac{1}{1 + sT_a} \Delta P_r^*$$

Rappresentata in fig. XX.

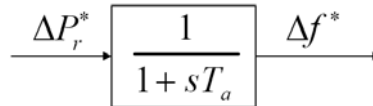


Figura 28 - Funzione di trasferimento della massa rotante.

4.3 Carico

Per concludere l'analisi delle componenti che serviranno per costruire uno schema della rete in regolazione primaria, è necessario sintetizzare anche il comportamento del carico. Il carico ha un comportamento non perfettamente lineare al variare della frequenza come osservabile in fig. XX.

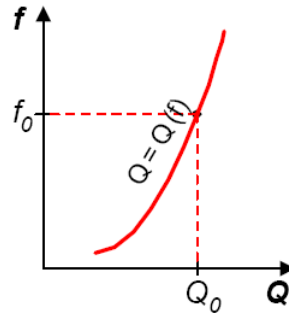


Figura 29 - Caratteristica f-Q del carico.

Si può tuttavia linearizzare se si considera scostamenti piccoli rispetto alla frequenza nominale. Chiamando con Q la potenza (attiva!) assorbita dal carico si può scrivere:

$$Q - Q_0 = K_Q(f - f_0)$$

Il parametro K_Q è chiamato **energia autoregolante del carico**. In valori relativi, con base $P_{g0} = Q_0$ per le potenze, si ha:

$$\Delta Q^* = \frac{K_Q}{P_{g0}/f_0} \Delta f^*$$

Ossia, definendo

$$G_2 = \frac{K_Q}{P_{g0}/f_0}$$

Si ottiene, in definitiva:

$$\boxed{\Delta Q^* = G_2 \Delta f^*}$$

4.4 Macchina isolata in regolazione primaria

È possibile, combinando i risultati ottenuti nei § 12.1, 12.2 e 12.3, sintetizzare uno schema equivalente di una macchina che funziona in regolazione primaria, assumendo come variabile d'ingresso la **variazione di carico indipendente** ΔQ_0^* :

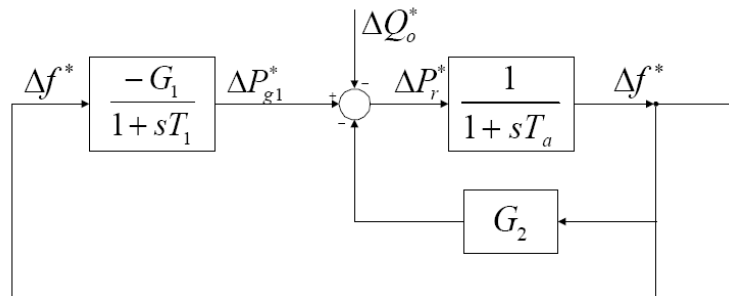


Figura 30 - Schema a blocchi di una macchina isolata in regolazione primaria.

È ovviamente possibile scrivere un'unica funzione di trasferimento $G(s)$ tale da ricondurre l'intero schema ad un unico blocco (fig. XX):

$$G(s) = \frac{-1}{G'_2 + \frac{G_1}{1+sT_1} + sT_a} \quad \text{con} \quad G'_2 = 1 + G_2$$

A questo punto è opportuno fare delle considerazioni sulle modalità di regolazione che si riescono ad ottenere con questa tipologia di controllo. Consideriamo una variazione di carico, tale che la caratteristica nel piano $f - Q$ del carico trasli di una quantità ΔQ . Rappresentando sul medesimo piano sia la caratteristica del carico che la caratteristica del regolatore si può identificare facilmente il nuovo punto di lavoro del sistema:

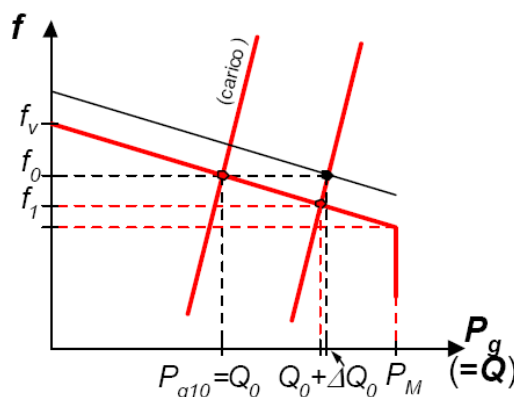


Figura 31 - Punto di funzionamento a seguito di una variazione di carico.

È evidente che il sistema si porta a lavorare a frequenza f_1 . Per ristabilire la frequenza nominale non è sufficiente l'azione della regolazione primaria, bensì è necessario l'intervento di una seconda regolazione, chiamata regolazione secondaria, che agendo sui variagiri trasla la caratteristica del regolatore verso l'alto consentendo di riottenere la frequenza voluta (linea nera in fig. XX).

4.5 Reti con più macchine in regolazione primaria – massa rotante equivalente

Fin'ora si è visto cosa accade nel caso in cui ci sia una sola macchina a gestire la regolazione della frequenza in rete. Nella realtà, ovviamente, questo compito è ripartito su tutte le macchine della rete. Il modello della massa rotante stilato nel §12.2 deve essere quindi rivisto e alla luce di questa nuova condizione. Invece di considerare tutte le macchine sincrone singolarmente si fa ricorso ad un'unica massa rotante equivalente di cui bisogna calcolare un tempo di avviamento equivalente per poter riscrivere la funzione di trasferimento $G(s)$, vista nel §12.4. È quindi necessario calcolare un **momento d'inerzia equivalente** J_e . Per far ciò si eguaglia l'energia cinetica della massa rotante W_e con la somma delle energie cinetiche di tutte le n macchine in rete:

$$W_e = \sum_{i=1}^n W_i$$

Ovvero

$$\frac{1}{2}J_e\Omega^2 = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2}J_i \left(\frac{\Omega}{p_i}\right)^2$$

In definitiva il momento di inerzia equivalente è pari a:

$$J_e = \sum_{i=1}^n \frac{J_i}{p_i^2}$$

e quindi il **tempo di avviamento equivalente** (§ 10.4.5):

$$T_{ae} = J_e \frac{\Omega^2}{P_{0R}}$$

Dove il termine P_{0R} è la potenza complessiva nominale di tutte le macchine in rete.

4.6 Rete isolata in regolazione primaria

Quando si considera una rete, è necessario mettere in conto l'azione di tutti i regolatori della rete. La variazione di potenza erogata per effetto della regolazione primaria sarà pari alla somma delle variazioni di tutte le n macchine:

$$\Delta P_{gt}^* = \sum_{i=1}^n \Delta P_{g,i}^*$$

Dal momento che

$$\Delta P_{g,i}^* = \frac{-G_{1,i}}{1 + sT_{1,i}} \Delta f^*$$

È possibile definire una nuova costante

$$G_{1t} = \sum_{i=1}^n \frac{G_{1,i}}{1 + sT_{1,i}}$$

Tale che

$$\Delta P_{gt}^* = -G_{1t} \Delta f^*$$

La variazione complessiva di potenza ΔP_g^* è data dalla somma di tale ΔP_{gt}^* e di un altro contributo ΔP_{gD}^* che rappresenta tutte le variazioni di potenza erogata che non dipendono dalla frequenza, per esempio una variazione negativa dovuta al distacco di una linea:

$$\Delta P_g^* = \Delta P_{gt}^* + \Delta P_{gD}^*$$

La potenza risultante complessiva ΔP_R^* che agisce sulla massa equivalente è pari a

$$\Delta P_R^* = \Delta P_g^* - \Delta Q^*$$

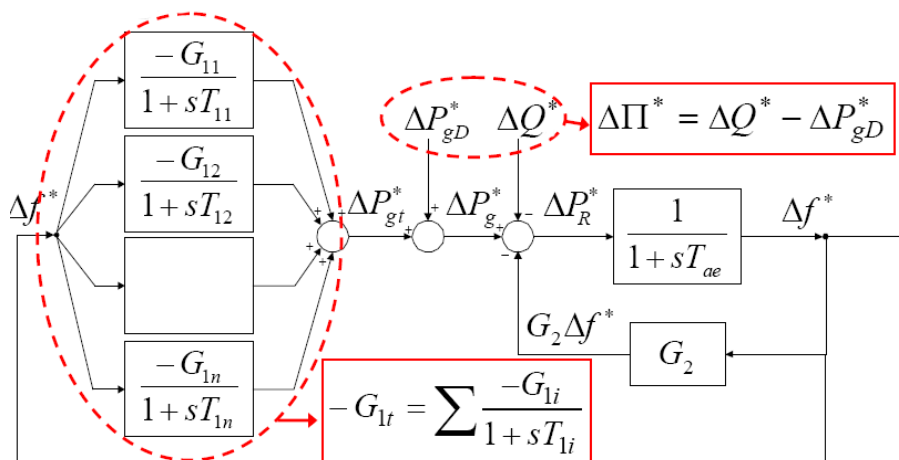


Figura 32 - Schema a blocchi di una rete in regolazione primaria.

Si introduce una nuova grandezza chiamata **variazione di fabbisogno** $\Delta\Pi^*$, definita come la somma algebrica delle variazioni di carico ΔQ^* e di generazione non controllata ΔP_g^* :

$$\Delta\Pi^* = \Delta Q^* - \Delta P_{gD}^*$$

La variazione di fabbisogno è assunta positiva se alla variazione di potenza corrisponde una maggiore richiesta. In fig. XX è schematizzato con un diagramma a blocchi quanto detto fin'ora.

Questo schema può essere visto come una singola macchina equivalente in regolazione primaria, come rappresentato in fig. XX.

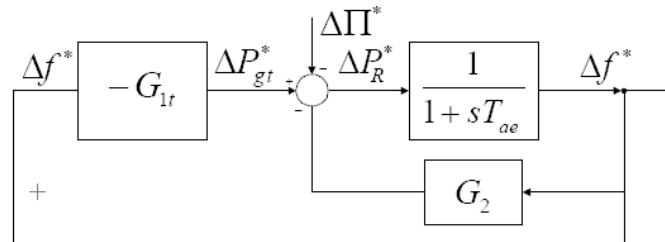


Figura 33 - Schema equivalente di una rete in regolazione primaria.

È possibile, inoltre, ricondurre tutto lo schema ad un'unica funzione di trasferimento $G_R(s)$: $\Delta\Pi^* - \Delta f^*$:

$$G_R(s) = \frac{-1}{G_2' + G_{1t} + sT_{ae}}$$

Per quanto riguarda la regolazione si possono fare considerazioni analoghe a quelle viste per una macchina singola. Riportando su un grafico le caratteristiche del carico e della macchina ed ipotizzando una variazione di fabbisogno si ottiene:

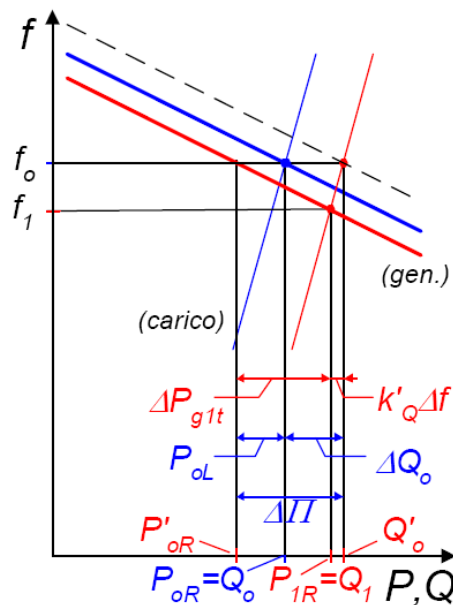


Figura 34 - Punto di funzionamento a seguito di un aumento di carico e al distacco di un generatore in una rete in regolazione primaria.

Nella fig. XX è stata ipotizzata una variazione di fabbisogno legata a due fattori: aumento del carico e distacco di uno dei generatori della rete. Le caratteristiche blu in fig. XX sono le caratteristiche prima della variazione di fabbisogno. Le caratteristiche rosse, invece, sono quelle successive alla variazione. La retta nera tratteggiata è quella di lavoro della regolazione secondaria. Si può notare che la maggior parte della variazione $\Delta\Pi$ è coperta dalla regolazione primaria ΔP_{g1t} . Il resto sono effetti autoregolanti del carico. Si vuole calcolare la variazione di potenza erogata a regime ($s \rightarrow 0$). Per far ciò si considera che:

$$\Delta P_{gt}^* = \sum_{i=1}^n \Delta P_{g,i}^* = \sum_{i=1}^n (-G_{1i}) \Delta f^* = -G_{1p} \Delta f^*$$

Dove è stato posto $G_{1p} = \sum_{i=1}^n (G_{1i})$. Passando ai valori assoluti, ricordando che $G_1 = \frac{k_p}{P_0/f_0}$, si ha

$$\frac{P_{gt} - P_{0R}}{P_{0R}} = \sum_{i=1}^n \left(-\frac{k_{pi}}{P_{0R}/f_0} \right) \frac{f - f_0}{f_0} = \frac{k_{pR}}{P_{0R}} (f - f_0)$$

Da cui si ottiene il valor cercato:

$$\boxed{P_{gt} - P_{0R} = k_{pR}(f - f_0)}$$

Concludendo si vuole osservare anche che, sempre a regime permanente:

$$\Delta\Pi^* = -(G_{1p} + G'_2) \Delta f^*$$

Passando ai valori assoluti si ha:

$$\Delta\Pi = -(k_{pR} + k'_Q)(f - f_0) = -k_R(f - f_0)$$

Il coefficiente k_R è chiamato **energia regolante di rete** ed è pari alla somma delle energie regolanti delle macchine e autoregolanti dei carichi e delle masse rotanti:

$$\boxed{k_R = k_{pR} + k'_Q}$$

4.7 Rete interconnessa in regolazione primaria

Si considerino due reti rigide caratterizzate da due frequenze f_1 e f_2 non necessariamente uguali tra loro, interconnesse mediante una o più linee che costituiscono un legame “elastico”. Come visto nel capitolo 2, tra queste due reti vi sarà uno scambio di potenza attiva pari a

$$p_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_L} \sin \theta_{12}$$

Dove X_L è la reattanza della linea (o delle linee) di interconnessione, E_1 ed E_2 sono i moduli delle tensioni che le due reti presentano ai rispettivi terminale, e θ è lo sfasamento del vettore \bar{E}_1 rispetto al vettore \bar{E}_2 . Se i moduli delle tensioni si possono ritenere costanti si può porre:

$$\frac{E_1 E_2}{X_L} = k'_L$$

Se l'angolo θ è abbastanza piccolo si può supporre anche

$$\sin \theta_{12} = \theta_{12}$$

Tale che la potenza scambiata tra le due reti diviene

$$p_{12} = k'_L \theta_{12}$$

Ipotizzando ora che le due reti non si trovino in condizione di regime e che quindi esista uno sfasamento delle tensioni che porta ad una variazione dell'angolo θ pari a:

$$\Delta \theta_{12} = \int_0^t (\omega_1 - \omega_2) dt = \omega_0 \int_0^t \left(\frac{\omega_1 - \omega_0}{\omega_0} - \frac{\omega_2 - \omega_0}{\omega_0} \right) dt = \omega_0 \int_0^t (\Delta \omega_1^* - \Delta \omega_2^*) dt$$

Passando alle L-trasformate e ricordando che $\Delta \omega^* = \Delta f^*$ si ha:

$$\Delta \theta_{12} = \omega_0 \frac{\Delta f_1^* - \Delta f_2^*}{s}$$

Questo sfasamento dà luogo ad una variazione di potenza pari a

$$\Delta p_{12} = k'_L \Delta \theta_{12} = k'_L \omega_0 \frac{\Delta f_1^* - \Delta f_2^*}{s}$$

Che in per unità diventa:

$$\Delta p_{12}^* = \frac{k'_L \omega_0}{P_{OR}} \frac{\Delta f_1^* - \Delta f_2^*}{s}$$

Ponendo $k_L = \frac{k'_L \omega_0}{P_{OR}}$ si ha:

$$\Delta p_{12}^* = \frac{k_L}{s} (\Delta f_1^* - \Delta f_2^*)$$

L'interconnessione è quindi rappresentabile mediante un blocco integratore (fig. XX).

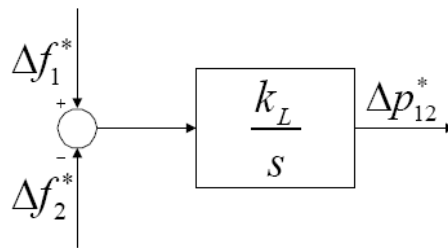


Figura 35 - Schema a blocchi dell'interconnessione fra reti

Allo schema già visto per la rete isolata si aggiunge quindi il blocco integratore che rappresenta l'interconnessione con un'altra rete (fig. XX).

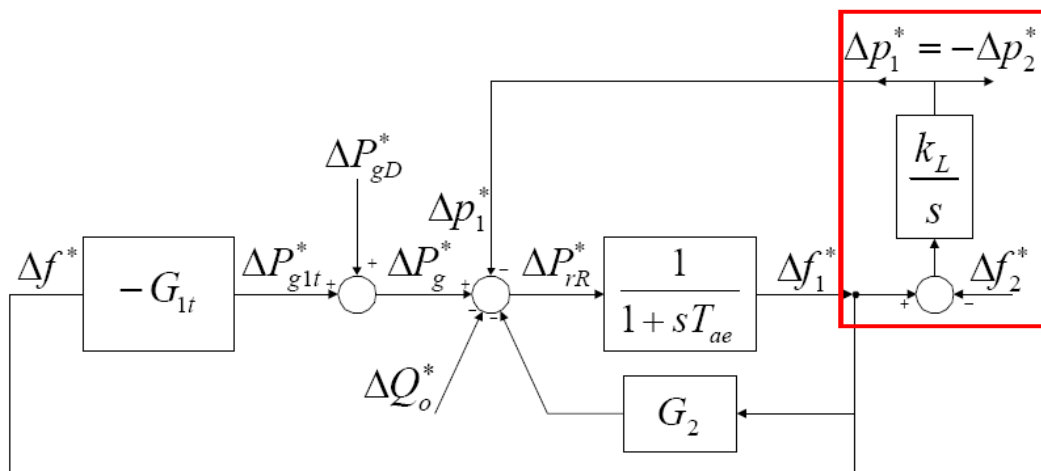


Figura 36 - Schema a blocchi di una rete interconnessa

Come si può notare, la potenza che agisce sulla massa rotante è ora somma di più componenti, ovvero della variazione di fabbisogno e della potenza scambiata con la seconda rete. Ovviamente è possibile mettere in evidenza ciò riconducendo la rete isolata ad un'unica funzione di trasferimento $G_{R1}(s)$ come fatto nel §12.6 (fig. XX).

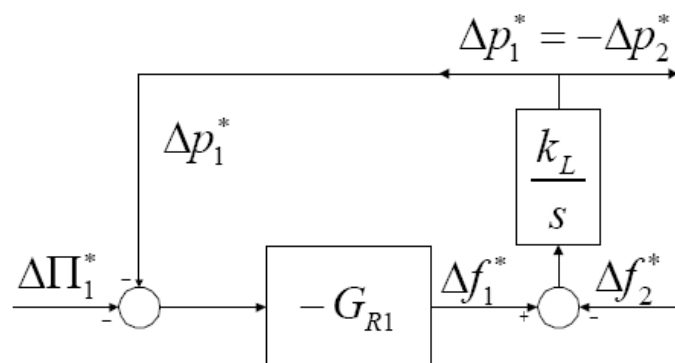


Figura 37 - Schema semplificato di una rete interconnessa

Per questa rete si può scrivere:

$$\Delta f_1^* = G_{R1}(s)(\Delta \Pi_1^* + \Delta p_1^*)$$

A regime permanente ($s \rightarrow 0$), ricordando l'espressione di $G_R(s)$, ciò equivale a:

$$\Delta f_1^* = \frac{-1}{G_2' + G_{1p}} (\Delta \Pi_1^* + \Delta p_1^*)$$

Da cui

$$\Delta \Pi_1^* = -[\Delta p_1^* + (G_2' + G_{1p})\Delta f_1^*]$$

Passando ai valori assoluti si trova che

$$\Delta \Pi_1 = -[(p_1 - p_2) + (k_{Q1}' + k_{pR1})(f_1 - f_0)] = -(p_1 - p_2) - k_{R1}(f_1 - f_0)$$

In assenza di interconnessione (§12.6) si era trovato che

$$f_1 = f_0 - \frac{\Delta \Pi}{k_R}$$

Con l'interconnessione, invece:

$$f_1' = f_0 - \frac{\Delta \Pi}{k_{R1}} - \frac{p_1 - p_2}{k_{R1}}$$

Se la variazione di fabbisogno è positiva (difetto di potenza nella rete 1) la rete 2 fornisce potenza alla rete 1, pertanto $p_1 < p_2$. È altrettanto vero che se la variazione di fabbisogno è negativa (eccesso di potenza nella rete 1), la potenza scambiata tra le due reti cambia segno, ovvero risulta $p_1 > p_2$. In ogni caso l'effetto dell'interconnessione è tale da ridurre il Δf causato da un $\Delta \Pi$ nelle reti. Tutto va come se l'energia regolante primaria fosse aumentata grazie all'interconnessione.

4.8 Cenni sulla regolazione secondaria e terziaria

La regolazione secondaria segue la regolazione primaria per compensare lo squilibrio che una perturbazione ha causato alla rete e ristabilire la frequenza di regime. Per far ciò viene immesso, all'ingresso del regolatore vi velocità, un secondo segnale, esterno:

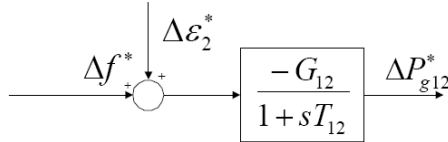


Figura 38 - Segnale di regolazione secondaria.

in uscita dal regolatore si avrà dunque una quota parte di ΔP_{g12}^* derivata dal segnale di regolazione secondaria, in particolare, in ipotesi di linearità:

$$\Delta P_{g12}^* = -\frac{G_1}{1 + sT_{12}} (\Delta f^* + \Delta \epsilon^*) = \Delta P_{g2}^* + \Delta P_{g2}^*$$

Come visto in precedenza questo segnale opera sul variagiri. La regolazione secondaria opera, in rete, su un certo numero r di macchine generatrici secondo opportuni coefficienti α_j , al fine di compensare completamente la variazione di fabbisogno:

$$P'_{0j} = P_{0j} + \alpha_j \Delta \Pi \quad \text{con} \quad \sum_{j=1}^r \alpha_j = 1$$

Il segnale $\Delta \epsilon_2^*$ è generato da un **regolatore di rete**, che è un dispositivo atto ad annullare lo scarto di frequenza a regime (blocco integratore).

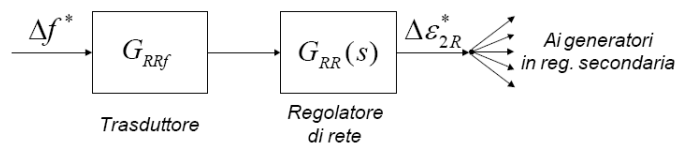


Figura 39 - Regolatore di rete.

Al generico regolatore j-simo arriva un segnale di regolazione secondaria siffatto:

$$\Delta \epsilon_{2j}^* = \alpha_j \Delta \epsilon_{2R}^*$$

Successivamente alla regolazione secondaria interviene anche una terza regolazione, detta **regolazione terziaria**, che è una regolazione centralizzata a livello nazionale. Definisce e coordina i livelli di tensione e il **dispacciamento** dei generatori. La quota parte di potenza di **riserva rotante** per le tre regolazioni è così definita:

- Riserva rotante primaria: 1,5% della capacità del singolo generatore
- Riserva rotante secondaria: 3% de fabbisogno complessivo
- Riserva terziaria (rotante e fredda pronta): 6% del fabbisogno complessivo

I tempi di intervento delle tre regolazioni sono schematizzati in fig. XX.

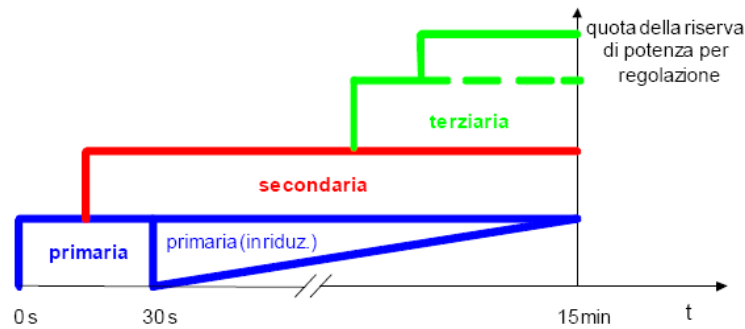


Figura 40 - Tempi di intervento delle regolazioni.

Esistono due criteri per la regolazione definiti dall'UCPTE (Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity):

Principio di solidarietà: si attiva la regolazione primaria di frequenza in tutti i gruppi generatori chiamati a svolgere questa funzione (parecchie centinaia di gruppi); il deficit viene rapidamente (entro non più di 30 secondi) bilanciato con piccolo contributo percentuale di tutti i generatori in regolazione (primaria) nel sistema elettrico.

Principio di equità: entro 15 minuti il sottosistema sede della perturbazione deve provvedere con i propri mezzi ad annullarne le conseguenze, cioè riportare la frequenza al valore nominale e le potenze di scambio tra tutti i sottosistemi ai valori di programma in atto prima della perturbazione. Questo compito è affidato alla regolazione secondaria frequenza-potenza (f-P).

Durante la regolazione f-P susseguente una perturbazione, la frequenza misurata non deve uscire dalla fascia rappresentata dalle due curve in fig. XX.

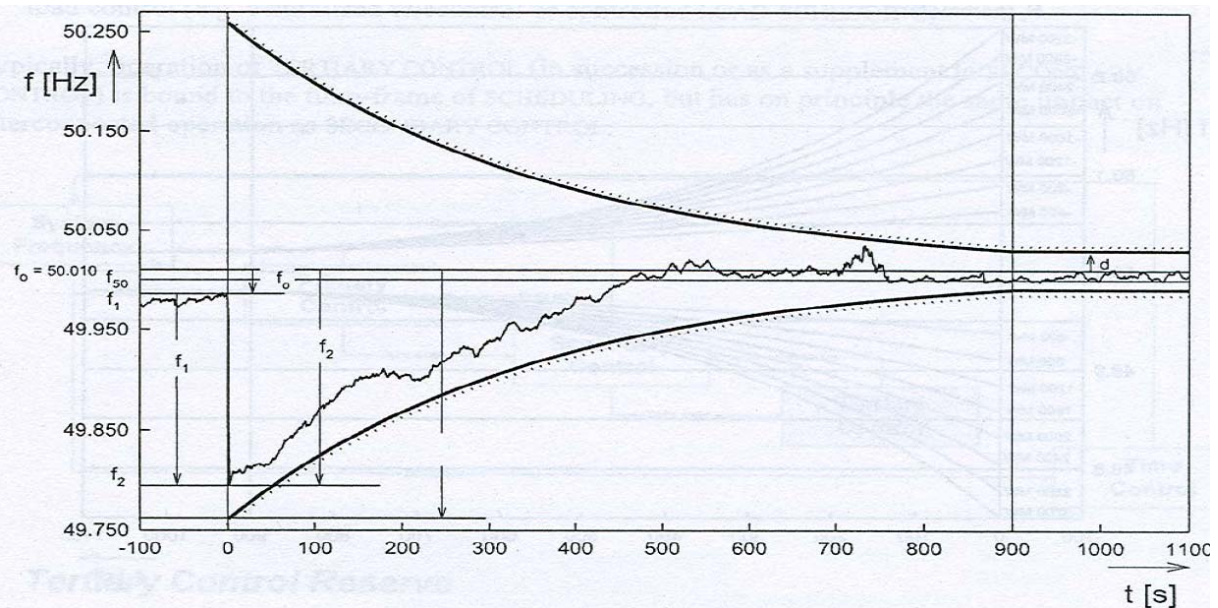


Figura 41 - Fascia di tolleranza in frequenza a seguito di una perturbazione.

5. Regolazione della tensione

5.1 Regolazione nelle centrali di produzione

Regolare la tensione nelle centrali di produzione significa regolare la corrente di eccitazione del rotore della macchina sincrona. Infatti, con riferimento al circuito equivalente di Behm-Eschemburg è evidente che variando la f.e.m. (E_0) di induzione (aumentando la corrente che circola nelle spire di rotore) risulta:

$$E = E_0 - jX_s I$$
$$E_{0n} = E_n + jX_s I_n = E_n + jX_s \frac{P_n - jQ_n}{3E_n}$$

La i_e viene prodotta dai sistemi di eccitazione (SE). Esistono tre tipi di sistemi di eccitazione:

- SE completamente rotanti
- SE semistatici
- SE statici

5.1.1 SE completamente rotanti

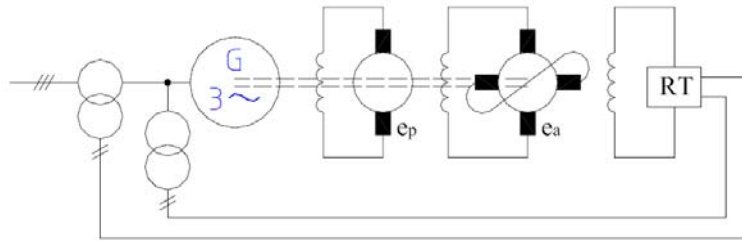


Figura 42 - SE rotante.

Il sistema è composto da un'eccitatrice principale E_p ed una dinamo ausiliaria E_a , che alimenta il campo dell'eccitatrice principale. Ciò avviene perché il segnale proveniente dal regolatore di tensione è dell'ordine di pochi watt, mentre le grandi eccitrici principali richiedono una potenza di eccitazione di decine di kW. L'eccitatrice secondaria è del tipo "amplidina" caratterizzata da tempi di risposta molto rapidi: in caso di c.to c.to alle sbarre MT, infatti, la tensione del generatore sincrono deve essere innalzata molto rapidamente per evitare che la macchina vada in fuga. Questo tipo di SE è stato largamente utilizzato prima degli ultimi 20 anni, quando è stato sostituito dai Se statici.

5.1.2. SE semistatici

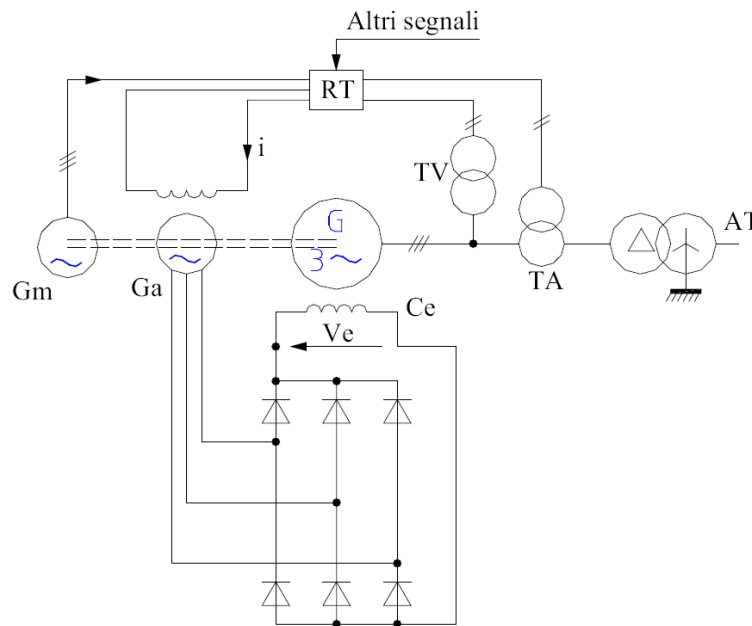


Figura 43 - SE semistatico.

Questo tipo di sistemi utilizza dei ponti raddrizzatori a diodi per alimentare il campo di rotore dell'alternatore. Il ponte a diodi è alimentato da un generatore sincrono calettato sul medesimo albero dell'alternatore ed alimentato a sua volta da un ponte raddrizzatore a tristori, alimentato da un generatore sincrono a magneti permanenti, sempre calettato sull'albero. L'angolo elettrico dei tristori (e quindi la corrente di eccitazione di G_a) è regolato dal regolatore di tensione. Questa catena era necessaria in quanto, un tempo, i tristori non potevano sopportare potenze elevate.

come i diodi. La velocità di risposta del SE è limitata dalla costante di tempo del generatore G_a , pertanto dello stesso ordine di grandezza dei sistemi precedenti. Questi sistemi presentano l'inconveniente del trasferimento di grosse potenze al rotore per mezzo di spazzole. Per ovviare a ciò si utilizzano i sistemi cosiddetti a "diodi rotanti". Il ponte di Graetz viene montato in un prolungamento dell'albero del rotore dell'alternatore. Nel generatore ausiliario G_a viene invertita la funzione del rotore e dello statore: il rotore fa da avvolgimento di indotto, mentre lo statore genera il campo magnetico.

5.1.3. SE statici

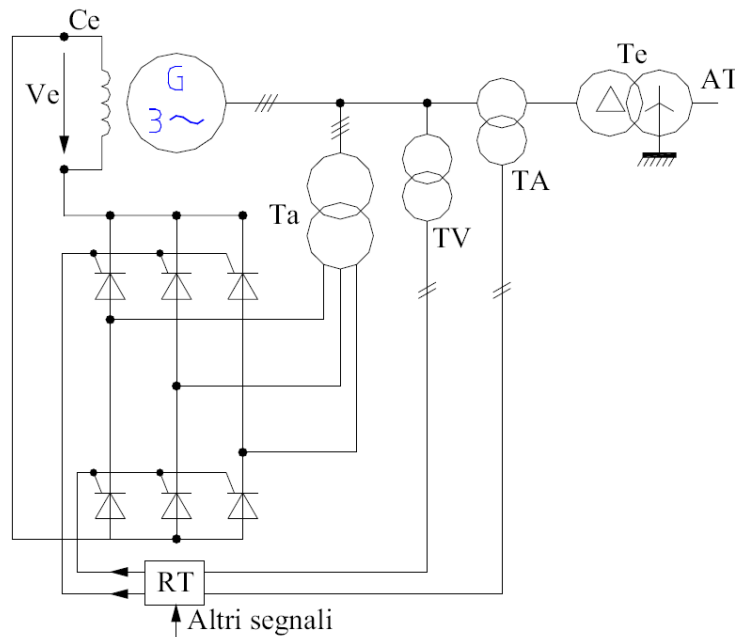


Figura 44 - SE statico.

Questo tipo di sistemi utilizza un raddrizzatore a ponte intero alimentato direttamente dalle sbarre a valle del generatore per alimentare il generatore stesso. L'angolo α di ritardo di innesco è gestito dal RT, e può assumere anche valori oltre i 90° : in questo modo si ottiene una tensione negativa. Ciò serve nel caso di perdita di carico o di guasto all'alternatore per limitare i danni. Il SE in questi frangente funziona da inverter, e trasferisce l'energia del campo magnetico alla rete sotto forma di corrente alternata.

Un'altra importante caratteristica di questi SE è la grande rapidità di intervento (nell'ordine di un periodo elettrico). La rapidità è pertanto dettata dalla sola costante di tempo del rotore L_e/R_e .

Inoltre questo SE ha un elevato guadagno in tensione, essendo la tensione continua massima disponibile pari a 1,35 volte la tensione alle sbarre del generatore.

L'alimentazione derivata dalle sbarre presenta l'inconveniente che durante i c.to c.ti nelle vicinanze si verifica un forte abbassamento di tensione. Per ovviare a ciò si può sovradimensionare il ponte a tristori, in modo che l'abbassamento di tensione alle sbarre venga bilanciato da una

riduzione dell'angolo α , oppure si alimenta l'eccitazione per mezzo di due ponti, uno alimentato in tensione ed uno alimentato in corrente.

5.1.4. Grandezze caratteristiche dei sistemi di eccitazione

- **Precisione di regolazione:** scarto tra tensione regolata e tensione desiderata
- **Tensione di eccitazione:** è la tensione necessaria all'eccitazione per ottenere ai morsetti la tensione nominale a vuoto V_{e0} o a carico V_{en} ($V_{e0} \ll V_{en}$)
- **Grado di statismo:** è la differenza tra la tensione a vuoto e quella a carico nominale dell'alternatore, espressa in % della tensione nominale $\{S=(E_{g0}-E_{gn})/E_{gn}\}$
- **Campo di funzionamento della regolazione automatica:** in genere dovrebbe coprire tra l'80% e il 110% della tensione nominale
- **Tensione di ceiling:** massima tensione che il SE può raggiungere. In genere è espressa in p.u. della tensione di eccitazione a carico nominale. La tensione di ceiling esprime la capacità del SE di forzare l'eccitazione per qualche secondo (al seguito di c.to c.ti, ecc...) al fine di favorire la stabilità in parallelo. La tensione di ceiling è in genere pari a $7 V_{e0}$.
- **Tensione di ceiling negativa:** serve nei casi di sovratensione affinché la macchina si comporti nella rete come un induttore.
- **Tempo di risposta:** tempo richiesto al SE per raggiungere il 95% della tensione di ceiling partendo dalla tensione di eccitazione a carico nominale.

5.1.5. Asservimento del regolatore di tensione al carico dell'alternatore

In molti casi è necessario che la tensione ai morsetti dell'alternatore aumenti al crescere del carico, per compensare le c.d.t. nel trasformatore elevatore e nella linea AT. Questo tipo di asservimento viene chiamato **compoundaggio**. Per realizzare il compoundaggio bisogna regolare la tensione utilizzando un segnale proporzionale alle correnti di carico.

In altri casi può essere richiesto che la tensione regolata decresca all'aumentare del carico, al fine di ripartire le potenze reattive erogate da più alternatori connessi in parallelo direttamente in MT. Questo tipo di asservimento viene chiamato **statismo**.

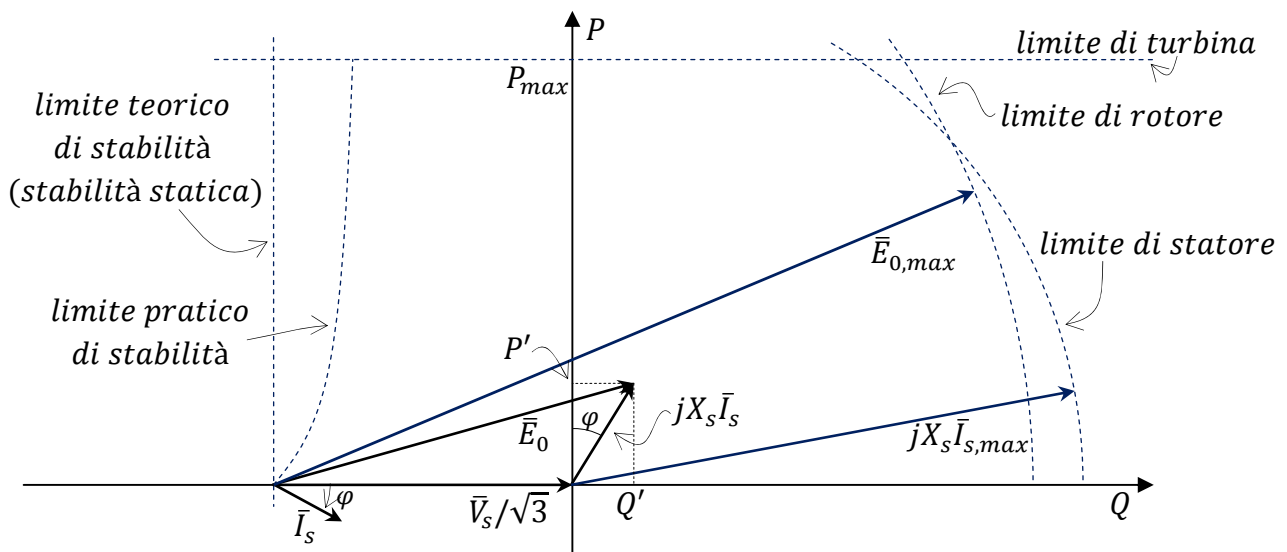
Nelle centrali in cui gli alternatori sono connessi in parallelo lato AT, la reattanza di c.to c.to dei trasformatori conferisce uno statismo naturale, sufficiente per una ripartizione stabile delle potenze reattive. Nelle piccole centrali elettriche, invece, più generatori possono essere connessi lato MT. Senza lo statismo naturale dovuto alla reattanza dei trasformatori. In questo caso si deve operare sul RT per conferire al sistema alcuni gradi di statismo.

5.2 Campo di funzionamento dei generatori sincroni

I generatori sincroni presentano dei limiti di esercizio dettati sia al motore primo a sono accoppiati, sia dalle caratteristiche costruttive. Vediamo quali sono questi limiti:

- Il primo limite è evidentemente legato alla massima potenza meccanica che il motore primo è in grado di fornire. A questo limite corrisponde un limite di massima potenza attiva erogabile: P_{max} ;
- Il secondo limite è imposto dal limite termico di statore e quindi alle correnti che possono scorrere in modo continuativo in esso: $I_{s,max}$. Questo limite è normalmente molto elevato, in quanto i conduttori di statore sono raffreddati efficacemente.
- Il terzo limite è dettato dal limite termico di rotore e quindi alla massima tensione di eccitazione ammissibile: $E_{0,max}$. Normalmente si dimensiona il sistema di eccitazione in modo tale da avere $E_{0,max} = 1,2 E_{0n}$;
- Il quarto limite dipende dal limite pratico di stabilità, come visto nel precedente capitolo sulla coppia: δ_{max} . C'è da notare che, nella pratica, questo limite è inferiore al limite teorico ($\delta_{max} \leq 90^\circ$) in quanto è necessario assicurare un certo margine di sicurezza nei transitori.

Questi limiti si possono riportare in un diagramma P-Q:



Infine c'è da notare che esiste una relazione tra le potenze attive e reattive P' e Q' e la tensione:

$$P = \underbrace{X_s I_s \cos \varphi}_{\substack{\text{proiezione} \\ \text{sull'asse } P}} \cdot \underbrace{\left(\frac{\sqrt{3} V_s}{X_s} \right)}_{\substack{\text{fattore} \\ \text{di scala}}}$$

$$Q = X_s I_s \sin \varphi \left(\frac{\sqrt{3} V_s}{X_s} \right)$$

5.3 Compensatori sincroni

Le macchine sincrone non accoppiate a motori primi o macchine operatrici possono generare o assorbire potenza reattiva. Infatti, quando la macchina lavora in sovraeccitazione ($E_0 > E$) la macchina produce potenza reattiva (assorbe potenza reattiva capacitiva) mentre quando la macchina lavora in sottoeccitazione ($E_0 < E$) la macchina assorbe potenza reattiva.

$$Q_{c \sin} = 3EI = 3E \frac{E_0 - E}{X_d}$$

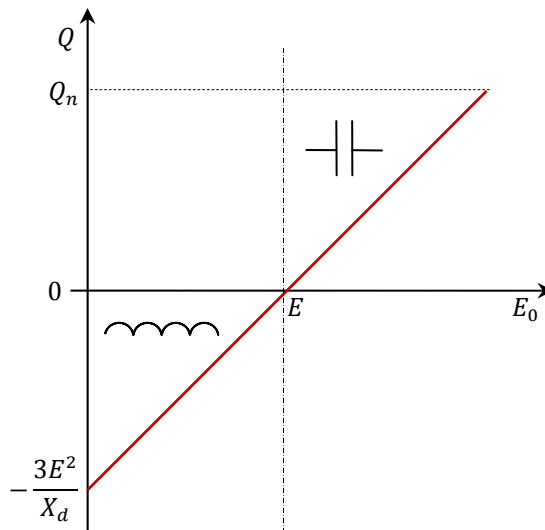


Figura 45 - Andamento di Q_c in funzione di E_0 .

I compensatori sincroni possono essere utilizzati per mantenere la tensione fissa ad un nodo, compensando l'aumento o la diminuzione di potenza reattiva che altrimenti sarebbe dovuta essere richiamata dalla rete con conseguenti c.d.t. I compensatori sincroni hanno natura autostabilizzante: infatti a parità di E_0 , un aumento della tensione E al nodo produce una diminuzione della potenza reattiva generata pertanto ciò produce un aumento della potenza reattiva richiamata dalla rete, ed un aumento della c.d.t., con conseguente bilanciamento dell'aumento di tensione.

5.4 Condensatori statici

La potenza generata da un banco di condensatori statici è espressa da:

$$Q_{c \text{ st}} = \omega CV^2$$

La capacità C può essere variata a gradini durante l'esercizio. I condensatori statici hanno azione antistabilizzante: un piccolo aumento di V provoca un aumento della potenza reattiva generata e quindi una diminuzione della potenza reattiva dalla linea, che comporta una diminuzione della c.d.t. ed un ulteriore aumento della tensione. Nonostante ciò i condensatori di rifasamento

vengono usati nelle reti di sub-trasmissione e di distribuzione per via del loro basso costo e della loro elevata affidabilità.

5.5 Reattanze shunt

Quando le linee sono gestite a basso carico, generano ingenti potenze reattive capacitive che non possono essere assorbite dai generatori e dai carichi. Ancora più critica è la messa in tensione della linea. Per ovviare a ciò si installano ad una o entrambe le estremità della linea delle reattanze induttive di compensazione trasversale o reattanze shunt. Si definisce grado di compensazione trasversale il rapporto tra la somma delle potenze reattive assorbite dalle reattanze shunt e la potenza reattiva generata dalla capacità di linea (alla tensione nominale V):

$$K_t = \frac{Q_L}{Q_C} \approx 50\% - 70\%$$

5.6 Compensatori statici

I compensatori statici svolgono la medesima funzione dei compensatori sincroni, ma sono caratterizzati da una maggiore rapidità di risposta e un minore costo di esercizio. Sono costituiti da banchi di condensatori commutati da tiristori (TSC, Thyristor-Switcher Capacitor) e induttori controllati da tiristori (TCI, Thyristor-Controlled Inductor). Lo schema di un generico compensatore statico è rappresentato in fig. XX:

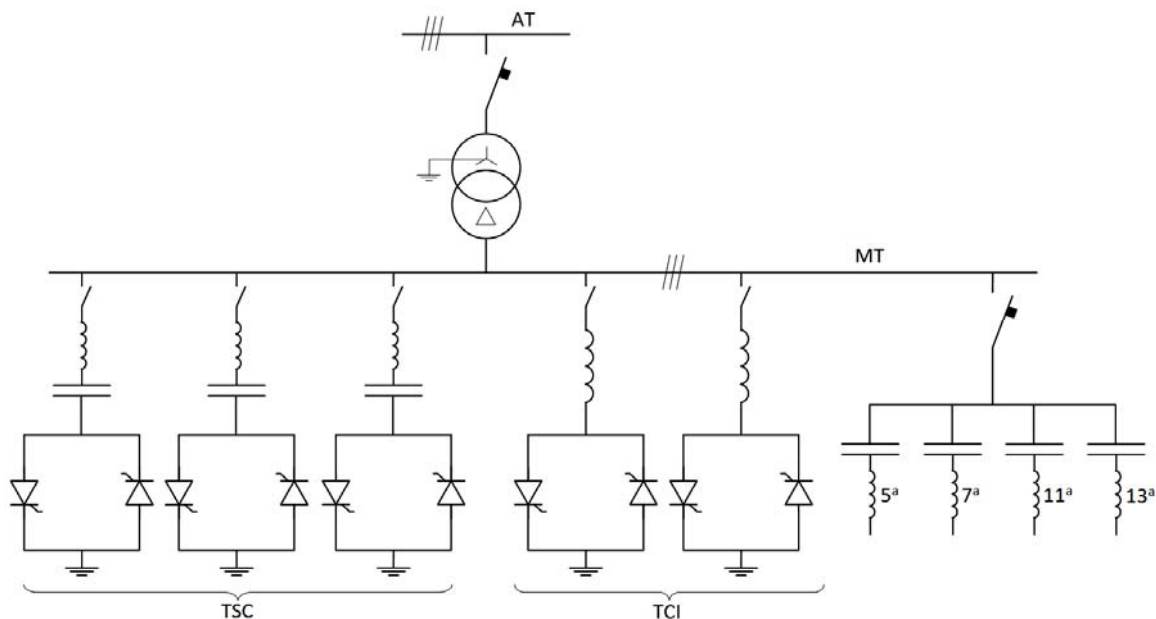


Figura 46 - Schema unifilare di un compensatore statico.

Si possono individuare sia i TSC che i TCI, nonché i filtri accordati per la 5°, 7°, 11° e 13° armonica, necessari per filtrare le armoniche causate dall'azione dei tiristori. Per i condensatori la variazione di potenza reattiva erogata avviene a passi discreti, mentre per gli induttori la potenza reattiva assorbita è regolabile con continuità.

5.7 Regolazione della tensione nelle reti di sub-trasmissione

La regolazione della tensione nelle reti di sub-trasmissione avviene essenzialmente mediante il rifasamento dei carichi e per mezzo dei variatori di rapporto nei trasformatori. Quest'ultimo consente di variare la tensione in un range tipicamente del $\pm 10-15\%$ con gradini del $\pm 1-1,5\%$. Il metodo più semplice per ottenere una tensione crescente con il carico è quello di dotare i regolatori di un compoundaggio di corrente o di potenza reattiva. Da notare, comunque, che i variatori di rapporto sotto carico non eliminano le cause delle variazioni di tensione, ma si limitano ad attenuarne gli effetti.

5.8 Regolazione della tensione nelle reti di distribuzione

Le c.d.t. in BT sono essenzialmente dovute alla resistenza ohmica dei conduttori (che può essere anche molto maggiore della reattanza) e spesso le limitazioni di corrente devono essere basate su criteri termici più che sulla c.d.t.

Gli interventi per limitare le c.d.t. in BT sono piuttosto limitati. I trasformatori MT/BT non possono essere dotati di variatore di rapporto, per ragioni economiche e pratiche. La tensione secondaria a vuoto dei trasformatori viene scelta il 5% maggiore della tensione nominale (per esempio 400V per le linee a 380V) per compensare del tutto o in parte la c.d.t. che ha luogo nel funzionamento a carico. I condensatori di rifasamento vengono utilizzati per ridurre la corrente nelle linee, riducendo la richiesta di potenza reattiva. Nei periodi di minor carico possono essere disinseriti anche automaticamente per mezzo di relè.

Un provvedimento utile per ridurre la c.d.t. nelle linee MT sono i condensatori in serie. La reattanza negativa dei condensatori compensa del tutto o in parte la reattanza di servizio. Sarebbe anche possibile, seppure con cautela, ipercompensare la reattanza in modo da ridurre la c.d.t. dovuta alla resistenza. Questo provvedimento, seppur economicamente interessante, è raramente utilizzato in MT, mentre viene ampiamente usato nelle linee AAT per aumentare la stabilità di trasmissione.

6. I corti circuiti

Il c.to c.to è un contatto accidentale tra le fasi o le fasi e la terra. Se l'impedenza di guasto

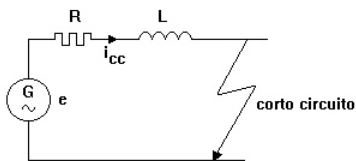


Figura 47 - Circuito equivalente per lo studio del corto circuito

è bassa allora il c.to c.to si dice netto o "franco". Questo è il caso di contatto accidentale tra le fasi. All'instaurarsi di un c.to c.to si ha un aumento della corrente nel circuito, preceduto da un regime transitorio. È lecito studiare questo regime per un c.to c.to trifase franco, mediante il circuito equivalente monofase (fig. XX).

Scriviamo le equazioni del circuito:

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

La soluzione dell'equazione differenziale è data dall'integrale generale sommato all'integrale particolare:

$$i_{cc}(t) = i_{ccg}(t) + i_{ccp}(t)$$

$$i_{ccg}(t) = Ae^{\alpha t} \quad \text{con} \quad \alpha = -R/L \Rightarrow i_{ccg}(t) = Ae^{-t/\tau} \quad \text{con} \quad \tau = L/R$$

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

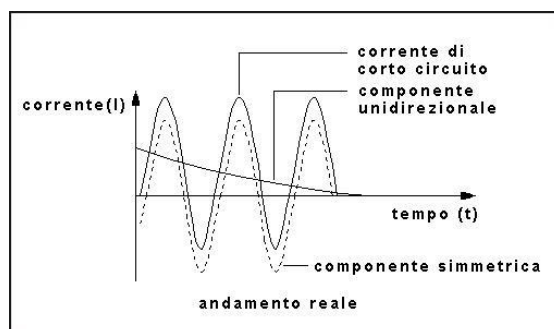
Per calcolare la costante A si impone che $i_{cc} = 0$ al tempo $t = 0$, quindi:

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

In definitiva la corrente di c.to c.to vale:

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

Che graficamente è rappresentabile come:

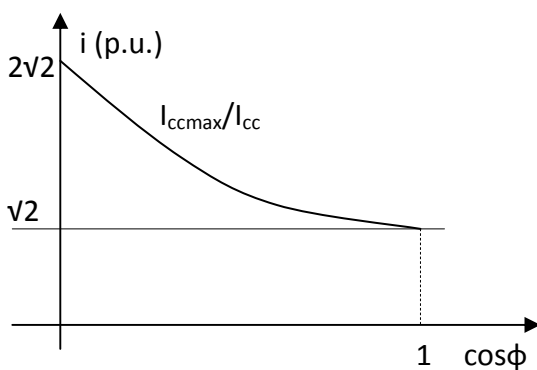


La i_{cc} massima si può calcolare imponendo le derivate parziali uguali a zero:

$$\begin{cases} \frac{di_{cc}(t)}{dt} = 0 \Rightarrow t^* \approx \frac{1}{\omega} \left(\frac{\pi}{2} + \varphi \right) \\ \frac{di_{cc}(t)}{d\alpha} = 0 \Rightarrow \alpha = 0 \end{cases}$$

La $i_{cc \max}$ vale dunque:

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



Questo valore deve essere tenuto in conto quando si dimensionano le protezioni. In particolare gli interruttori devono essere in grado di interrompere questa corrente di c.to c.to, devono avere cioè questo potere di interruzione. Il potere di interruzione è la massima corrente in kA efficaci che un interruttore è in grado di interrompere.

Normalmente il $\cos \phi$ si ritiene circa pari a 0,07 corrispondente ad una i in p.u. di circa 2,55.

È utile studiare, ai fini del calcolo delle correnti di c.to c.to, il comportamento dei generatori sincroni quando i morsetti vengono cortocircuitati. In un primo momento la reattanza sincrona decresce bruscamente, ed assume il nome di reattanza sub-transitoria (0,15-0,3 p.u.). Successivamente ricresce fino al valore di regime iniziale (0,8-2,5 p.u.). La f.e.m. invece varia da un valore iniziale (di poco maggiore alla tensione ai morsetti) fino al valore di regime.

Le principali conseguenze di un corto circuito sono:

1. Rapido surriscaldamento dei conduttori per effetto Joule;
2. Ingenti forze elettrodinamiche;
3. Danni nel punto di guasto per effetto dell'arco elettrico;
4. Forte riduzione della tensione in una parte della rete;
5. Possibile perdita della stabilità di trasmissione;
6. Comparsa di tensioni di passo e di contatto in prossimità dei dispersori di terra delle stazioni;
7. Induzione di f.e.m. nei circuiti di telecomunicazione paralleli alla linea, se nel cortocircuito vi sono correnti omopolari;
8. La corrente omopolare può richiudersi attraverso tubazioni sotterranee o altre strutture metalliche provocando danni come perforazioni, fusioni o incendi.

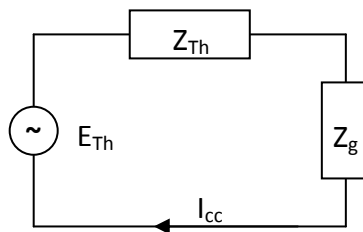
6.1 Guasto simmetrico

Nel caso (poco frequente) di guasto simmetrico è possibile calcolare la I_{cc} mediante il circuito monofase equivalente di Thevenin.

E' possibile approssimare la tensione nel generico punto della rete (senza risolverla) ad 1,1 volte la tensione nominale, in quanto la rete è esercita in modo da non superare mai tale valore.

L'impedenza di Thevenin, invece, si calcola come l'impedenza equivalente vista ai "morsetti" della sezione di guasto. Ovviamente per quanto riguarda i generatori sincroni andrà utilizzata la reattanza sub-transitoria, e tutte le impedenze eventualmente a monte di trasformatori vengono riportate lato c.to c.to.

Qualora il c.to c.to non sia franco, è sufficiente collegare il circuito equivalente di Thevenin all'impedenza di guasto, invece che chiuderlo in c.to c.to.



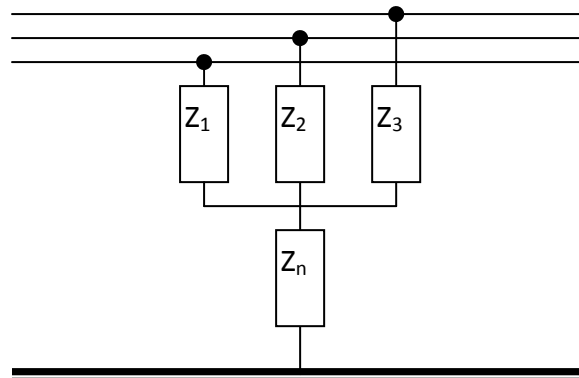
6.2 Guasto dissimmetrico

Nel caso più frequente di guasto dissimmetrico (per esempio fase-terra o fase-fase) la rete non può più essere rappresentata mediante un circuito monofase equivalente. Pertanto la rete viene scomposta in tre **circuiti di sequenza**. Si può dimostrare, infatti, che una qualunque terna trifase di tensioni, può essere scomposta nelle componenti diretta, inversa ed omeopolare. La relazione tra le tensioni di fase e le componenti di sequenza è la seguente:

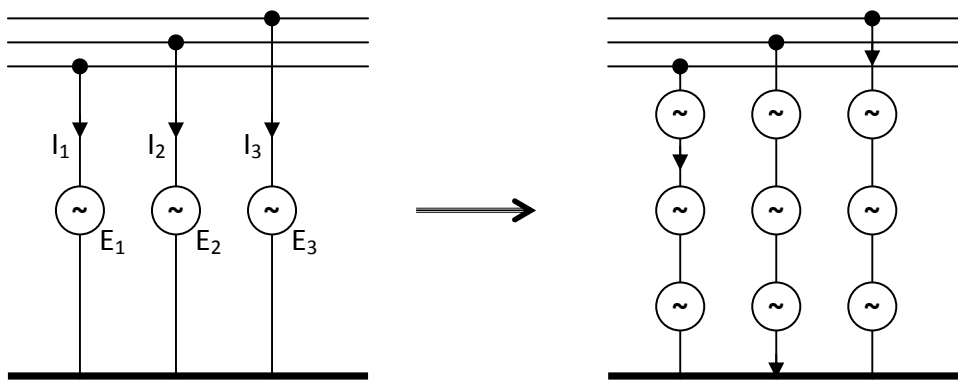
$$\begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \bar{E}_3 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}}_{[F]} \times \begin{bmatrix} \bar{E}_0 \\ \bar{E}_d \\ \bar{E}_i \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \bar{E}_0 \\ \bar{E}_d \\ \bar{E}_i \end{bmatrix} = [F]^{-1} \times \begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \bar{E}_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}}_{[F]^{-1}} \times \begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \bar{E}_3 \end{bmatrix}$$

In cui F è la matrice di Fortesque.

Rappresentando la sezione di guasto come di seguito, variando Z_1 , Z_2 , Z_3 , e Z_n è possibile simulare tutti i tipi di guasto.



Operiamo alcune trasformazioni:



E_d^0 , E_i^0 ed E_0^0 sono le tensioni prima del guasto, ma dato che la rete inizialmente era simmetrica risulta che $E_i^0 = E_0^0 = 0$.

Si ottengono così le **equazioni di rete**:

$$\begin{cases} E_d^0 = Z_d \bar{I}_d + \bar{E}_d \\ 0 = Z_i \bar{I}_i + \bar{E}_i \\ 0 = Z_0 \bar{I}_0 + \bar{E}_0 \end{cases}$$

È evidente che le incognite sono 6 mentre le equazioni sono solo tre. Gli altri tre vincoli dipendono dal tipo di guasto. Si analizzeranno ora i vari tipi di guasto che si possono presentare.

6.3 Guasto trifase

Per il guasto trifase, anche se calcolabile come precedentemente visto, possiamo scrivere:

$$\begin{cases} \bar{E}_1 = Z_g \bar{I}_1 \\ \bar{E}_2 = Z_g \bar{I}_2 \\ \bar{E}_3 = Z_g \bar{I}_3 \end{cases}$$

Ossia, passando alle equazioni di sequenza:

$$\begin{cases} E_0 + E_d + E_i = Z_g (I_0 + I_d + I_i) \\ E_0 + \alpha^2 E_d + \alpha E_i = Z_g (I_0 + \alpha^2 I_d + \alpha I_i) \\ E_0 + \alpha E_d + \alpha^2 E_i = Z_g (I_0 + \alpha I_d + \alpha^2 I_i) \end{cases}$$

↓

$$\begin{cases} 3E_0 + 0 + 0 = 3Z_g I_0 + 0 + 0 \\ E_d = Z_g I_d \\ E_i = Z_g I_i \end{cases}$$

Dove la prima equazione è la somma delle prime tre mentre la seconda e terza equazione si sono ottenute prima moltiplicando per α e sommando, e poi moltiplicando per α^2 e sommando.

Inserendo queste ultime relazioni nelle equazioni di rete si ha (c.v.d.):

$$\begin{cases} I_0 = 0 \\ I_i = 0 \\ (Z_d + Z_g) I_d = E_d^0 \end{cases}$$

6.4 Guasto fase-terra

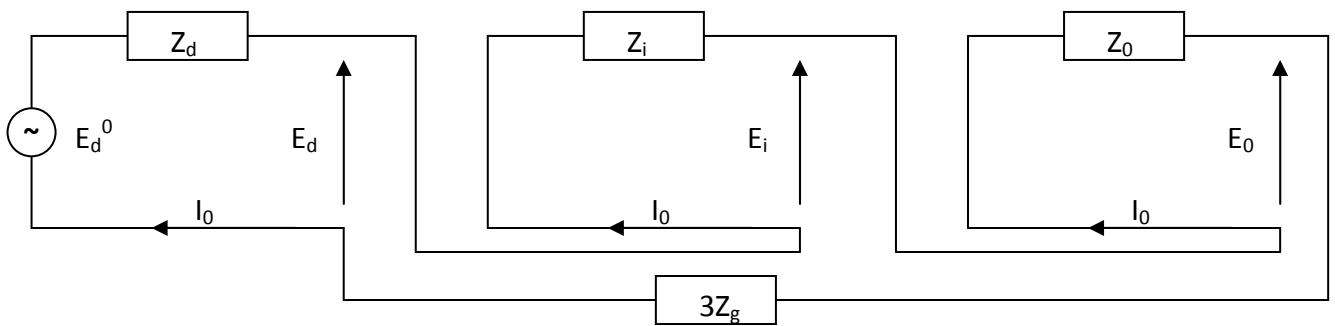
In questo caso di può scrivere:

$$\begin{cases} E_1 = Z_g I_1 \\ I_2 = 0 \\ I_3 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} E_0 + E_d + E_i = Z_g (I_0 + I_d + I_i) \\ I_0 + \alpha^2 I_d + \alpha I_i = 0 = I_2 \\ I_0 + \alpha I_d + \alpha^2 I_i = 0 = I_3 \end{cases}$$

Sottraendo la seconda e la terza si ottiene:

$$(\alpha^2 - \alpha)I_d + (\alpha - \alpha^2)I_i = 0 \Rightarrow I_d = I_i$$

Quindi $I_0 = I_i = I_d$ ed $E_0 + E_d + E_i = 3Z_g I_0$. I tre circuiti di sequenza sono connessi in serie.



La I_{cc} vale, dunque:

$$I_{cc} = 3I_0 = \frac{3E_d^0}{Z_0 + Z_d + Z_i + 3Z_g} = \frac{3,3E_n}{Z_0 + Z_d + Z_i + 3Z_g}$$

6.5 Guasto fase-fase

Possiamo scrivere:

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ E_2 = E_3 + Z_g I_2 \\ I_2 = -I_3 \end{cases}$$

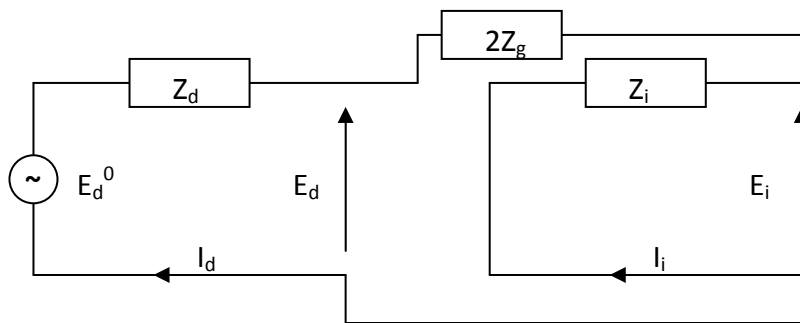
Dalla terza e la prima si ricava:

$$\begin{cases} I_0 + I_d + I_i = 0 \\ \text{-----} \\ I_0 + \alpha^2 I_d + \alpha I_i = -(I_0 + \alpha I_d + \alpha^2 I_i) \Rightarrow 2I_0 = I_d(-\alpha - \alpha^2) + I_i(-\alpha^2 - \alpha) \Rightarrow 2I_0 = I_d + I_i \\ I_0 = 0 \\ I_d = -I_i \end{cases}$$

Dalla seconda insieme ai due risultati ottenuti si ha che:

$$\begin{aligned} E_0 + \alpha^2 E_d + \alpha E_i &= E_0 + \alpha E_d + \alpha^2 E_i + Z_g (I_0 + \alpha^2 I_d + \alpha I_i) \\ E_d(\alpha^2 - \alpha) - E_i(\alpha^2 - \alpha) &= Z_g(\alpha^2 - \alpha) I_d \\ E_d &= E_i + Z_g I_d \end{aligned}$$

Il circuito quindi diventa:



La I_{cc} vale:

$$I_{cc} = -j \frac{\sqrt{3} E_d^0}{Z_d + Z_i + 2Z_g} \quad \text{se } Z_g = 0 \Rightarrow I_{cc_{bifase}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc_{trifase}}$$

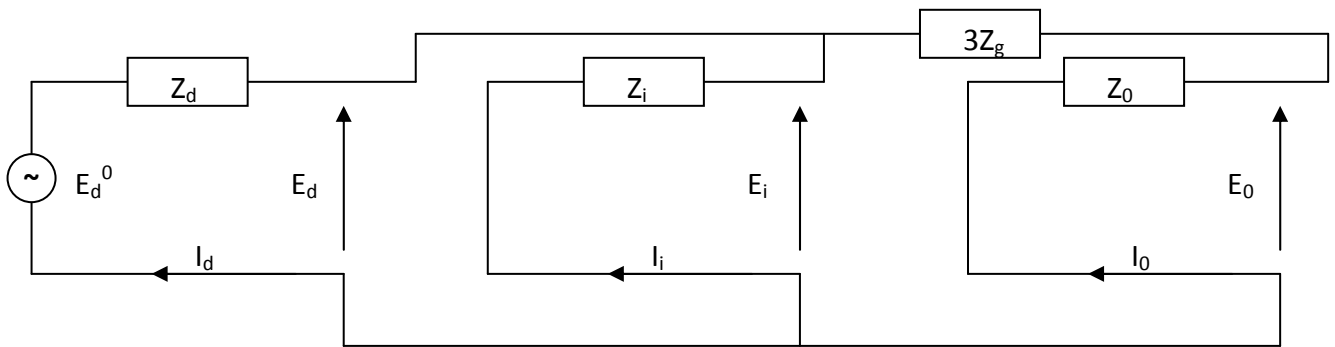
6.6 Guasto bifase-terra

Scriviamo:

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{E}_2 = \bar{E}_3 \\ \bar{E}_2 = Z_g (\bar{I}_2 + \bar{I}_3) \end{cases}$$

Che diventa

$$\begin{cases} I_0 + I_d + I_i = 0 \\ E_0 + \alpha^2 E_d + \alpha E_i = E_0 + \alpha E_d + \alpha^2 E_i \Rightarrow E_d = E_i \\ E_0 = E_d + 3Z I_0 \\ I_2 + I_3 = 3I_0 \end{cases}$$



La I_{cc} vale:

$$I_{cc} = -j\sqrt{3}E_d^0 \frac{Z_0 - \alpha Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_0 + Z_i Z_0}$$

6.7 Rapporto tra corrente di corto circuito monofase e trifase

Come già accennato per dimensionare gli interruttori è necessario conoscere il loro potere di interruzione. Per far ciò è necessario conoscere quale sarà la massima corrente di c.to c.to nella rete.

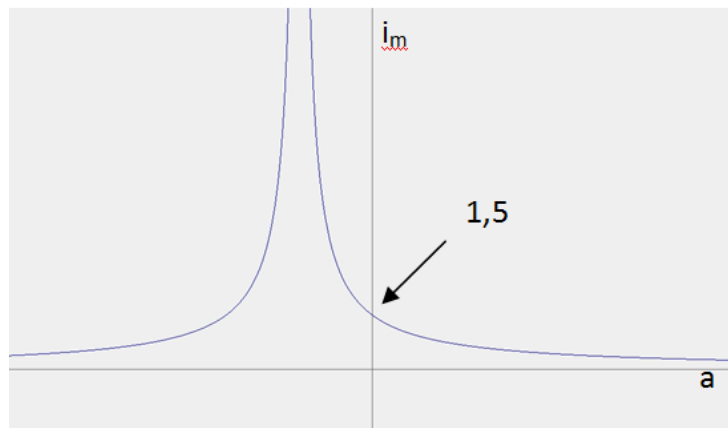
Vediamo come varia il rapporto fra correnti monofase e trifase al variare di un parametro caratteristico della rete $a=X_0/X_d$.

$$I_{gmt} = \frac{3,3E_n}{Z_0 + 2Z_d + 3Z_g} \stackrel{AAT}{\cong} \frac{3,3E_n}{j(X_0 + 2X_d)} = \frac{3,3E_n}{j(a+2)X_d}$$

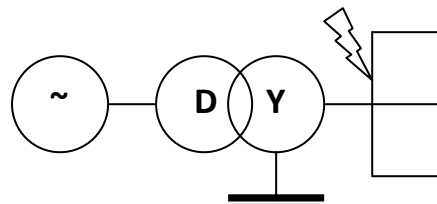
$$I_{g3\phi} = \frac{3,3E_n}{X_d}$$

$$\frac{|I_{gmt}|}{|I_{g3\phi}|} = i_m = \frac{3}{|a+2|}$$

Graficamente:



Quindi se $0 < a < 1$ ($a < 0$ viene normalmente esclusa) risulta $I_{gm-t} > I_{g3\phi}$. Ciò avviene in prossimità delle centrali, in cui (dal lato della centrale) $X_d = X_{cct} + X_d''$ e $X_0 = X_{cct}$, quindi $a < 1$:



7. L'interruzione delle correnti alternate

Nel capitolo 6 si è visto come calcolare la corrente che si instaura a seguito di un cortocircuito nella rete. Il dispositivo atto all'interruzione di tali correnti è l'interruttore. Si vuole qui analizzare meglio il fenomeno dell'interruzione delle correnti alternate, nonché le caratteristiche costruttive degli interruttori e le tecniche utilizzate per interrompere le correnti.

Un interruttore unipolare è costituito da due elementi metallici il **contatto fisso** e il **contatto mobile**. Nella posizione di **chiuso** i due contatti sono uniti e garantiscono una bassa impedenza al passaggio della corrente. In posizione di **aperto** i contatti sono separati da un dielettrico che assicura la tenuta alla tensione di esercizio ed a piccole sovratensioni di manovra. Le **prestazioni dinamiche** di un interruttore sono la capacità di interrompere o stabilire rapidamente il passaggio della corrente negli impianti, in particolare:

1. l'interruttore deve interrompere rapidamente il passaggio di corrente in caso di cortocircuito in rete;
2. l'interruttore deve essere in grado di chiudersi anche se l'impianto viene messo in tensione si trova accidentalmente in cortocircuito;
3. l'interruttore deve essere in grado di effettuare tutte le normali manovre:
 - a. inserzione e distacco dei carichi e di reti passive
 - b. messa in parallelo e separazione di reti attive
 - c. distacco e messa in tensione di linee e trasformatori a vuoto, banchi di condensatori, reattanze shunt, ecc...

Normalmente la funzione più gravosa per un interruttore è quella di protezione (1). Tuttavia anche le normali manovre (3) possono presentare dei casi critici.

7.1 Il fenomeno dell'interruzione in corrente alternata

Quando il relè asservito all'interruttore avverte una condizione tale da richiedere l'azionamento delle protezioni i contatti dell'interruttore si separano. Al momento della separazione meccanica dei contatti si innesca un **arco elettrico**. Infatti, se la corrente passasse istantaneamente a zero, si manifesterebbe una elevata sovratensione tra i contatti dell'interruttore dovuta all'induttanza (sempre presente) del circuito. Agendo con sofisticati mezzi sull'arco è possibile controllarne la resistenza in modo da farla variare gradualmente nelle fasi successive all'apertura. Dopo che l'arco elettrico viene estinto, l'interruzione può aver luogo soltanto se l'interruttore è in grado di sopportare la sovratensione che si presenta ai suoi contatti, chiamata **tensione di ritorno (TR)**. Per comprendere il fenomeno della TR si consideri il circuito in fig. XX.

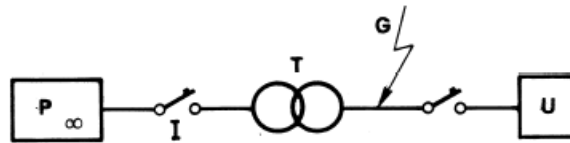


Figura 48 - Circuito di esempio

Un trasformatore T è alimentato da una rete di grande potenza e a sua volta alimenta un impianto utilizzatore U. Il circuito equivalente riferito al primario del trasformatore è riportato in fig. XX.

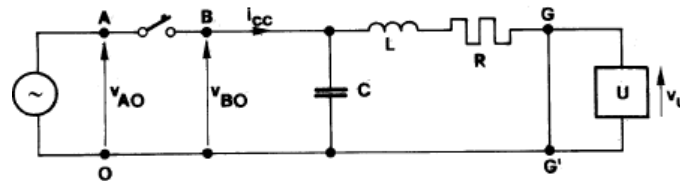


Figura 49 - Circuito equivalente monofase

Dove:

- la f.e.m. v_{AO} è la tensione fornita dalla rete di potenza infinita;
- L e R sono l'induttanza e la resistenza serie del trasformatore e dei collegamenti;
- C è la capacità equivalente tra gli avvolgimenti del trasformatore e dei collegamenti, supposta concentrata.

Allo stabilirsi del cortocircuito franco tra G e G' la tensione v_u si annulla e la corrente aumenta di intensità e subisce un cambiamento di fase in quanto la reattanza induttiva è in genere molto maggior e della resistenza R. Al momento del distacco dei contatti ($t = t_a$) si innesca un arco tra di essi, attraverso il quale la corrente di corto circuito tende a mantenersi come a circuito chiuso. L'esistenza dell'arco è utile perché, tramite opportune azioni su di esso, è possibile controllare il processo di interruzione. L'interruzione definitiva ha luogo se viene impedita la riaccensione dell'arco in seguito ad un naturale passaggio per lo zero di corrente. La riaccensione avviene solo se la tensione che si stabilisce tra i contatti dopo spegnimento dell'arco trova condizioni di ionizzazione residua tali da favorire un riadescamento. Si può dire che condizione per lo

spegnimento definitivo dell'arco ad un passaggio della corrente per lo zero è che la **curva di ripristino della tensione di tenuta** tra i contatti a partire da tale istante si trovi tutta al di sopra della **curva della tensione di ritorno** (fig. XX).

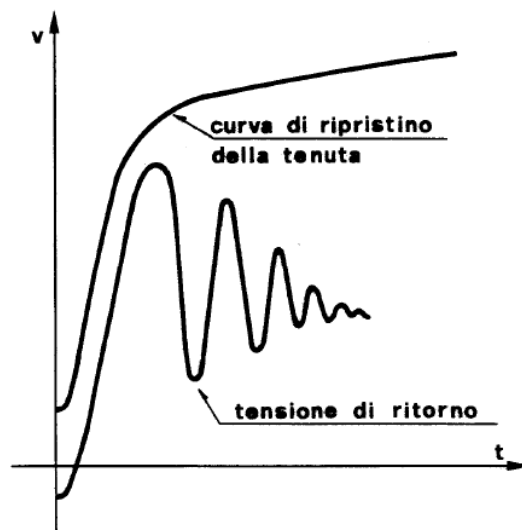


Figura 50 - Curva di ripristino della tensione di tenuta e curva della TR

L'andamento della TR risulta dalla somma algebrica di due componenti:

- una sinusoidale a frequenza di esercizio
- una con andamento aperiodico smorzato, risultante da oscillazioni libere ad una o più frequenze.

Finché è presente una componente transitoria apprezzabile, la TR viene denominata **tensione transitoria di ritorno (TTR)**. La componente a frequenza di esercizio che rimane dopo l'estinzione della TTR si chiama **tensione permanente di ritorno (TPR)**.

Si vuole ora calcolare l'entità di tale TR. Si faccia riferimento al circuito di fig. XX e si indichi con t_a l'istante di inizio dell'apertura dei contatti e con t_i l'istante di estinzione dell'arco. Dopo l'istante t_i tra i morsetti AO è impressa la tensione sinusoidale del generatore. La parte a destra dei morsetti BO, invece, è un circuito oscillante RLC. La tensione a cui risulta caricata la capacità C all'istante dell'estinzione dell'arco è pari alla tensione $v_{AO}(t_i)$ diminuita della c.d.t. nell'arco:

$$v_C(t_i) = v_{AO}(t_i) - v_a$$

Il circuito RLC è sede di oscillazioni smorzate (in quanto $R < 2\sqrt{\frac{L}{C}}$) di frequenza:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC} - \left(\frac{R}{2L}\right)^2}$$

Senza ripetere lo studio analitico del circuito RLC si è in grado di scrivere direttamente l'espressione della tensione ai capi del condensatore a partire dall'istante t_i :

$$v_C(t) = v_{BO}(t) = (v_{AO}(t_i) - v_a) \cdot e^{\frac{R}{2L}(t-t_i)} \cdot \cos[\omega_0(t - t_i)] \quad \text{per } t \geq t_i$$

Dove, ovviamente, $\omega_0 = 2\pi f_0$. A questo punto la TRR si calcola applicando il 2° principio di Kirchhoff alla maglia di sinistra del circuito, ponendo:

$$v_{AB}(t) = v_{AO}(t) - v_{BO}(t)$$

ovvero:

$$v_{AB}(t) = V_M \cos(\omega t) - [v_{AO}(t_i) + v_a] \cdot e^{\frac{R}{2L}(t-t_i)} \cdot \cos[\omega_0(t - t_i)] \quad \text{per } t \geq t_i$$

la frequenza propria f_0 del circuito RLC è molto maggiore della pulsazione di rete f . L'andamento tipico di una TE è rappresentato in fig. XX.

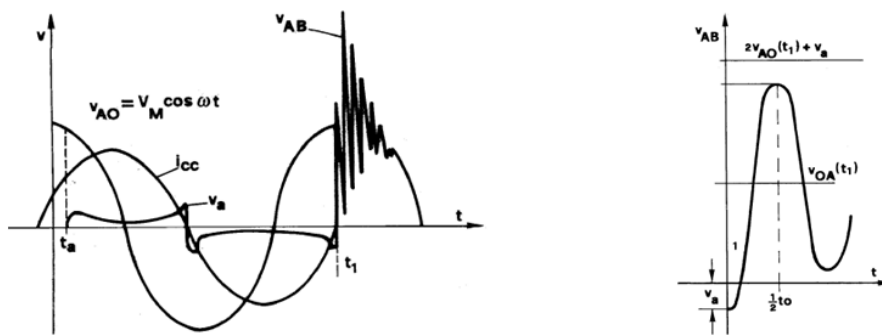


Figura 51 - Andamento della TR

Il valore massimo della TR viene raggiunto dopo mezzo periodo $\frac{1}{2f_0}$, mentre il gradiente massimo si verifica dopo un quarto di periodo, $\frac{1}{4f_0}$. Trascurando lo smorzamento e ponendo il valore massimo della tensione di alimentazione V_M al posto di $v_{AO}(t_i)$, il valore di picco della TR è pari a

$$v_{AB,max} = 2V_M + v_a$$

Mentre il gradiente massimo vale circa:

$$\left(\frac{dv_{AB}}{dt}\right)_{max} \cong 2\pi f_0(V_M + v_a)$$

onde evitare il reinnesco elettrico dell'arco è necessario che la caratteristica della TR non intersechi la caratteristica di rigenerazione della tenuta dielettrica.

7.2 Casi notevoli di interruzione

La descrizione del fenomeno di interruzione ha posto in evidenza che negli interruttori hanno sede **sollecitazioni di tipo termico** e **sollecitazioni di tipo dielettrico**. Si presentano casi in cui l'arco non si spegne ai primi passaggi per lo zero, perché la quantità di energia asportata dall'arco è inferiore a quella dissipata dall'arco stesso: hanno luogo, allora, **riaccensioni di tipo termico**. In altri casi, la mancata interruzione è causata dal riadescamento dell'arco per mancata tenuta della TR: sia un **riadescamento di tipo dielettrico**. Le norme internazionali prescrivono i seguenti casi notevoli di interruzione su cui effettuare le prove degli interruttori:

- interruzione di correnti di corto circuito
- interruzione di guasto su linee corte AT (guasto chilometrico)
- interruzione di piccole correnti induttive (con strappamento dell'arco)
- interruzione di correnti capacitive
- interruzione in opposizione di fase

si analizzeranno alcuni di questi casi notevoli.

7.2.1 TTR ad una frequenza

È questo il caso già visto nel §7.1, in cui l'interruttore deve poter resistere alla TR, che, in seguito all'estinzione dell'arco, ha un andamento tipo:

$$v_{AB}(t) = V_M \cos(\omega t) - [v_{AO}(t_i) + v_a] \cdot e^{\frac{R}{2L}(t-t_i)} \cdot \cos[\omega_0(t - t_i)] \quad \text{per } t \geq t_i$$

7.2.2 TTR a due frequenze

Si consideri una centrale elettrica comprendente molte unità generatrici in parallelo collegate ad una sbarra a 420 kV, come in figura:

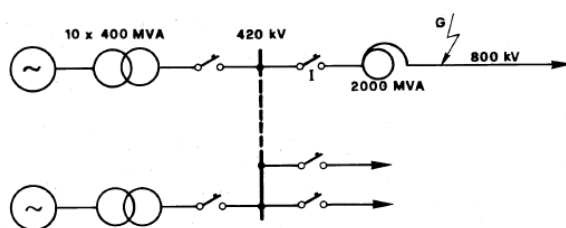


Figura 52 – In questo caso, il guasto a valle dell'ATR provoca una TTR a due frequenze.

Il cui circuito equivalente monofase è il seguente:

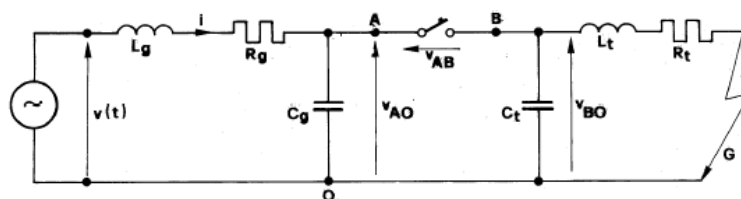


Figura 53 - Circuito equivalente monofase

Durante la persistenza del corto circuito in G, la tensione del generatore ideale $v(t)$ cade in parte nell'impedenza \bar{Z}_g ed in parte nell'impedenza \bar{Z}_t . Trascurando le piccole correnti derivate dalle capacità, la tensione ai capi delle stesse vale:

$$\bar{V}_{BO} = \bar{V} \frac{\bar{Z}_t}{\bar{Z}_g + \bar{Z}_t}$$

Dopo l'interruzione all'istante t_i , la C_t si scarica con transitorio oscillatorio smorzato di frequenza

$$f_t = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_t C_t} - \left(\frac{R_t}{2L_t}\right)^2}$$

e ampiezza pari alla tensione iniziale di carica. Nel circuito a monte dell'interruttore, la C_g si porta tramite un transitorio oscillante alla tensione del generatore \bar{V} . Subisce, cioè, una variazione di tensione pari a:

$$\Delta\bar{V}_g = \bar{V} - \bar{V} \frac{\bar{Z}_t}{\bar{Z}_g + \bar{Z}_t} = \bar{V} \frac{\bar{Z}_g}{\bar{Z}_g + \bar{Z}_t}$$

Inoltre, il circuito è sede di oscillazioni sinusoidali smorzate alla frequenza

$$f_g = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_g C_g} - \left(\frac{R_g}{2L_g}\right)^2}$$

che si sovrappongono alla tensione impressa $v(t)$. L'andamento della tensione risultante è rappresentato in fig. XX.

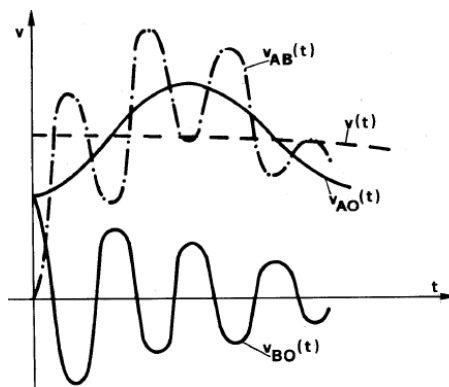


Figura 54 - TTR a due frequenze.

Si può notare che, nel caso in esame risulta $C_g \gg C_t$ da cui $f_t \gg f_g$. La TR ai capi dell'interruttore è facilmente ottenibile come differenza delle tensioni a monte e a valle:

$$v_{AB}(t) = v_{AO}(t) - v_{BO}(t)$$

È possibile osservare che l'ampiezza è circa il doppio della massima tensione del generatore mentre la variazione temporale è caratterizzata da un rapido aumento, ma il valore massimo viene raggiunto in una successiva oscillazione.

7.2.3 Interruzione di piccole correnti induttive

L'interruzione delle correnti di corto circuito avviene sempre ad un naturale passaggio per lo zero della corrente. Tuttavia, se la corrente da interrompere è piccola è possibile che essa venga portata forzatamente a zero quando il valore istantaneo è non nullo. Questo fenomeno si chiama strappamento dell'arco o della corrente. Lo strappamento dell'arco in circuiti induttivi causa elevate sovratensioni. Si consideri, ad esempio, un trasformatore di potenza funzionante a vuoto, connesso tramite un interruttore di protezione e manovra ad un nodo di una rete di AT. Il circuito equivalente è rappresentato in fig. XX.

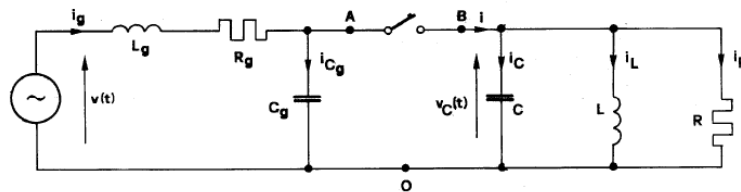


Figura 55 - Interruzione di piccole correnti induttive.

Quando la corrente \bar{i} attraverso l'interruttore viene interrotta dallo strappamento, essa viene dirottata sulle due capacità C_g e C come è necessario perché le correnti sulle induttanze non subiscano brusche variazioni. Si può osservare che, essendo $L_g \ll L$, l'energia $\frac{1}{2}Li^2$ immagazzinata nel trasformatore è molto inferiore a quella immagazzinata nell'induttanza di rete. Molto spesso accade anche che $C_g \gg C$. Ne consegue che le oscillazioni di tensione nella rete di alimentazione sono di modesta ampiezza, mentre lato trasformatore l'energia dell'induttanza che si riversa nella piccola capacità provoca ingentissime sovratensioni. L'andamento delle correnti \bar{i}_L , \bar{i}_C e della tensione $\bar{v}_C = \bar{v}_{BO}$ sono illustrati nella fig. XX.

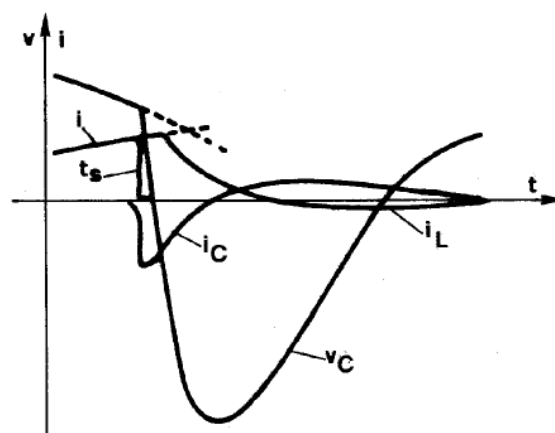


Figura 56 - Andamento delle correnti e delle tensioni dopo lo strappamento dell'arco.

Per il calcolo del gradiente iniziale e del valore massimo raggiunto dalla tensione v_C , conviene trascurare le perdite ($R = \infty$) e la non linearità ($L = cost$):

$$q_C = C \cdot v_C \rightarrow \left(\frac{dv_C}{dt}\right)_{t=t_s} = \frac{1}{C} \left(\frac{dq_C}{dt}\right)_{t=t_s} = \frac{i(t_s) - i_C(t_s)}{C} \cong \frac{i(t_s)}{C}$$

Il valore massimo si calcola facilmente con considerazioni energetiche:

$$\frac{1}{2}L \cdot i_L^2(t_s) + \frac{1}{2}C \cdot v_C^2(t_s) = \frac{1}{2}C \cdot v_{C,M}^2$$

Da cui

$$v_{C,M} = \sqrt{\frac{L}{C} i_L^2(t_s) + v_C^2(t_s)}$$

Questa tensione è riportata nel diagramma nella curva a della fig. XX, in funzione della corrente strappata.

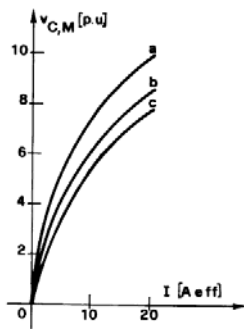


Figura 57 - Sovratensioni per effetto dello strappamento d'arco

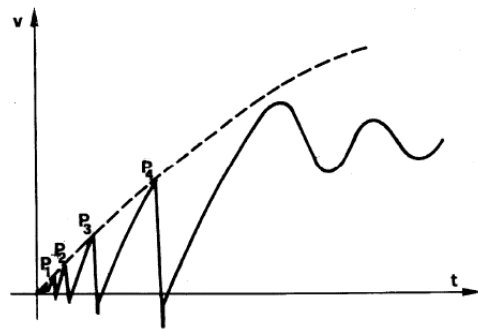


Figura 58 - Riadescamenti multipli.

La curva mostra come una corrente di 10 A provoca una sovratensione di 8 p.u. L'interruttore può sopportare al più una tensione di 2-3 p.u., quindi lo strappamento provoca il reinnesco dell'arco. Quando l'arco reinnesca, la capacità C si scarica nella rete di alimentazione. Si può ipotizzare che la corrente venga nuovamente interrotta, ad un passaggio per lo zero, durante il transitorio di scarica. Molti rilievi sperimentali hanno dimostrato che possono ripetersi alcuni riadescamenti a brevi intervalli di tempo, come rappresentato in fig. XX. In tale diagramma si può ben osservare il fenomeno dei riadescamenti multipli seguito dall'interruzione definitiva. Per ovviare a tali inconvenienti, si cerca di ridurre la sovratensione mediante alcuni provvedimenti. Una possibile soluzione consta nell'installazione di scaricatori di sovratensione derivati ai terminali dei trasformatori e delle reattanze shunt (S in fig. XX). Un'altra soluzione, utilizzata nei casi più critici, consiste nell'utilizzo di resistenze di apertura nell'interruttore (R in fig. XX). Se il valore di R è opportunamente scelto la sovratensione viene limitata a valori sopportabili dal trasformatore o dalla reattanza. Poco dopo (30-40 ms) l'apertura dell'interruttore c_p viene disinserita anche la resistenza, aprendo il contatto c_a .

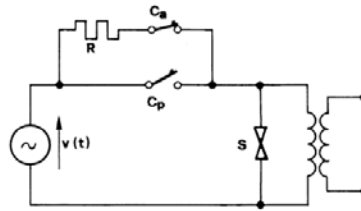


Figura 59 - Resistenza di apertura e scaricatore di sovratensione.

7.2.4 Interruzione di correnti capacitive

Gli interruttori devono poter interrompere correnti capacitive (linee a vuoto, banchi di condensatori). In questi casi la corrente è praticamente in quadratura con la tensione. Si consideri un interruttore posto a monte di un banco di condensatori avente come circuito equivalente come in figura XX.

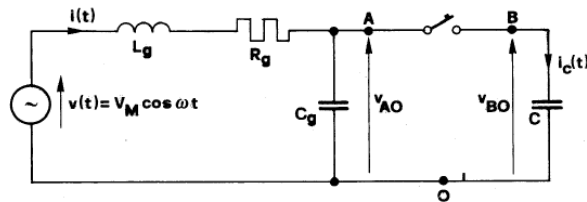


Figura 60 - Interruttore a monte di un banco di condensatori.

Dal momento che la TR ha una velocità di aumento molto piccola (per via della presenza della grande capacità C) è molto probabile che la corrente si estingua al primo passaggio per lo zero. In questo modo, però, i condensatori rimangono carichi approssimativamente al valore massimo della tensione. Dopo $\frac{1}{4}$ di periodo la tensione ai capi dell'interruttore diviene pari al doppio della tensione di cresta della sinusoide V_M . Dal momento che i contatti si trovano piuttosto vicini tra loro (la corrente si era estinta al primo passaggio per lo zero) è molto probabile che si inneschi un arco elettrico, nonostante il valore della TR non sia eccessivamente elevato.

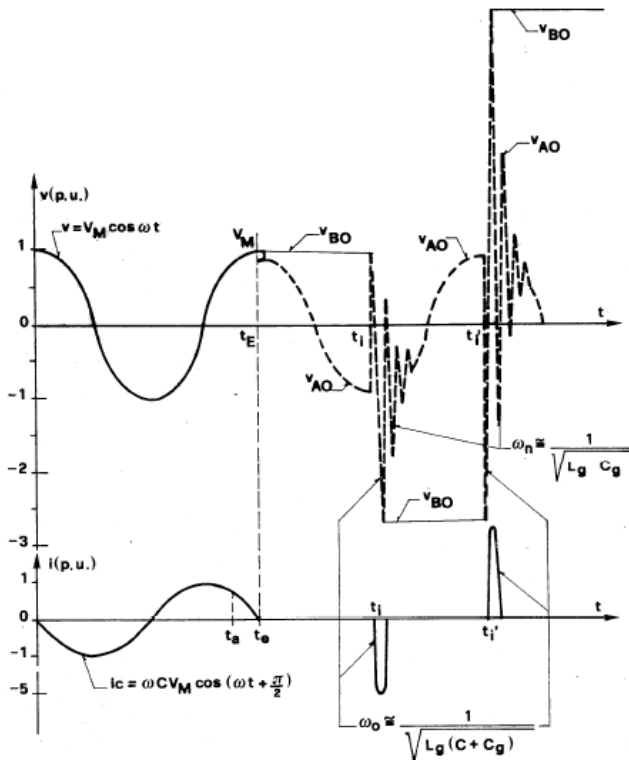


Figura 61 - Interruzione di correnti capacitive.

Quando la piccola capacità C_g carica a $-V_M$ si porta al valore a cui è carico il condensatore $C + V_M$, innesca nel circuito delle oscillazioni a frequenza elevata e di ampiezza pari a $2V_M$. È possibile, a questo punto, che l'arco venga interrotto nuovamente quando il condensatore C è carico a $-3V_M$. È possibile, in seguito, che vi sia una nuova scarica quando la d.d.p. tra C_g e C è di $4V_M$: il transitorio stavolta, darà origine ad una oscillazione con un picco a $5V_M$. Il meccanismo descritto è ben visualizzabile in fig. XX. Teoricamente si potrebbe andare avanti così senza limiti. Nella realtà, però, si riscontra che le sovratensioni di questo tipo può giungere a 3-4 p.u. L'utilizzo di interruttori non riadescanti (in SF_6) al posto di quelli in olio ha risolto questo problema nei nuovi impianti.

7.3 L'arco elettrico e i fenomeni utilizzati per estinguerlo

Qwerty

7.4 Principali tipologie di interruttori per AT

Qwerty

7.5 I parametri fondamentali degli interruttori

I principali parametri di specifica degli interruttori sono:

Corrente nominale. Si definisce corrente nominale il valore efficace della corrente che un interruttore deve poter sopportare in servizio continuativo senza deteriorarsi e senza che il surriscaldamento dei contatti superi i limiti stabiliti dalle norme.

Potere di interruzione. Si definisce potere di interruzione l'intensità di corrente presunta di interruzione (ossia la corrente che circolerebbe nel circuito se l'interruttore avesse impedenza trascurabile) che un interruttore è in grado di interrompere ad una tensione specificata e nelle condizioni di impiego e comportamento prescritte.

Potere di chiusura. Si definisce potere di chiusura di un interruttore la massima corrente, espressa in kA di cresta, che esso è in grado di stabilire e di condurre prima della riapertura automatica, senza che l'apparecchio subisca danni e apprezzabile usura.

8. Lo Stato del neutro nelle reti di AT, MT e BT

Prima di analizzare lo stato del neutro nelle reti AT, MT ed BT, è opportuno fare alcune considerazioni generali sulle implicazioni che le varie scelte possono portare.

8.1 Stato del neutro dei generatori sincroni

I grandi sincroni alimentano la rete per mezzo di trasformatori trifase D-Y con neutro a terra, come in fig. XX.

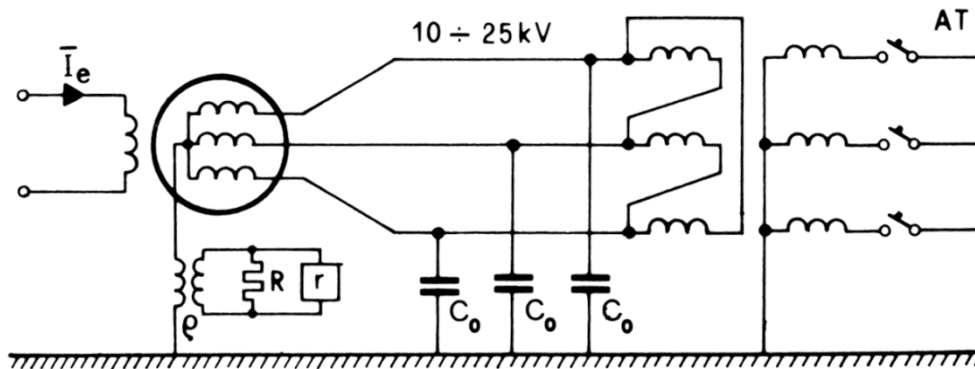


Figura 62 - Stato del neutro dei generatori sincroni.

Il trasformatore lato MT ha il collegamento a triangolo per consentire la circolazione delle correnti di magnetizzazione (armoniche di 3° ordine), per avere una buona messa a terra lato AT e per ridurre le correnti di fase lato MT. È evidente che mettere il neutro direttamente a terra porterebbe ad avere delle correnti di c.to c.to monofase-terra eccessive. Infatti, considerando che, in p.u., la reattanza sub-sincrona del generatore e l'impedenza omopolare valgono rispettivamente circa 0,2 e 0,1 si ha:

$$I_{g,mt} = \frac{3E_d^0}{Z_0 + Z_i + Z_d + 3R_g} = \frac{3E_n}{2X_d'' + X_{0g}} \approx 6$$

Il che non è accettabile. Mettere il neutro isolato da terra, d'altronde, porterebbe ad una sopraelevazione della tensioni sulle due fasi non affette da guasto dell'ordine di $\sqrt{3}$ volte maggiori a quella nominale e comunque difficilmente prevedibili.

Il neutro dei sincroni viene pertanto messo a terra tramite una resistenza. Questa resistenza è tale da garantire nel c.to c.to correnti dell'ordine di una decina di ampere, ovvero la corrente di guasto resistiva che si genera è paragonabile a quella capacitiva che si avrebbe con neutro isolato:

$$I_{g,mt} = \frac{3 \cdot 20000/\sqrt{3}}{3 \cdot R_n} \approx 10 \text{ A}$$

da cui

$$R_n \approx 10^{2+3} \Omega$$

Tipicamente, non viene usata una resistenza MT, bensì una grossa resistenza BT connessa al neutro mediante un trasformatore avente i morsetti del secondario connessi tra il neutro e la terra. Si può anche utilizzare un trasformatore trifase Ynd connesso alle sbarre e avente al secondario una triangolo aperto di resistenze. La rilevazione del guasto è affidata a relè di massima tensione omopolare ("r" in fig. XX).

8.2 Stato del neutro nelle reti AT

Nella scelta del neutro per le reti AT bisogna tener conto dei fenomeni di risonanza che possono verificarsi tra la capacità di servizio e l'induttanza della linea in caso di guasto monofase-terra con neutro isolato. Le linee di AT si estendono tipicamente per numerose centinaia di chilometri. Per questo motivo, la reattanza omopolare può assumere valori negativi (capacitiva) e confrontabili in modulo con le reattanze di sequenza diretta e inversa. Potrebbe accadere, in particolare, che

$$a = \frac{X_0}{X_d} \approx -2$$

Con conseguente risonanza del circuito e crescita della tensione a valori molto elevati. Il conduttore affetto da guasto verrebbe certamente interessato da un arco a terra con correnti molto più elevate delle correnti di guasto trifase. Per questo motivo il neutro isolato da terra non è esercibile in AT.

Utilizzando il neutro direttamente a terra, invece, è possibile mantenere la reattanza omopolare positiva (induttiva) e ridurla in modulo a valori di $a = 1 \div 3$, corrispondenti a sovratensioni di $0,33 \div 0,6 p.u.$ e correnti di $1 \div 0,6 p.u.$. Per far questo i trasformatori delle centrali e delle stazioni di interconnessione AAT-AT vengono eserciti con neutro a terra. In questo modo la corrente di guasto monofase terra è inferiore a quella di guasto trifase e le protezioni si possono scegliere con un potere di interruzione pari al guasto trifase.

La sovratensione temporanea sulle fasi sane in caso di guasto monofase a terra è governata dalle impedenze longitudinali. Si definisce **fattore di guasto a terra K** il rapporto tra il più elevato valore efficace delle tensioni assunte verso terra dalla o dalle fasi non affette da guasto durante un guasto a terra, e il valore efficace della tensione di fase che si ha nel punto considerato in assenza di guasto. Se si considerano i valori tipici:

$$\frac{X_0}{X_d} = 0,3 \div 5; \quad \frac{X_i}{X_d} = 0,5 \div 1,5; \quad \frac{R_0}{X_d} = 0 \div 5$$

allora il fattore K è compreso tra $0,7 < K < 2$. Se la tensione efficace delle fasi sane non supera l'80% della tensione concatenata, ovvero se

$$K \leq 0,8\sqrt{3} \cong 1,4$$

si dice che il **neutro è posto efficacemente a terra**. Questa condizione, posto $X_i = X_d$ (regime subtransitorio), si ha per:

$$\frac{X_0}{X_d} \leq 3; \quad \frac{R_0}{X_d} \leq 1$$

Con il neutro efficacemente a terra è possibile anche limitare le sovratensioni transitorie a $2,5 \div 3 p.u.$. Inoltre è possibile realizzare un isolamento graduato degli avvolgimenti dei trasformatori AAT, nonché dimensionare gli scaricatori per una tensione nominale inferiore.

8.3 Stato del neutro nelle reti MT

Qwerty (tabella con i vari neutri MT nel mondo)

8.3.1 Neutro direttamente a terra

Esercire le reti MT con neutro a terra porta a notevoli correnti di corto circuito monofase a terra (paragonabili con quelle trifase, nell'ordine di alcuni kA), limitate esclusivamente dalla resistenza di guasto (fig. XX.a), e dalle due resistenze di terra del dispersore in cabina e del punto di guasto.

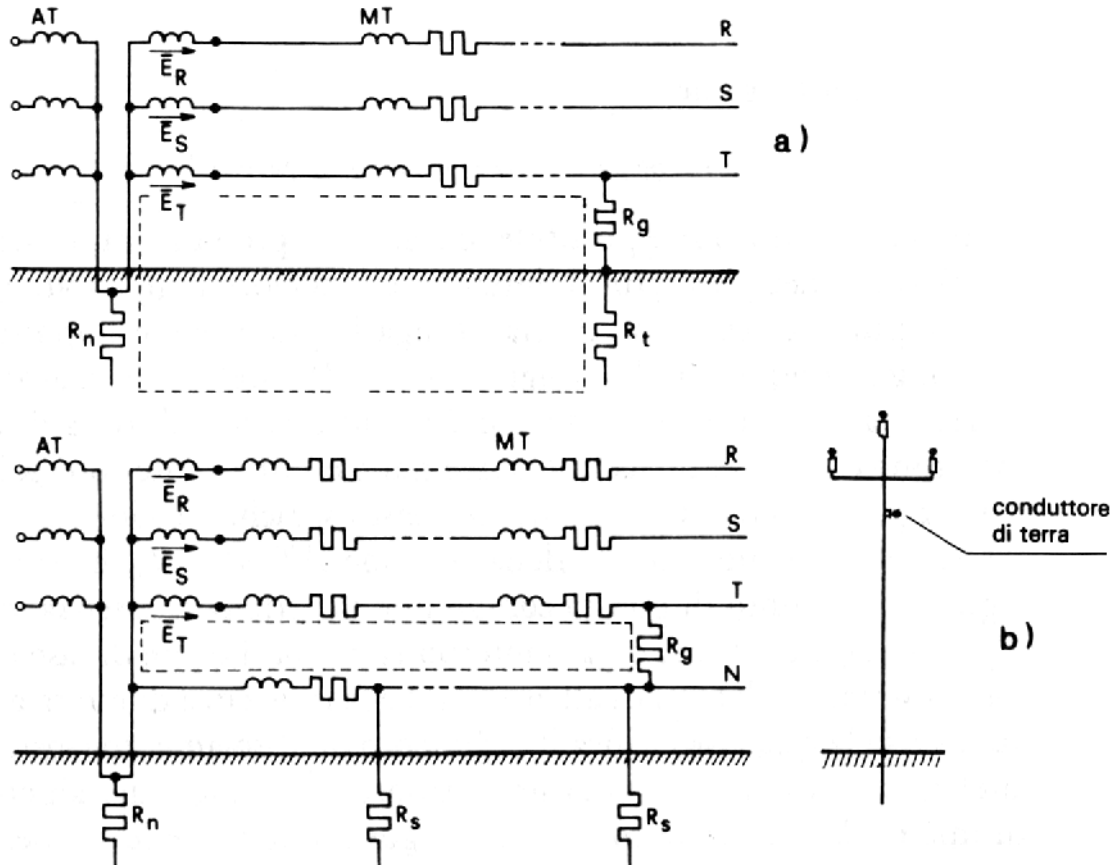


Figura 63 - Messa a terra diretta del neutro. Uniground (a); Multiground (b).

Le sovratensioni sulle fasi non affette da guasto sono generalmente inferiori a $\sqrt{3}E_n$. Tuttavia, essendo i dispersori di terra sempre di modesta estensione (le stazioni MT sono piccole) la tensione di passo e di contatto sono importanti frazioni della tensione di fase (la c.d.t. avviene nella terra), con conseguente pericolo per le persone. Inoltre se la resistenza di terra (o di guasto) fosse elevata la corrente di corto circuito potrebbe essere insufficiente a far scattare le protezioni che, di norma, sono amperometriche. Si devono utilizzare allora dei relè di massima corrente omopolare per garantire l'apertura in caso di elevata resistenza di guasto. Qualora sia presente un conduttore di terra lungo tutto il percorso messo a terra ad intervalli regolari (quarto filo, sistema detto "messa a terra multiground", fig. XX.b), le tensioni di passo e contatto si riducono a valori accettabili, e le correnti di guasto sono sempre sufficientemente elevate da far scattare le protezioni. La messa a terra diretta del neutro in MT, quindi, risulta accettabile solo se sono presenti conduttori di terra lungo le linee, come accade nella pratica impiantistica dei paesi che seguono la tecnica americana.

8.3.2 Neutro isolato

Per quanto riguarda il neutro isolato, è necessario stabilire una formula per esprimere l'intensità della corrente di corto circuito monofase a terra. Si possono trascurare le impedenze serie (linea corta) e considerare solo le impedenze trasversali (fig. XX.a). Nel circuito di sequenza, dunque, risulta $Z_d = Z_i = 0$, mentre la Z_0 è di tipo capacitivo (fig. XX.b).

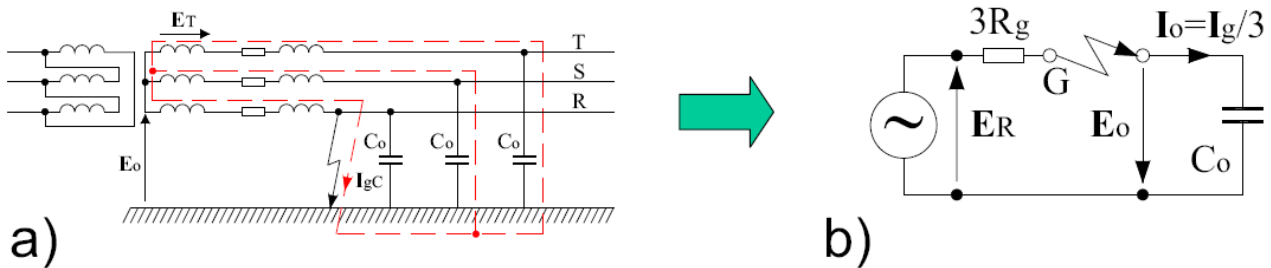


Figura 64 - Rete MT con neutro isolato in caso di guasto monofase a terra (a) e circuito di sequenza associato (b).

Con riferimento alla fig. XX.b, si può calcolare la corrente di guasto:

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 = \frac{\bar{I}_g}{3} = \frac{\bar{E}_R}{3R_g - \frac{j}{\omega C_0}} \quad \rightarrow \quad \bar{I}_g = \frac{j3\omega C_0 \bar{E}_R}{1 + j3\omega C_0 R_g}$$

La tensione assunta dalle altre due fasi è pari a $\sqrt{3}E_n$, anche se in alcuni casi (per esempio nelle linee in cavo) può essere ancora maggiore. Questo porta alla necessità di un maggiore isolamento della rete e all'adozione di scaricatori con tensione nominale maggiore. La tensione assunta dal centro stella del trasformatore, invece, coincide con la tensione omopolare \bar{E}_0 ed è pari a:

$$\bar{E}_0 = \frac{-\bar{I}_0}{j\omega C_0} = \frac{-\bar{E}_R}{1 + j3\omega C_0 R_g}$$

Se si suppone guasto franco a terra ($R_g = 0$) la corrente omopolare è in quadratura in anticipo rispetto alla tensione omopolare della fase guasta. Questa osservazione sarà giustificata a breve ed è molto importante ai fini della protezione per quanto si vedrà di seguito. Si consideri una rete MT (esercita con configurazione radiale) costituita da n linee in cui la n-sima sia affetta da guasto, come in fig. XX. Applicando la LKC al nodo ideale N per le correnti omopolari si ha:

$$\sum_{p=1}^n 3\bar{I}_0^{(p)} = 0$$

Da cui, per la n-sima linea:

$$\sum_{p=1}^{n-1} \bar{I}_0^{(p)} = -\bar{I}_0^{(n)}$$

L'intensità della corrente omopolare nella linea guasta è pari alla somma delle intensità delle correnti omopolari che scorrono in tutte le altre linee. Inoltre la corrente omopolare nella linea guasta è in opposizione di fase rispetto alle correnti omopolari delle linee sane. Se le correnti omopolari delle fasi sane sono in quadratura in anticipo rispetto alla \bar{E}_0 , allora la $\bar{I}_0^{(n)}$ (della fase guasta) è in quadratura in ritardo rispetto alla \bar{E}_0 .

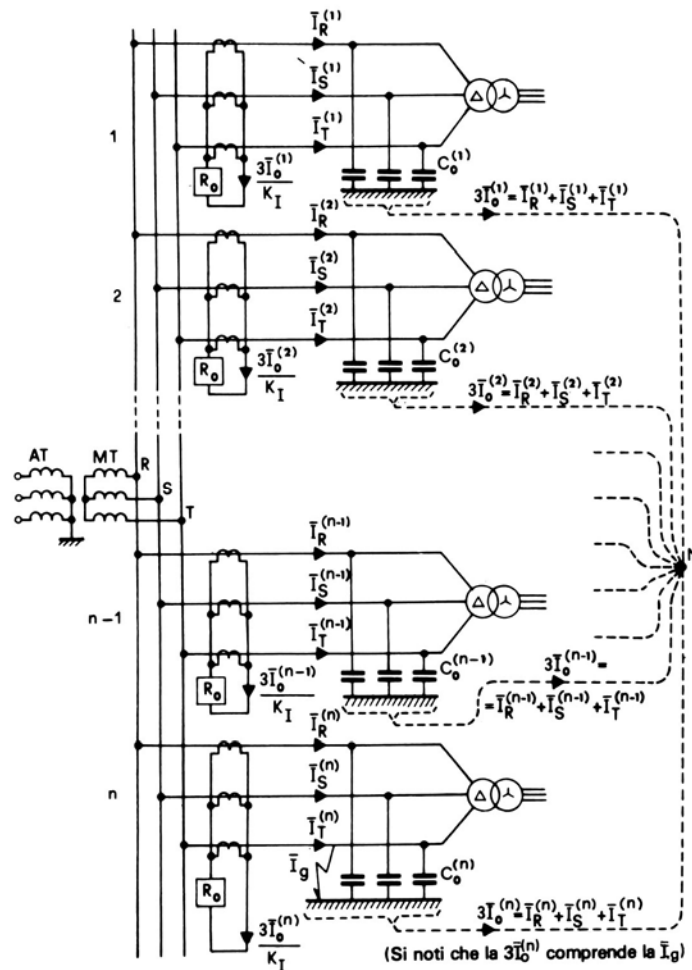


Figura 65 - Rete MT affetta da guasto monofase a terra.

La linea affetta da guasto, quindi, si comporta come un'induttanza alla sequenza omopolare, mentre le altre si comportano come delle capacità. Per le linee non affette da guasto è possibile scrivere la corrente omopolare contribuita come:

$$\bar{i}_0^{(p)} = -j\omega C_0^{(p)} \bar{E}_0 = \frac{-j\omega C_0^{(p)} \bar{E}_R}{1 + j3\omega C_0 R_g}$$

La corrente omopolare che fluisce nella n-sima linea (affetta da guasto) è pari a:

$$\bar{I}_0^{(n)} = -\sum_{p=1}^{n-1} \bar{i}_0^{(p)} = \frac{j\omega \bar{E}_R}{1 + j3\omega C_0 R_g} \sum_{p=1}^{n-1} C_0^{(p)} = \frac{j\omega (C_0 - C_0^{(n)}) \bar{E}_R}{1 + j3\omega C_0 R_g}$$

Per garantire la selettività degli interventi in caso di guasto vengono usati relè VARmetrici omopolari direzionali. Come visto, infatti, la corrente richiamata dalla linea di guasto è in quadratura in ritardo rispetto alla tensione ompolare, mentre la corrente delle altre linee è in quadratura in anticipo. Questo garantisce la selettività d'intervento.

Altri vantaggi del neutro isolato sono: possibile auto estinzione del guasto nelle linee aeree per correnti fino a 20 A, tensioni di passo e contatto moderate anche se di durata 0,5-1 sec.

8.3.3. Neutro a terra tramite resistenza

La messa a terra tramite resistenza rappresenta una via di mezzo rispetto alle due alternative visto fin'ora. In caso di guasto monofase a terra il circuito della corrente di guasto e il circuito di sequenza sono rappresentati in fig. XX:

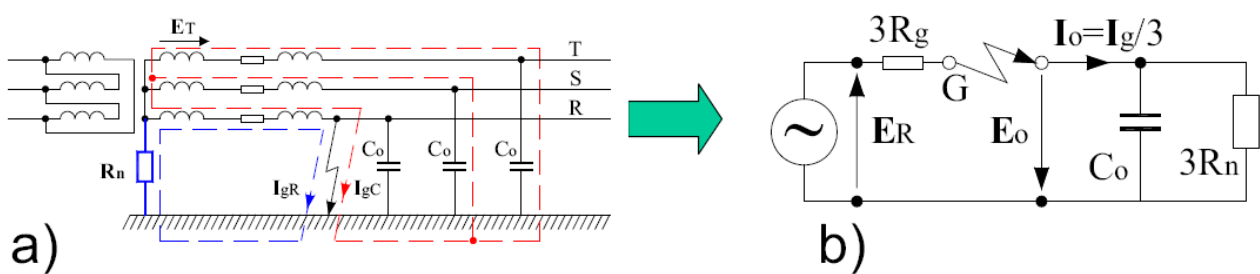


Figura 66 - Rete MT con neutro a terra su resistenza in caso di guasto monofase a terra (a) e circuito di sequenza associato (b).

In questo caso la corrente di guasto è data dalla somma delle correnti che scorrono nella resistenza e nelle capacità di linea:

$$I_g = I_{gR} + I_{gC}$$

Affinché sia possibile utilizzare relè amperometrici omopolari e garantire la selettività dell'impianto, bisogna che la corrente che scorre nella resistenza sia almeno un ordine di grandezza superiore a quella che scorre nelle capacità. È necessario quindi che:

$$3R_n \ll \frac{1}{\omega C_0}$$

Nella scelta del valore di R_n bisogna tener presente di due esigenze contrastanti:

- Ridurre la corrente di guasto rispetto al neutro direttamente a terra, per contenere i danni e le tensioni di passo e di contatto;
- Aumentare la corrente di guasto rispetto al neutro isolato, per facilitare la rilevazione dei guasti.

In ogni caso, come già accennato, la protezione è di tipo amperometrica omopolare, in quanto la corrente di guasto è molto maggiore rispetto a quella capacitiva omopolare che scorre nelle linee sane:

$$I_g \gg 2I_0$$

8.3.4. Neutro a terra tramite bobina di Petersen

Una pratica che si sta consolidando nel tempo (in Italia la transizione da MT con neutro isolato è quasi completa) è la messa a terra del neutro tramite bobina di Petersen (fig. XX).

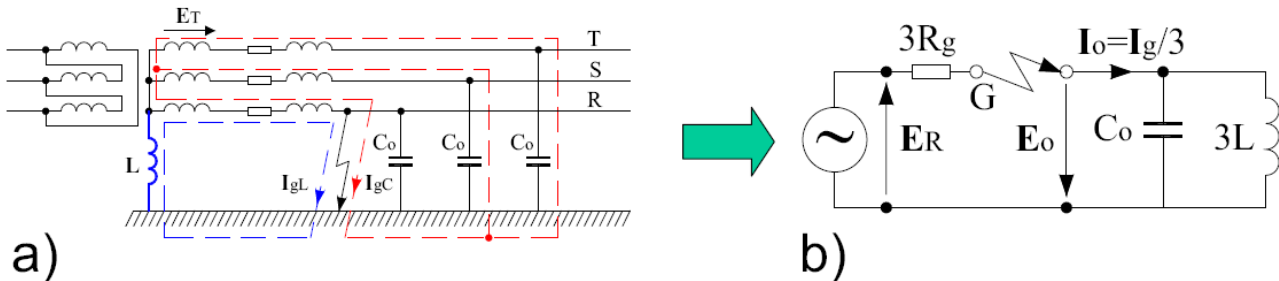


Figura 67 - MT con neutro a terra su bobina di Petersen in caso di guasto monofase a terra (a) e circuito di sequenza associato (b).

La bobina di Petersen non è altro che un induttore (di adeguata induttanza L) interposto tra il neutro e la terra, in grado di annullare (idealmente) la corrente di guasto a regime:

$$I_g = I_{gL} + I_{gC} = 0$$

Per mezzo dell'effetto della risonanza parallelo con le capacità di linea. In caso di c.to c.to monofase a terra la corrente di guasto trova una richiusura sia attraverso le capacità di linea, sia attraverso la bobina. Ovviamente le due correnti hanno fase opposta, pertanto la corrente di guasto permanente si annulla e, se il guasto è di natura transitoria (arco a terra), esso si estingue automaticamente. Se si sceglie il valore di L tale che risulti in risonanza con le capacità:

$$3\omega L = \frac{1}{\omega C_0}$$

allora la corrente di guasto è circa pari a zero. Per questo motivo la bobina di Petersen è anche chiamata bobina di estinzione o di risonanza. Dopo l'estinzione, il circuito risonante $3L - C_0$ è sede di oscillazioni a frequenza prossima a quella di rete, che si smorzano lentamente. Se il guasto non è transitorio, la bobina ha comunque un effetto positivo, in quanto il contributo capacitivo alla corrente di corto circuito circola nella bobina, riducendo localmente i danni. In assenza di elementi dissipativi e considerando le impedenze longitudinali nulle, la bobina di Petersen fa sì che la corrente omopolare nella linea affetta da guasto sia data dalla somma di tutti i contributi delle linee sane più il contributo della bobina stessa. Supposto un guasto franco a terra ($R_g = 0$) è possibile calcolare, in modo del tutto analogo a quanto già fatto nel caso di neutro isolato (§ 8.3.2), la corrente omopolare nella linea affetta da guasto:

$$\bar{I}_0^{(n)} = j\omega(C_0 - C_0^{(n)})\bar{E}_R + \frac{\bar{I}_L}{3}$$

Il termine $\bar{I}_L/3$ rappresenta il contributo della bobina di Petersen. Dal momento che $3\omega L = \frac{1}{\omega C_0}$, è possibile scrivere:

$$\bar{I}_L = \frac{\bar{E}_0}{j\omega L} = -j3\omega C_0 \bar{E}_r$$

La corrente $\bar{I}_0^{(n)}$ vale, pertanto:

$$\bar{I}_0^{(n)} = -j\omega C_0^{(n)} \bar{E}_R$$

È evidente, a questo punto, l'effetto mitigativo della bobina: la corrente omopolare sulla linea affetta da guasto si riduce al solo contributo delle capacità omopolari della linea stessa, come per le linee sane.

In tutte le linee, inclusa quella guasta, circola una corrente omopolare capacitiva. Pertanto non è possibile utilizzare le protezioni varmetriche omopolari usate nel caso di MT isolato. Per questo motivo, nella pratica, viene posta in parallelo alla bobina una resistenza. In questo modo si ha una piccola ma ben definita componente attiva della corrente di guasto (20-40 A), sfruttabile per realizzare la protezione selettiva mediante relè wattmetrici omopolari direzionali, senza perdere il beneficio dell'autoestinzione dei guasti transitori proprio della bobina.

Tra i vantaggi dell'utilizzo della bobina di detorse si ha la ridotta tensione di passo e di contatto nel punto di guasto, che diventa elevata in corrispondenza della bobina (tipicamente, quindi, in cabina primaria AT/MT). Le sovratensioni temporanee si avvertono in tutta la rete e le fasi sane si portano a tensioni anche maggiori della concatenata. Le sovratensioni transitorie sono significative ma inferiori al caso di neutro isolato. Gli isolamenti e gli scaricatori sono dimensionati, in pratica, come nel caso di neutro isolato.



Figura 68 - Bobina di Petersen.

8.4 Stato del neutro nelle reti BT

I principali aspetti da considerare per la scelta della messa a terra delle reti BT sono:

- sicurezza delle persone
- continuità di servizio
- protezione contro i guasti a terra
- sovratensioni

il rischio maggiore di cui bisogna tener conto nella scelta dello stato del neutro per le reti BT è quello legato al contatto tra un conduttore di MT e un la rete BT, dovuto, ad esempio, alla rottura di una cavo aereo. Si distinguono, perciò, 4 casi:

- **MT a terra, BT isolato (fig. XX):** in questo caso le fasi r, s e t si portano ad un potenziale molto vicino a quello di R, sempre che non vi sia un cedimento strutturale dell'isolamento, e la corrente di guasto si richiude tramite le capacità a terra della linea BT. Ciò comporta una pericolosità prolungata nel tempo.

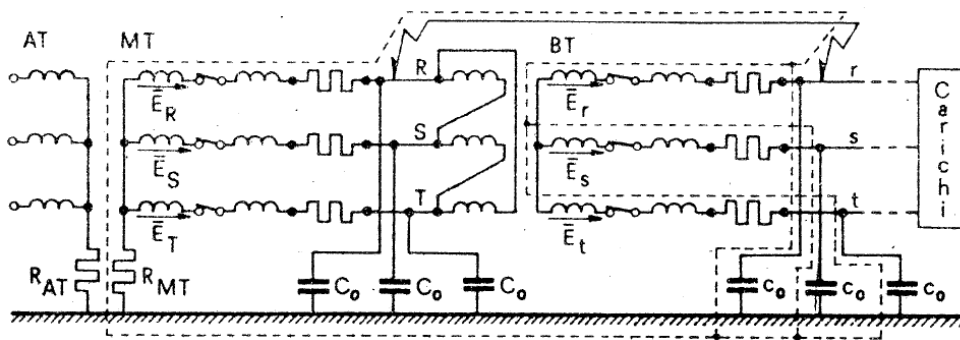


Figura 69 - MT a terra, BT isolato.

- **Entrambi isolati (fig. XX):** il contatto tra R ed r, porta alla circolazione di una debole corrente di guasto. Tuttavia, essendo $C_0 \gg c_0$, la fase r assume verso terra gran parte del potenziale di R (per dimostrare tale affermazione basta applicare la formula del partitore di tensione alla rete che si viene a creare). Ciò rimane non compatibile con gli isolamenti adottati in BT, ad anche in questo caso comporta una pericolosità prolungata nel tempo.

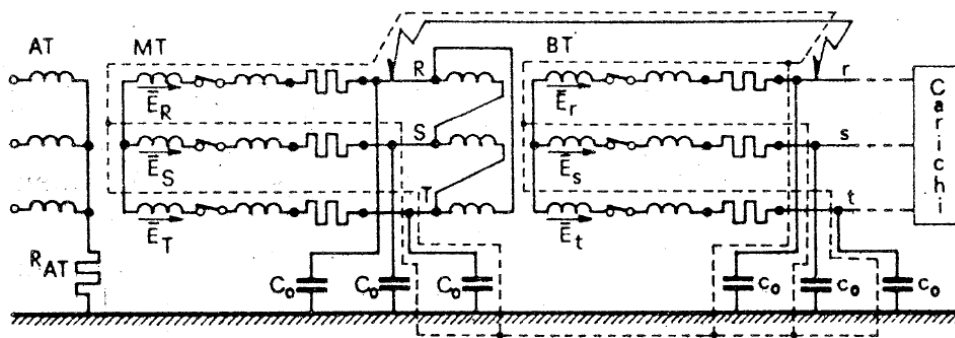


Figura 70 - MT isolato, BT isolato.

- **Entrambi a terra (fig. XX):** in questo caso si ha una intensa corrente di guasto, a cui segue l'apertura dei relè di protezione. Il rischio per le persone è quindi limitato dalla breve durata del corto circuito. Tuttavia, durante il guasto la rete BT assume un potenziale elevato in quanto:

$$E_{BT} = \frac{R_{BT}}{R_{BT} + R_{MT}} E_r$$

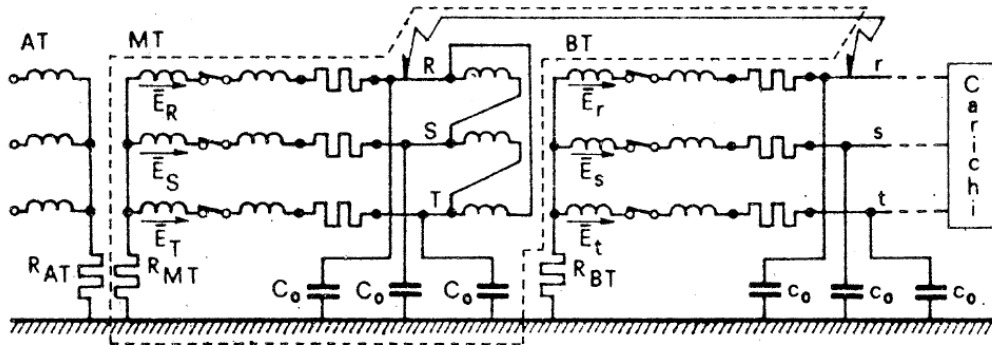


Figura 71 - MT a terra, BT a terra.

- **MT isolato, BT a terra (fig. XX):** in questo ultimo caso, la sovratensione cade sulle capacità C_0 , quindi è come se si fosse verificato un guasto MT monofase terra. Qualora la MT fosse connessa a terra tramite bobina la situazione migliora ulteriormente, in quanto la sovratensione si annullerebbe per effetto della risonanza parallelo.

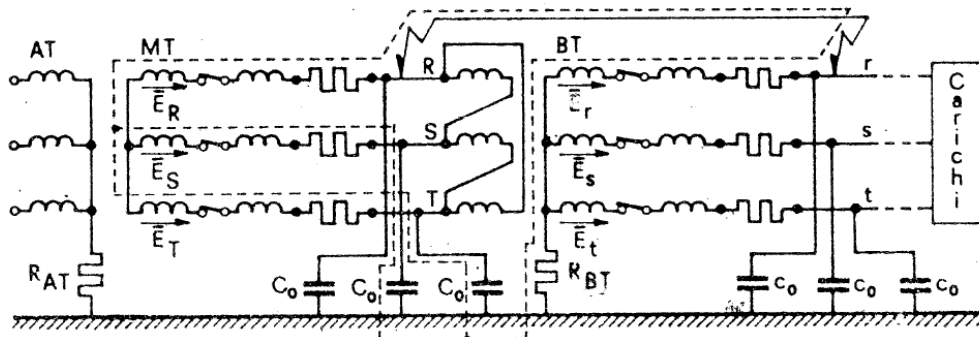


Figura 72 - MT isolato, BT a terra.

Altre considerazioni importanti che portano a preferire la messa a terra diretta in BT sono:

- facilità e selettività di intervento delle protezioni (vedi cap.10)
- si evita la sopraelevazione della tensione delle altre fasi del fattore $\sqrt{3}$.
- Se una persona tocca un conduttore BT con neutro isolato in una linea lunga, può essere percorsa da correnti pericolose, in quanto le conduttanze di rete possono essere anche maggiori delle suscettanze.

Solo in piccole reti BT ben isolate il neutro isolato non costituisce un pericolo. La presenza di guasti a terra in circuiti BT con neutro isolato si rileva grazie ad un relè voltmetrico omopolare. La

tensione omopolare, infatti, è nulla nel funzionamento normale, diventa uguale alla tensione stellata in caso di guasto. Molto più difficile è individuare la posizione del guasto nella rete.

9. Pericoli da elettricità

9.1 Effetti della corrente sul corpo umano

La soglia di percezione della corrente dell'uomo è di circa 0,5 mA a 50 ÷ 60 Hz e di 2 mA per la corrente continua. I danni provocati dal passaggio della corrente sono proporzionali al tempo e all'intensità di corrente. Per tempi di contatto prolungato si può considerare la seguente tabella:

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

Figura 73 - Effetti della corrente sul corpo umano in caso di contatto prolungato.

Per una classificazione più accurata (norma IEC 479-1) si può fare riferimento alla fig. XX:

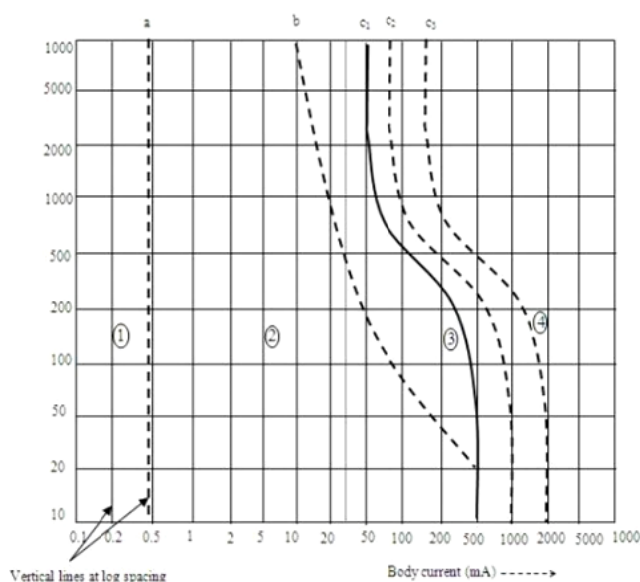


Figura 74 - Effetti della corrente sul corpo umano secondo la norma IEC 479-1.

Nella figura XX, si possono distinguere 4 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, arresto respiratorio, gravi ustioni, possono presentarsi con l'aumento dell'intensità della corrente e del tempo.

9.2 Protezione delle persone negli impianti utilizzatori.

Per ovviare ai problemi elencati nel paragrafo precedente, è necessario prevedere un efficace sistema di protezione, nonché di messa a terra degli impianti utilizzatori e delle masse. La norma CEI 64-8 definisce il concetto di **massa** e **massa estranea**.

Una massa è una parte conduttrice che soddisfa le seguenti proprietà:

1. può essere toccata;
2. fa parte di un componente elettrico;
3. non è in tensione in condizioni ordinarie (altrimenti sarebbe una parte attiva);
4. può andare in tensione in condizioni di guasto.

La prima proprietà focalizza l'attenzione sull'accessibilità della massa: 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.

La seconda proprietà specifica che "la massa fa parte del componente elettrico" e di conseguenza dell'impianto elettrico. Se la parte conduttrice 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), viene detta massa estranea.

Sia la massa che la massa estranea vanno protette contro i contatti indiretti.

Esistono tre sistemi per la protezione delle persone negli impianti utilizzatori: TT, TN, IT. La denominazione TT, TN o IT rappresenta lo stato del neutro (centro stella del trasformatore in cabina) e delle masse:

- TT: neutro a terra, masse a terra
- TN: neutro a terra, masse a neutro
- IT: neutro isolato, masse a terra

9.2.1 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 (fig. XX).

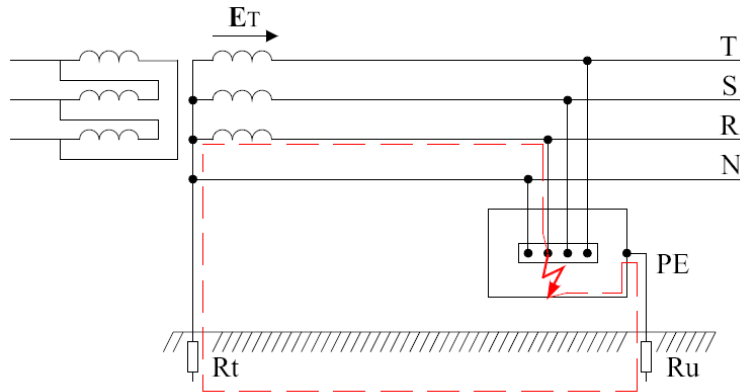


Figura 75 – Guasto fase-massa in un sistema TT.

Si può esprimere la corrente di guasto tramite la:

$$I_{g,mt} = \frac{E_n}{R_u + R_t}$$

Tipicamente vale $I_{g,mt} \approx 11 \text{ A}$. La tensione a cui si portano le masse vale

$$V_{massa} = R_u I_{g,mt} \quad (\approx 110 \text{ V})$$

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. Possono essere utilizzati anche interruttori sensibili alle grandezze omopolari, qualora il dispersore di terra abbia resistenze troppo elevate.

9.2.2 Sistema TN

Il sistema TN viene impiegato per forniture di potenza medio-alta. 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 (fig. XX).

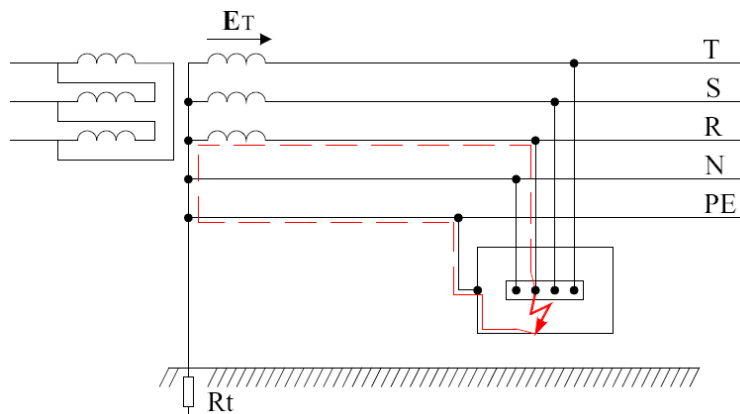


Figura 76 – Guasto fase-massa in un sistema TN-S.

La corrente di guasto sarà il rapporto tra la tensione della rete e l'impedenza della linea e del PE (o del PEN). Il terreno non è interessato dalla corrente, pertanto la tensione di contatto è pari alla caduta di tensione sul conduttore di protezione. Anche se questa tensione è una frazione della tensione di rete, è necessario disporre di interruttori automatici di tipo magnetotermico. Anche se questa protezione è di norma sufficiente, si inserisce nel sistema un interruttore differenziale a protezione dei contatti diretti.

9.2.3 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 a terra tramite resistenza di valore elevato R_u . Nel caso di guasto fase-massa l'anello di guasto comprende la R_u e la resistenza di terra delle masse (fig. XX), e pertanto le correnti hanno intensità limitate, mentre le altre due fasi si portano ad un potenziale prossimo alla tensione concatenata.

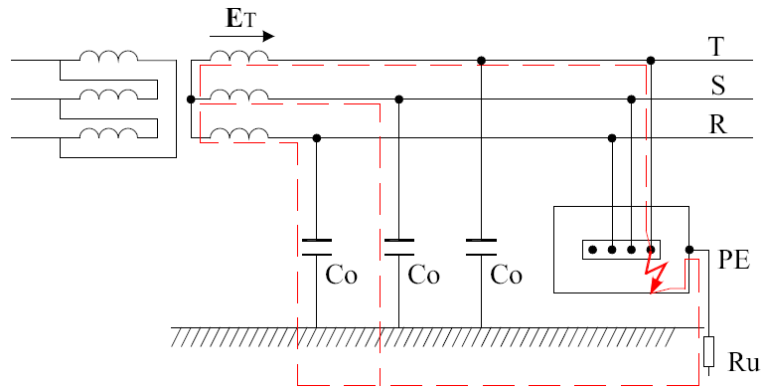


Figura 77 - Guasto fase-massa in un sistema IT.

Per eliminare i guasti, in genere, si utilizzano relè voltmetrici sensibili alla tensione su R_u collegati 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 questa fase, con bassa impedenza, e quindi con elevate correnti.

9.3 Dispersioni di terra

La realizzazione pratica della messa a terra avviene mediante i dispersori di terra, dei dispositivi a bassa resistenza che permettono, appunto, di disperdere la corrente di guasto nel suolo.

9.4 Protezione tramite relè differenziale

Qwerty

10. Stabilità di trasmissione

10.1 Il concetto di stabilità di trasmissione – definizioni

La stabilità di trasmissione dei sistemi elettrici di potenza è un complesso fenomeno elettromeccanico. Prima di passare alle trattazioni formali ed analitiche è opportuno esaminare fisicamente il fenomeno. Si consideri un sistema come quello in figura XX.

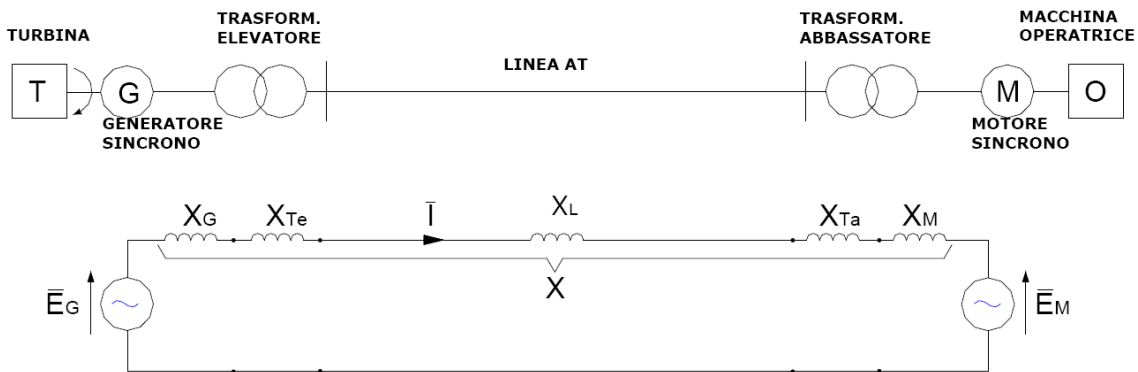


Figura 78 - Modello di linea elettrica.

Lo schema equivalente è in per unità e non considera le ammettenze del trasformatore e della linea. L'equazione del circuito è:

$$\bar{E}_G = \bar{E}_M + jX\bar{I}$$

Ed il relativo diagramma fasoriale è rappresentato in fig. XX.

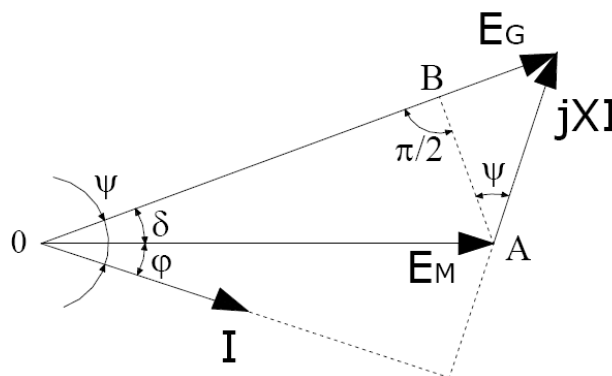


Figura 79 - Diagramma fasoriale della linea.

Se si trascurano le perdite di trasmissione si può scrivere che la potenza attiva erogata dal generatore è pari a quella assorbita dal motore sincrono ed è fornita dalla:

$$P_e = 3E_M I \cos \varphi = 3E_G I \cos \psi$$

Considerando il segmento \overline{AB} , si può scrivere:

$$\overline{AB} = XI \cos \psi = E_M \sin \delta$$

Da cui:

$$I \cos \psi = \frac{E_M \sin \delta}{X}$$

In definitiva, sostituendo la precedente nell'espressione della P_e si trova:

$$P_e = 3 \frac{E_G E_M}{X} \sin \delta$$

L'angolo δ si può ritenere uguale all'**angolo elettrico** tra i rotori, ovvero la differenza delle ascisse angolari riferite ad un comune asse di riferimento. Questa espressione pone in evidenza come, fissate le tensioni e la reattanza, la potenza trasmessa varia con il seno dell'angolo elettrico tra i due rotori, come rappresentato in fig. XX.

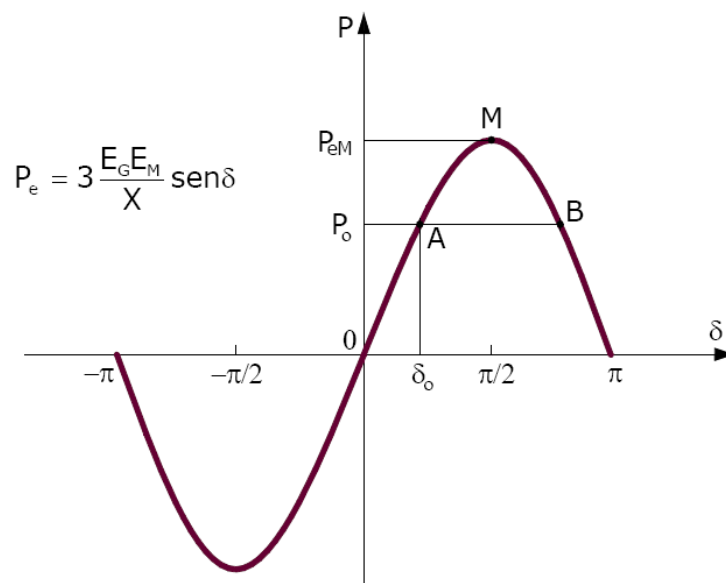


Figura 80 - Caratteristica potenza-angolo.

La potenza massima trasmissibile si ha per $\sin \delta = 1 \rightarrow \delta = \frac{\pi}{2}$ e può essere aumentata diminuendo la reattanza X di collegamento tra le macchine, oppure aumentando la tensione di trasmissione. Il funzionamento stabile si può avere solo per $-\frac{\pi}{2} \leq \delta \leq \frac{\pi}{2}$, ovvero per $\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0$, come dimostrato di seguito.

Si supponga, ad esempio, di trovarsi nella condizione di regime nel punto A e di avere un piccolo aumento di carico del motore. All'aumento della potenza prelevata all'albero del motore sincrono si avrà un rallentamento del rotore del motore, mentre il rotore del generatore ruoterà (inizialmente) sempre alla stessa velocità. L'angolo δ , di conseguenza, tende ad aumentare. All'aumentare di δ , aumenta la potenza P_e che il motore stesso richiama dalla linea fino ad eguagliare la nuova potenza richiesta dal motore. In questo transitorio la potenza erogata dal generatore sincrono deve aumentare, ma la potenza fornita dalla turbina resta pressoché invariata, quindi il rotore rallenta e la frequenza si riduce. Il successivo intervento del regolatore di

velocità fa aumentare la potenza generata dalla turbina e riporta il sistema a funzionare in regime stazionario.

Riepilogando:

1. Il sistema funziona in regime stazionario;
2. Aumento della potenza prelevata all'albero del motore sincrono;
3. Riduzione di velocità del rotore del motore e conseguente aumento dell'angolo δ ;
4. Aumento della potenza richiamata dalla linea dal motore;
5. La turbina inizialmente fornisce la stessa potenza. Il rotore del generatore rallenta e la frequenza del sistema si riduce;
6. L'intervento del regolatore di velocità sul distributore di turbina riporta il sistema a lavorare in condizioni di stabilità.

In linea di principio, la potenza assorbita dalla macchina operatrice può essere aumentata molto lentamente, attraverso una successione di stati di equilibrio, fino a raggiungere il punto di funzionamento M, corrispondente a $\delta = \frac{\pi}{2}$. Questo **limite di stabilità statica** è valido solo se non avvengano variazioni brusche di potenza assorbita. Giunti in M, un ulteriore aumento della potenza assorbita provoca una diminuzione della potenza richiamata dalla rete: il motore perde rapidamente il passo e si ferma. Ecco quindi spiegata l'affermazione precedente sulla zona di funzionamento stabile.

Molto più incisivo ed importate del limite di stabilità statica è il **limite di stabilità transitoria**. Si consideri, come rappresentato in fig. XX, un funzionamento a regime nel punto A.

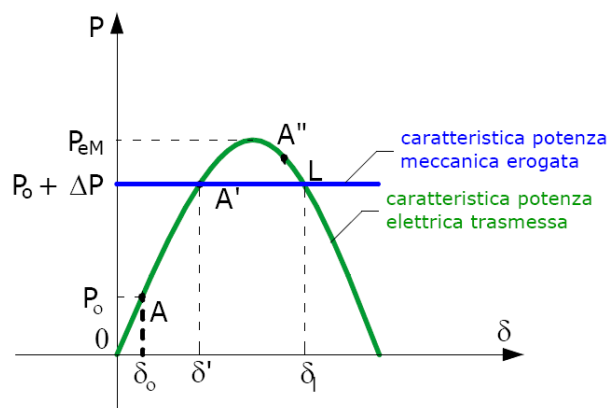


Figura 81 - Brusca variazione di potenza.

Si ipotizzi, ora, una grande e brusca variazione della potenza prelevata dalla macchina. Si elimini, cioè, l'ipotesi semplificativa posta in precedenza di perturbazioni piccole. Si supponga, inoltre, che la turbina sia in grado di fornire tutta la potenza richiesta senza subire variazioni di velocità, neppure temporanee. In queste ipotesi all'aumentare della potenza richiesta al motore si ha un rallentamento dello stesso ed un conseguente aumento dell'angolo δ , come nel caso precedente. Quando l'angolo δ eguaglia δ' , il rotore sta ruotando ad una velocità inferiore a quella di sincronismo, pertanto l'angolo continua ad aumentare. Tuttavia, quando $\delta > \delta'$, la potenza

trasmessa al motore supera la potenza meccanica erogata, la macchina accelera e si riavvicina al sincronismo. A questo punto si possono distinguere due casi:

1. La macchina raggiunge il sincronismo quando l'angolo δ (in figura XX è rappresentato come δ'') è inferiore all'angolo limite di stabilità transitoria δ_l per quella determinata perturbazione. In questo caso la macchina oscilla attorno al punto di equilibrio fino a riguadagnare la stabilità grazie ai fenomeni dissipativi che riducono progressivamente l'ampiezza delle oscillazioni. In questo caso si dice che il sistema è **stabile**.

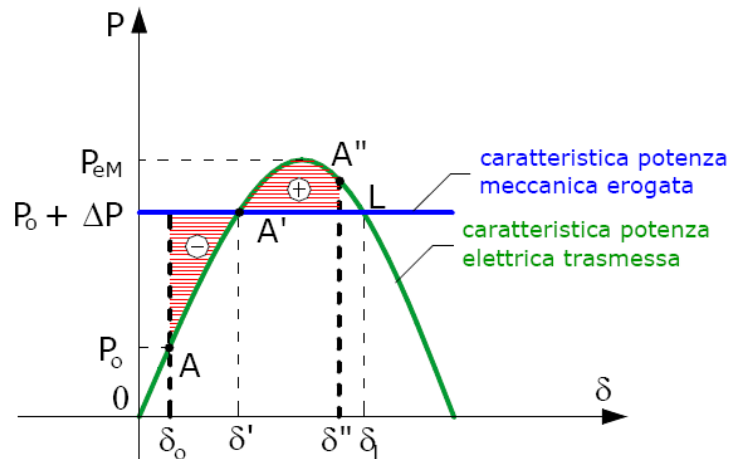


Figura 82 - Sistema stabile.

2. La macchina non riesce a raggiungere il sincronismo prima che l'angolo δ superi l'angolo δ_l . In questo caso, superato tale limite, la potenza richiamata dalla linea continua a decrescere fino a far perdere il passo al motore (fig. XX), che si ferma rapidamente. In questo caso il sistema si dice **instabile**.

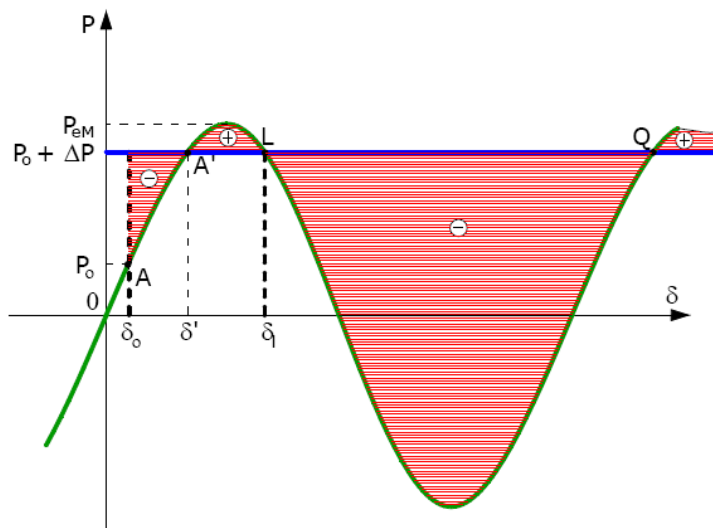


Figura 83 - Sistema instabile.

Come già implicitamente visto nelle fig.re XX e XX, vi è un semplice criterio per stabilire a priori, date le caratteristiche del sistema ed i valori della potenza iniziale P_0 e dell'incremento ΔP , come evolverà il sistema. Tale criterio è detto **criterio delle aree** secondo cui, affinché vi sia stabilità, è

necessario che l'area compresa tra la retta $P_0 + \Delta P$ e la caratteristica potenza angolo segnata con il segno "+", eguagli quella rappresentata dal segno "-" prima che venga raggiunto l'angolo limite. Questo criterio verrà visto ed analizzato accuratamente nel capitolo successivo.

In conclusione è possibile dare alcune definizioni, inerenti al problema della stabilità.

Regime permanente: condizione di costanza nel tempo e nello spazio della sistema elettrico delle grandezze elettriche e meccaniche. I generatori sincroni ruotano alla frequenza nominale e le tensioni efficaci in ciascun nodo della rete sono costanti nel tempo.

Perturbazione: una qualsiasi variazione apportata alle variabili o alla struttura del sistema elettrico. Possono distinguersi perturbazioni:

- Grandi / piccole (es. cortocircuito di sbarra AAT / piccola variazione di carico)
- Rapide / lente (es. apertura di un interruttore / normale variazione del carico nel tempo)
- Permanenti / temporanee (es. distacco di una linea / guasto in linea con apertura e richiusura riuscita)

Regime transitorio: regime che si instaura a seguito di una perturbazione in cui le grandezze elettriche e meccaniche variano nel tempo fino a raggiungere un nuovo regime permanente.

Sistema stabile. Un sistema si dice stabile, per un'assegnata perturbazione impressa a partire da una data condizione iniziale di regime permanente, se dopo estinto il regime transitorio esso ritorna integralmente in equilibrio, cioè se le macchine sincrone riassumono tutte le rispettive velocità di sincronismo, non si verifica la separazione della rete, le tensioni riassumono i valori che avevano prima della perturbazione, o comunque valori prossimi alla tensione nominale.

Stabilità statica. Si definisce stabilità statica l'attitudine del sistema a mantenersi stabile in seguito a perturbazioni piccole ed a perturbazioni lente.

Stabilità transitoria. Si definisce stabilità transitoria la capacità del sistema a rimanere stabile dopo una specificata perturbazione rapida di grande ampiezza che venga a sovrapporsi ad una assegnata condizione iniziale di regime permanente.

Stabilità dinamica.

10.2 Il criterio delle aree

Lo studio della stabilità si esegue tramite la simulazione numerica di tutte le macchine in rete, considerate individualmente. È possibile suddividere tre distinte fasi che intervengono a seguito di una perturbazione, durante il regime transitorio:

- 1) Durata: 1-1,5 secondi. **Stabilità transitoria**. In questa fase i regolatori di velocità delle turbine non entrano in gioco in quanto le costanti di tempo sono più lunghe. Molto spesso è trascurabile anche l'azione dei regolatori di tensione.
- 2) Durata: 5-10 secondi. **Stabilità dinamica**. In questa fase intervengono sia i regolatori di velocità che i regolatori di tensione. Per alcuni secondi la potenza erogata dalle turbine a vapore (e, per un tempo leggermente maggiore, dalle turbine idrauliche) non varia a causa dell'inerzia meccanica. In questa fase è necessaria una rappresentazione delle macchine sincrone che tenga conto delle variazioni di campo magnetico, nonché dell'intervento degli avvolgimenti smorzatori, dei regolatori di tensione e dei regolatori di velocità (specie per le turbine a vapore).
- 3) Durata: alcuni minuti. **Long-term dynamics**. In questa fase si sviluppano tutte le reazioni dei sistemi termici, idraulici e nucleari a monte delle turbine. Si possono manifestare pendolazioni di potenza attraverso le linee di interconnessione tra grandi reti, oppure in reti vicine al limite di stabilità statica. Oltre a quanto già fatto per la 2° fase, adesso diventa necessario studiare la rete nel suo complesso considerando tutti i suoi elementi come le funzioni di trasferimento dei generatori di vapore, l'intervento dei relè di protezione e alleggeritori di carico, i variatori di rapporto sotto carico dei trasformatori, etc...

È interesse di questa trattazione, soffermarsi sulla prima fase, la stabilità transitoria, in quanto la stabilità dinamica e la long-term dynamics non sono facilmente affrontabili se non con un approccio di tipo numerico. Per il calcolo della stabilità transitoria vi è un metodo semplice, chiamato criterio delle aree, già visto qualitativamente nel precedente capitolo. Questo metodo è applicabile solamente a due modelli:

- Generatore sincrono connesso ad una rete di potenza infinita;
- Due macchine sincrone connesse da una rete passiva;

Si utilizzerà il primo dei due considerando il sistema in figura sottostante.

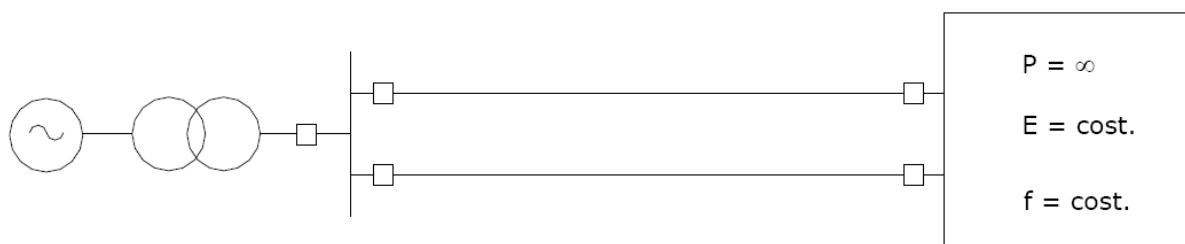


Figura 84 - Macchina sincrona collegata ad una rete di potenza infinita.

Con riferimento alla fig. XX, si indichi con:

- P_m, C_m potenza e coppia meccanica generate dal motore primo;
- P_e, C_e potenza elettrica erogata in rete dalla macchina sincrona e coppia elettromeccanica;
- $P_a = P_m - P_e$ potenza accelerante o decelerante;
- J momento di inerzia della macchina sincrona e del motore primo;
- $\theta(t) = \frac{\omega_0}{p}t + \frac{\delta(t)}{p}$ ascissa angolare del rotore rispetto ad un asse di riferimento fisso x ;
- $\frac{d\theta}{dt}, \frac{d^2\theta}{dt^2}$ velocità angolare e accelerazione angolare del rotore;
- $\frac{\omega_0}{p}$ velocità angolare nominale del rotore;
- $\delta(t) = p\theta(t) - \omega_0 t$ angolo elettrico tra il rotore della macchina sincrona (G) ed il rotore di una macchina di potenza infinita (G_∞) ruotante a velocità costante ω_0 . Si può assumere uguale allo sfasamento tra la f.e.m. interna della macchina (supposta costante durante il transitorio) e la tensione della rete di potenza infinita

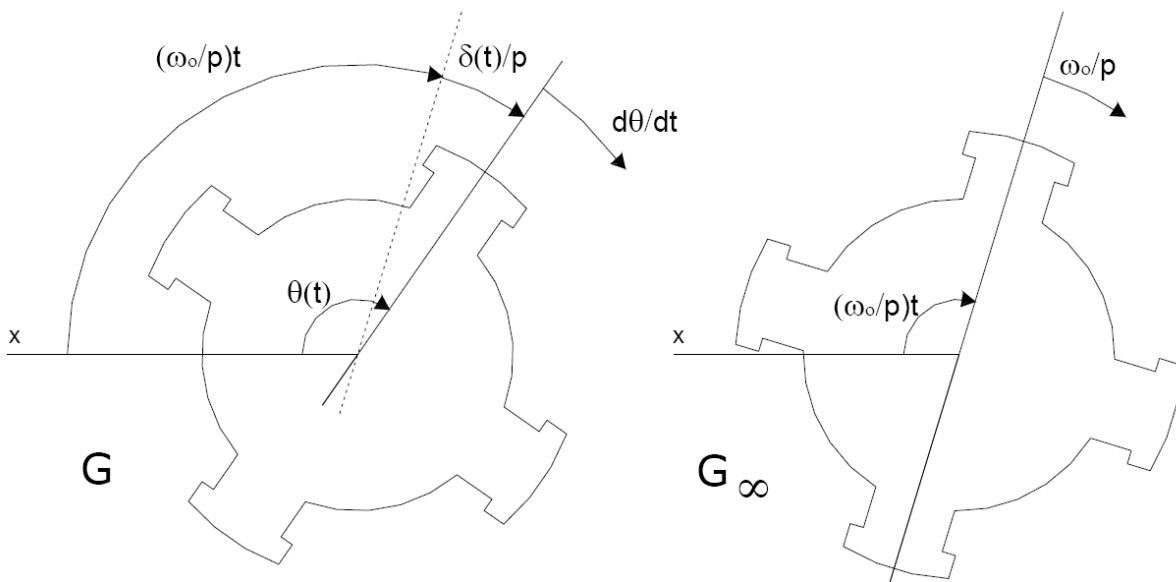


Figura 85 - Rotore della macchina sincrona (G) e rotore di una macchina sincrona di potenza infinita (G_∞).

Dall'ultima delle definizioni date si può immediatamente scrivere:

$$\begin{cases} \frac{d\theta}{dt} = \frac{1}{p} \frac{d\delta}{dt} + \frac{\omega_0}{p} \\ \frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{1}{p} \frac{d^2\delta}{dt^2} \end{cases}$$

Il moto del rotore della macchina sincrona è regolato dalla nota equazione:

$$C_m - C_e = J \frac{d^2\theta}{dt^2}$$

Moltiplicando ambo i membri per $\frac{d\theta}{dt}$ si ottiene:

$$J \frac{d\theta}{dt} \frac{d^2\theta}{dt^2} = (C_m - C_e) \frac{d\theta}{dt} = P_m - P_e$$

Dal momento che la valutazione riguarda la stabilità transitoria (la prima delle tre fasi) è possibile considerare la velocità di rotazione dell'asse $\frac{d\theta}{dt}$ costante (in realtà si discosta di pochi percento, ma con questa approssimazione non si commettono errori grossolani), e pari al valore della velocità di sincronismo $\frac{\omega_0}{p}$. Sotto tale ipotesi si può scrivere:

$$J \frac{\omega_0}{p} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a$$

Ovvero:

$$J \frac{\omega_0}{p^2} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a$$

A partire da questa equazione è piuttosto semplice dimostrare il criterio delle aree. Moltiplicando ambo i membri per $2 \frac{d\delta}{dt}$ si ottiene:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = 2P_a \frac{p^2}{J\omega_0} \frac{d\delta}{dt}$$

Che può anche essere scritta come:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = 2P_a \frac{p^2}{J\omega_0} \frac{d\delta}{dt}$$

A questo punto si passa dalle derivate ai differenziali moltiplicando entrambi i membri per dt :

$$d \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = 2P_a \frac{p^2}{J\omega_0} d\delta$$

Integrando tra l'istante iniziale t_0 e un istante successivo t^* a cui corrispondono gli angoli δ_0 e δ^* si ottiene:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)_{t=t^*}^2 - \left(\frac{d\delta}{dt} \right)_{t=t_0}^2 = \frac{2p^2}{J\omega_0} \int_{\delta_0}^{\delta^*} P_a d\delta$$

È evidente che se a macchina all'istante iniziale era in condizioni di regime permanente la variazione di angolo di coppia δ era nulla, quindi:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)_{t=t_0} = 0$$

La condizione per cui la macchina rimanga stabile è che il rotore ritrovi la velocità di sincronismo (persa a seguito della perturbazione) prima che l'angolo δ eguagli l'angolo δ_l . Se ciò accade al generico istante t^* si può scrivere:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{t=t^*} = 0$$

In conclusione si deduce che la condizione necessaria affinché sia assicurata la stabilità è che per un certo valore di δ^* , si annulli l'integrale:

$$\int_{\delta_0}^{\delta^*} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta^*} (P_m - P_e) d\delta = 0$$

Questo integrale si può rappresentare graficamente in un piano $P - \delta$ come in fig. XX.

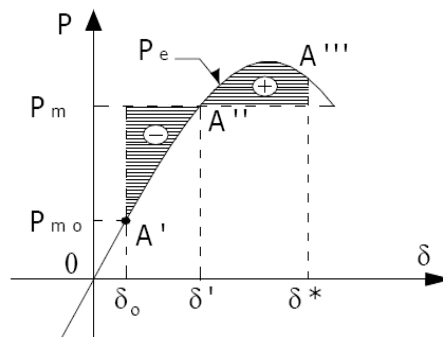


Figura 86 - Interpretazione grafica del criterio delle aree.

Fisicamente succede che all'aumento della potenza richiesta la macchina reagisce cedendo parte della sua energia cinetica rallentando la rotazione. Quando si supera il punto δ' , invece, accade l'opposto. Vi è un esubero di energia in rete e la macchina accelera fino a che, raggiunto il punto δ^* , non guadagna nuovamente la velocità di sincronismo. A questo punto, però, continua ad esserci un eccesso di potenza erogata, quindi la macchina continua la sua accelerazione riducendo così l'angolo δ . La macchina prosegue con oscillazioni successive che, se non ci fossero fenomeni dissipativi, continuerebbero indefinitamente tra δ_0 e δ^* . Tuttavia, proprio per la presenza di tali fenomeni incentivati anche dalle barre di smorzamento, la macchina guadagna nuovamente l'equilibrio nel nuovo punto stabile δ' . È opportuno a questo punto osservare che l'analisi mediante il criterio delle aree si effettua sulla prima oscillazione della macchina. Per quanto detto, infatti, se la macchina non perde il passo alla prima oscillazione del rotore, allora non lo perderà di certo in nessuna delle successive.

Per concludere è opportuno ribadire che il criterio delle aree individua una condizione necessaria e sufficiente per la stabilità del sistema, soltanto se il sistema è costituito da due macchine (ipotesi iniziali). In ogni altro caso, il criterio delle aree determina una condizione necessaria, ma non sufficiente ai fini della stabilità. Questo perché, nei sistemi complessi, può capitare che alcune macchine non perdano il passo alla prima oscillazione, ma lo perdano, ad esempio, nella seconda.

Questi fenomeni, come accennato, possono essere analizzati numericamente, ma verranno tralasciati in questa trattazione.

10.3 Casi notevoli di applicazione del criterio delle aree

È interessante esaminare alcuni casi notevoli di applicazione del criterio delle aree, nel caso di una centrale connessa ad una rete di potenza infinita tramite una o più linee in parallelo, considerando grandi variazioni brusche (guasti, fig. XX).

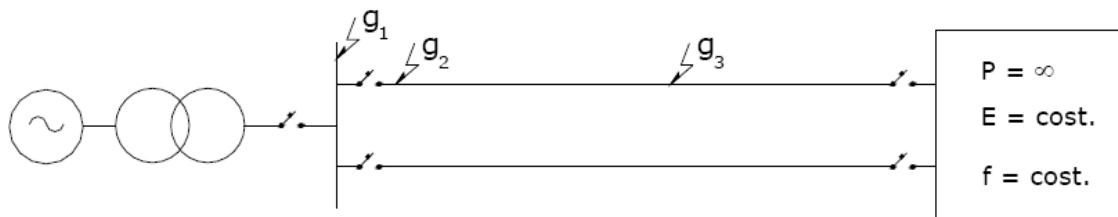


Figura 87 - Centrale elettrica connessa ad una rete di potenza infinita.

Prima di procedere ed analizzare i singoli casi, è opportuno notare che il caso di una macchina connessa a una rete di potenza infinita è chiaramente un'astrazione. Tuttavia, per molto tempo si è utilizzata per mancanza di strumenti di calcolo appropriati. Al giorno d'oggi ha un'utilità esclusivamente didattica, che consente di formare una certa sensibilità alle grandezze in gioco.

10.3.1 Linea in doppia terna. Distacco permanente di una linea

Aperto una delle due linee la reattanza del collegamento aumenta e la caratteristica si abbassa passando dalla (a) alla (b). Nelle condizioni di figura XX la macchina è stabile. L'angolo massimo raggiunto è δ'' e la nuova posizione di equilibrio è il punto B' .

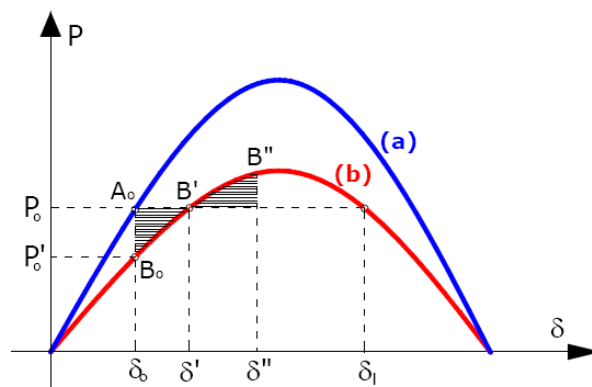


Figura 88 - Linea in doppia terna. Distacco permanente di una linea.

10.3.2 Linea a doppia terna. Guasto trifase in una terna seguito da apertura permanente

L'angolo δ_a raggiunto dal rotore al momento dell'interruzione del guasto, dal momento che il rotore è in moto uniformemente accelerato è:

$$\frac{\delta_a - \delta_0}{p} = \frac{1}{2} \frac{C_m}{J} \Delta t_a^2$$

Durante la persistenza del guasto la potenza elettrica erogata si annulla e pertanto la caratteristica $P_e(\delta)$ coincide con l'asse delle ascisse (fig. XX). Dopo l'apertura della linea, la potenza elettrica erogata varia secondo la caratteristica (b) e il rotore rallenta.

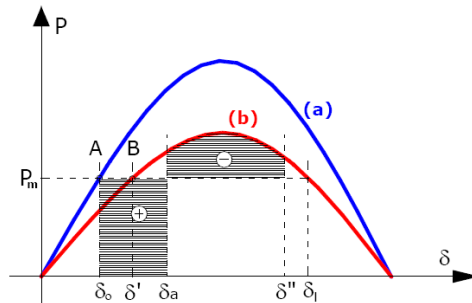


Figura 89 - Linea a doppia terna. Guasto trifase in una terna seguito da apertura permanente.

10.3.3 Linea a doppia terna. Guasto trifase in una linea seguito da richiusura riuscita

Rispetto al caso precedente la stabilità è influenzata, oltre che dal tempo di apertura Δt_a , anche dalla pausa prima della richiusura Δt_r . Dopo che è avvenuta la richiusura riuscita la potenza elettrica erogata va letta sulla caratteristica (a) (due linee in servizio, vedi fig. XX).

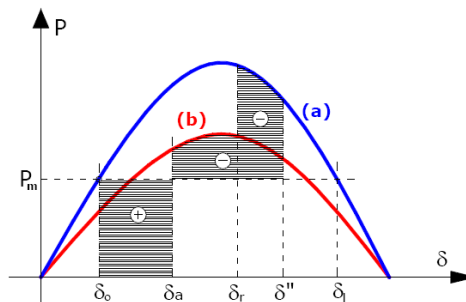


Figura 90 - Linea a doppia terna. Guasto trifase in una linea seguito da richiusura riuscita.

10.3.4 Linea a semplice terna. Guasto monofase seguito da apertura monofase e richiusura riuscita

Durante la persistenza del guasto e la successiva interruzione momentanea di una fase, la macchina continua ad erogare una parte della potenza P_m in rete attraverso le due fasi non affette da guasto e la terra. L'ampiezza della caratteristica (c) può anche essere maggiore di quella della caratteristica (b) e dipende dalla posizione del guasto e dallo stato del neutro della rete:

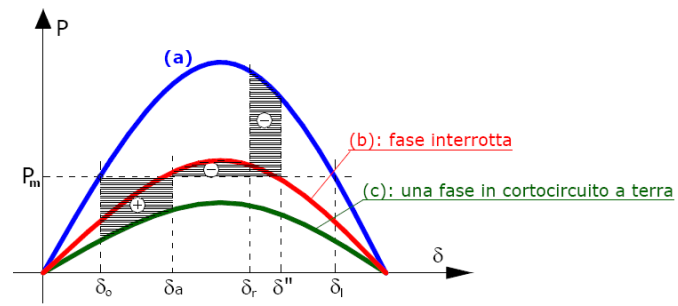


Figura 91 - Linea a semplice terna. Guasto monofase seguito da apertura monofase e richiusura riuscita

10.4 Provvedimenti per aumentare la stabilità di trasmissione

Per migliorare la stabilità di rete esistono una serie di provvedimenti più o meno incisivi. Di seguito si porteranno in rassegna vari tipi di provvedimenti, cercando di metterne in evidenza gli aspetti fondamentali.

10.4.1 Aumento della tensione di trasmissione

Il primo e più intuitivo provvedimento è rappresentato dall'aumento della tensione di trasmissione. È infatti evidente come il limite di stabilità statico sia (assumendo $E_G \approx E_M = V$):

$$P_{eM} = \frac{V^2}{X}$$

Quindi la potenza trasmissibile varia all'incirca con il quadrato della tensione di rete. Tuttavia, per esigenze economiche, non ci si può scostare di molto dall'optimum economico visto nel cap. 1.3.

10.4.2 Riduzione della reattanza delle macchine

Così come è possibile agire sulla tensione, è possibile ridurre la reattanza delle macchine che, essendo in serie con quelle di linea, si sommano al denominatore dell'espressione della potenza massima trasmissibile al limite di stabilità statica. Tuttavia, la riduzione delle reattanze porta ad una serie di inconvenienti:

- Aumento dei costi di costruzione
- Aumento delle correnti di corto circuito
- Conseguente aumento della tenuta richiesta agli sforzi elettrodinamici

Se la P_{cc} della rete è molto elevata è opportuno non intervenire sulle reattanze delle macchine. Per reti con bassa P_{cc} , invece si può cercare di applicare questa correzione.

10.4.3 Riduzione della reattanza delle linee – condensatori serie

Il provvedimento più economico per ridurre la reattanza longitudinale di una linea è quello di utilizzare dei condensatori in serie (fig. XX).

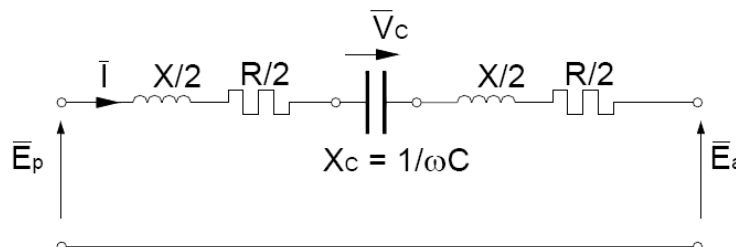


Figura 92 - Condensatori serie.

10.4.4 Eliminazione rapida dei guasti – richiusura degli interruttori

I moderni interruttori AT riescono ad interrompere le correnti di guasto in breve tempo (3-5 periodi). È importante, come è stato visto in precedenza, effettuare la richiusura rapida degli interruttori. In questo modo, se il guasto era di natura transitoria, ci sono più possibilità che i generatori non perdano il passo.

10.4.5 Aumento dell'inerzia dei generatori

La variazione dell'angolo di spostamento del rotore è evidentemente influenzata dall'inerzia della macchina; il parametro usato per identificarla è la costante di inerzia H . La costante di inerzia H è definita come il rapporto tra l'energia cinetica accumulata quando il rotore ruota a velocità nominale e la potenza nominale della macchina sincrona:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J \left(\frac{\omega_0}{p}\right)^2}{P_n}$$

Valori tipici per il complesso turbina-generatore sono:

- Turbine a gas: $H = 6 \div 8 \text{ s}$
- Termoelettrici: $H = 4 \div 5 \text{ s}$
- Idroelettrici: $H = 3 \div 5,5 \text{ s}$

Alle volte, invece che la costante di inerzia, si utilizza un parametro analogo chiamato tempo di avviamento T_{ac} che è il tempo che la macchina impiega per raggiungere la velocità nominale partendo da ferma. Considerando l'equazione del moto:

$$J \frac{d\omega}{dt} = C_n$$

È possibile scrivere

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{C_n}{J}$$

Moltiplicando per dt ed integrando tra l'istante iniziale (macchina ferma) e l'istante finale (macchina che ruota a velocità nominale) si ha:

$$\int_0^{\frac{\omega_0}{p}} d\omega = \frac{C_n}{J} \int_0^{T_{ac}} dt$$

da cui

$$T_{ac} = \frac{\omega_0/p}{C_n/J}$$

Ovvero:

$$T_{ac} = \frac{\frac{\omega_0}{p}}{C_n/J} = \frac{\frac{\omega_0}{p}}{\frac{P_n}{\omega_0/p} \frac{1}{J}} = \frac{J \left(\frac{\omega_0}{p}\right)^2}{P_n} = 2H$$

Si utilizzano le costanti H e T_{ac} in quanto, mentre l'inerzia della macchina J varia molto a seconda della taglia, queste due costanti rimangono sempre dello stesso ordine di grandezza.

In passato, con delle soluzioni molto costose, sono state utilizzate anche macchine con costanti d'inerzia molto maggiori del valore naturale. Con l'utilizzo sempre più spinto dell'acciaio, tuttavia, le costanti di inerzia si sono ridotte anche fino a soli 2 secondi.

10.4.6 Sistemi di eccitazione e regolatori di tensione

L'influenza dei sistemi di controllo non è molto importante durante la prima oscillazione del rotore, a causa dell'inerzia del circuito magnetico. Ad ogni modo il miglioramento della stabilità transitoria è tanto più apprezzabile quanto più grandi sono il guadagno e la tensione di ceiling, e quanto minori sono le costanti di tempo del sistema di eccitazione.

10.4.7 Compensatori sincroni e statici

Con riferimento alla fig. XX si può dire che il compensatore sincrono, se ha elevata velocità di risposta, stabilizzando la tensione sulla sbarra B, fa in modo che perturbazioni a monte della sbarra B non interessino il sistema a valle e viceversa. I compensatori sincroni sono molto più costosi, sia come spese di esercizio (perdite e manutenzione), che costi d'impianto dei condensatori serie.

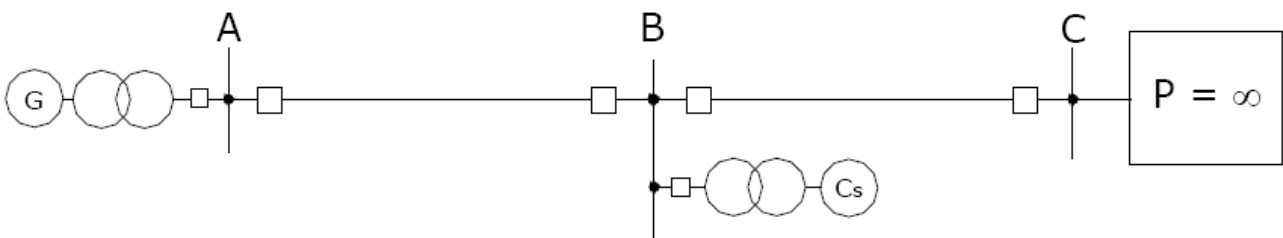


Figura 93 - Rete con compensatore sincrono.

Considerazioni analoghe si possono effettuare per i compensatori statici.

10.4.8 Stazioni intermedie

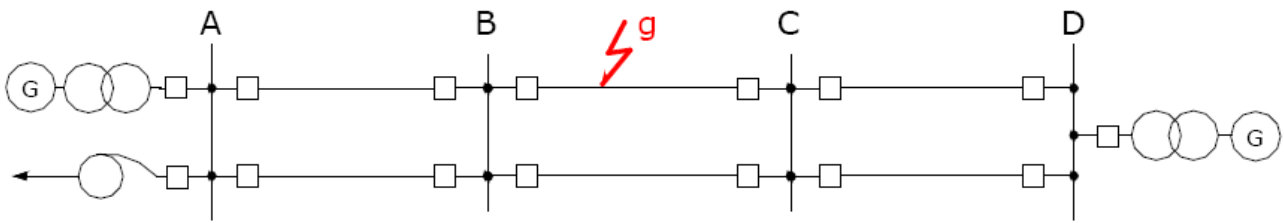


Figura 94 - Aggiunta di stazioni intermedie.

L'interposizione di stazioni intermedie in collegamenti con più di due terne in parallelo migliora la stabilità perché, in caso di guasto, si riduce la lunghezza del tronco di linea interrotto. Si tratta di una soluzione molto costosa e che condiziona il tracciato delle linee almeno nei tratti in prossimità delle stazioni.

10.4.9 Resistenze di frenatura

Le resistenze di frenatura sono resistenze elettriche che vengono temporaneamente collegate alle sbarre di centrale durante le perturbazioni in rete. Sono generalmente costituite da banchi di resistenze trifasi di tipo metallico. Vengono inserite in centrale tramite la manovra di un interruttore quando le macchine accelerano oltre un prefissato valore. Possono essere collegate in derivazione, tra le sbarre di AT e terra, oppure in serie agli avvolgimenti di AT del trasformatore elevatore. Per contenere i costi vengono dimensionate per un servizio di massimo 2-4 s; vengono in genere disinserite dopo circa 1 s. Le resistenze di frenatura sono molto importanti per centrali collegate con una sola lunga linea alla rete.

10.4.10 Fast valving

Si tratta di un provvedimento attuabile solo nelle turbine a vapore, il cui fluido motore ha poca inerzia. Il "fast valving" consiste nella chiusura per alcuni secondi delle valvole di intercettazione del vapore, oppure delle valvole di regolazione con esse in serie, o di entrambe. La riduzione della potenza meccanica generata inizia dopo circa 100 ms e dopo 300 ms la potenza può essere già scesa al 50%. L'effetto è meno immediato rispetto alle resistenze di frenatura, a causa dell'inerzia delle valvole e per la presenza di vapore intrappolato nelle turbine dopo la chiusura delle valvole.

10.4.11 Distacco temporaneo dei carichi

Le reti sono dotate di relé alleggeritori di carico, sensibili alla frequenza e alla derivata della frequenza atti a distaccare rapidamente una parte del carico quando avviene un improvviso squilibrio fra potenza assorbita e generata. I relé alleggeritori sono tarati in frequenza tra 49,8 Hz e 47,5 Hz e in derivata di frequenza tra 0,1 e 1 Hz/s. L'azione dei relé alleggeritori è importante anche contro l'instabilità dinamica. Il distacco dei carichi all'estremità ricevente di una lunga linea di trasmissione per aumentare la stabilità transitoria deve essere attuato con telecomandi.

11. Sovratensioni

Si definisce sovratensione qualsiasi tensione che sollecita l'isolamento tra fase e terra con ampiezza superiore a

$$E_M = \frac{\sqrt{2} V_M}{\sqrt{3}}$$

Dove V_M è la tensione massima ammessa in esercizio continuativo. Una possibile classificazione delle sovratensioni è effettuata in base al **tempo di persistenza**. Si distinguono:

- Sovratensioni atmosferiche (poche decine di μs)
- Sovratensioni di manovra (poche decine di ms)
- Sovratensioni temporanee (da alcuni periodi elettrici, fino a parecchi minuti)

11.1 Sovratensioni atmosferiche

Le sovratensioni atmosferiche sono quelle generate da fulmini. Un fulmine è una rapida scarica della carica accumulata nelle nubi. Il fenomeno interessa particolarmente le linee aeree. Si possono distinguere due casi di fulminazione di una linea:

- **Fulminazione diretta:** il fulmine cade direttamente su una parte strutturale della linea: conduttori, funi di guardia o sostegni.
- **Fulminazione indiretta:** la sovratensione è indotta per via elettrostatica o elettromagnetica dalla scarica di un fulmine a terra o tra due nubi in prossimità della linea.

La scarica di un fulmine è riconducibile ad un impulso di corrente. È stata definita un'onda impulsiva riproducibile in laboratorio che simuli ragionevolmente il fenomeno naturale per la progettazione e le prove degli isolamenti: l'onda 1.2/50 μs , rappresentata in fig. XX.

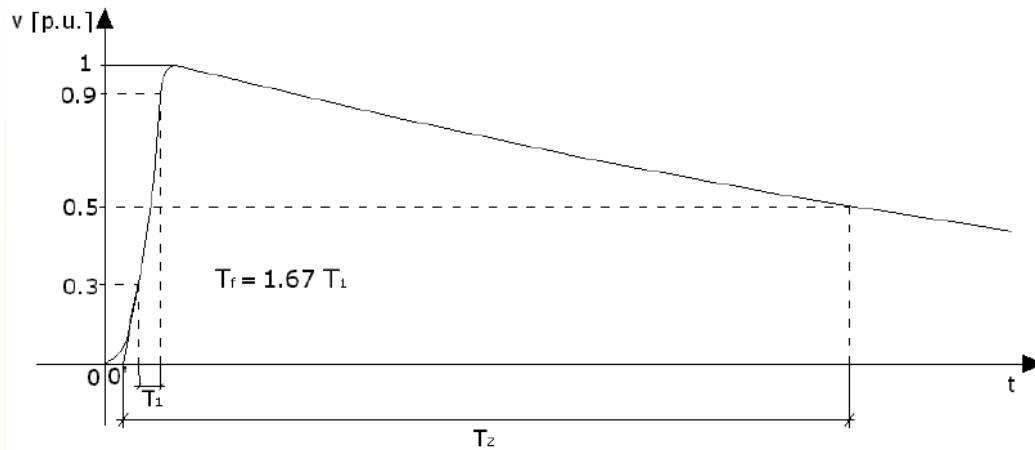


Figura 95 - Impulso convenzionale atmosferico.

La durata del fronte d'onda è di $1.2 \mu\text{s} \pm 30\%$, mentre la durata della coda di $50 \mu\text{s} \pm 20\%$. Si procederà ora all'analisi delle fulminazioni sia dirette che indirette.

11.1.1 Sovratensioni per fulminazione diretta delle linee

Se un fulmine colpisce un conduttore di una linea aerea (fig. XX) di impedenza d'onda pari a Z_0 (tipicamente $Z_0 = 250 - 500 \Omega$), si propagano due onde di corrente di ampiezza $I_f/2$ (con I_f valore di cresta della corrente di fulmine), a cui sono associate due onde impulsive di tensione di ampiezza $V_f = Z_0 \cdot (I_f/2)$ e fronte molto ripido (da $0,5 \mu s$ a parecchi μs).

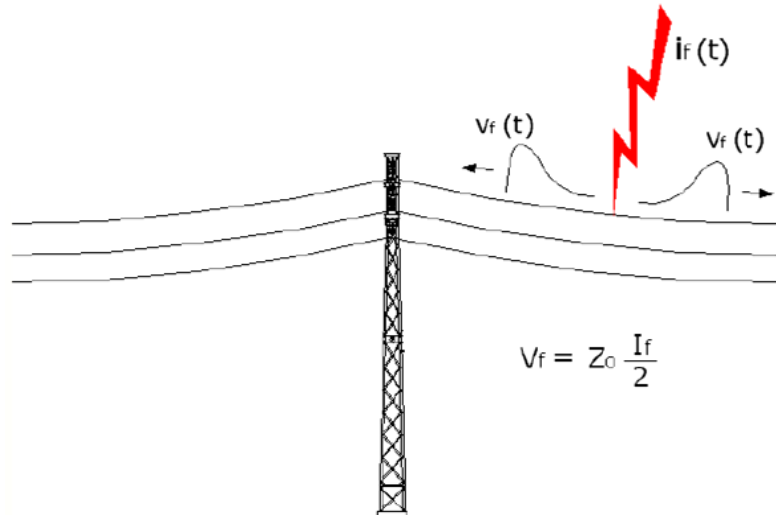


Figura 96 - Fulminazione diretta di una linea.

La sovratensione che si propaga lungo la linea, molto spesso scarica sulla prima fila di isolatori che incontra, e questo non è accettabile per l'esercizio. Perciò è necessario schermare efficacemente la linea con delle funi di guardia (fig. XX).

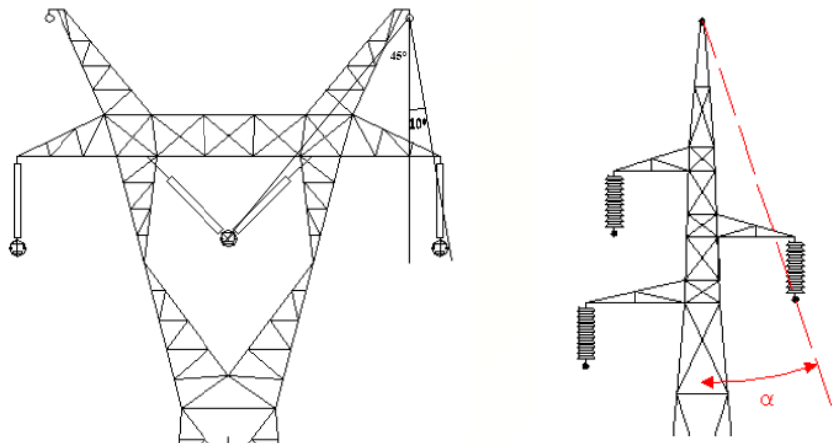


Figura 97 - Angolo di protezione delle funi di guardia.

Lo schermaggio efficace delle funi di guardia si ha per un angolo α inferiore a 35° . Uno schermaggio ottimale si ottiene per $\alpha = 10 - 20^\circ$. Nel caso di linee AAT, aventi due funi di guardia disposte in piano, per la fase centrale sono sufficienti 45° .

Se un fulmine colpisce un sostegno (o una fune di guardia), la corrente si divide tra le due funi di guardia in proporzioni diverse a seconda della loro impedenza d'onda. La testa del sostegno

assume un potenziale elevato pari al prodotto della sua impedenza d'onda per la corrente che lo attraversa. In questo caso non si può trascurare il fenomeno di riflessione dell'onda che percorre il sostegno. Dal momento che $Z_{terra} \ll Z_{sostegno}$ l'onda di tensione riflessa ha segno opposto rispetto all'onda incidente. Questo fenomeno si chiama **arco di ritorno**. Per questo motivo, la massima tensione alla testa del sostegno (somma della tensione incidente e la tensione riflessa) è tanto minore quanto minore è l'impedenza d'onda dell'impianto di terra (Z_{terra}) e quanto più basso è il sostegno. Gli isolatori vengono sollecitati dalla somma della massima tensione assunta dalle tre fasi (una delle tre fasi sarà certamente prossima al massimo della tensione) e della tensione assunta dal traliccio. Per evitare la scarica è assolutamente necessario evitare che questa tensione sia troppo elevata. Per ridurre la resistenza di terra (specie in terreni rocciosi) è possibile utilizzare delle corde di messa a terra disposte radialmente alla base del traliccio.

11.1.2 Sovratensioni per fulminazione indiretta delle linee

Questa tipologia di fulminazione provoca delle conseguenze meno ingenti rispetto alla fulminazione diretta. È stato appurato che le sovratensioni dovute a questi fenomeni non superano i 200-300 kV. Per questo motivo non sono causa di problemi per le linee AAT o AT, ma possono mettere in crisi l'isolamento delle linee MT e BT. Si possono distinguere due tipi di sovratensioni indotte per fulminazione indiretta:

- Per induzione elettrostatica
- Per induzione elettromagnetica

Vediamo il meccanismo che porta alla prima tipologia di fenomeno. Una nuvola che sovrasta la linea elettrica si carica lentamente (tipicamente la carica delle nubi è di tipo negativo), come rappresentato in fig. XX.a.

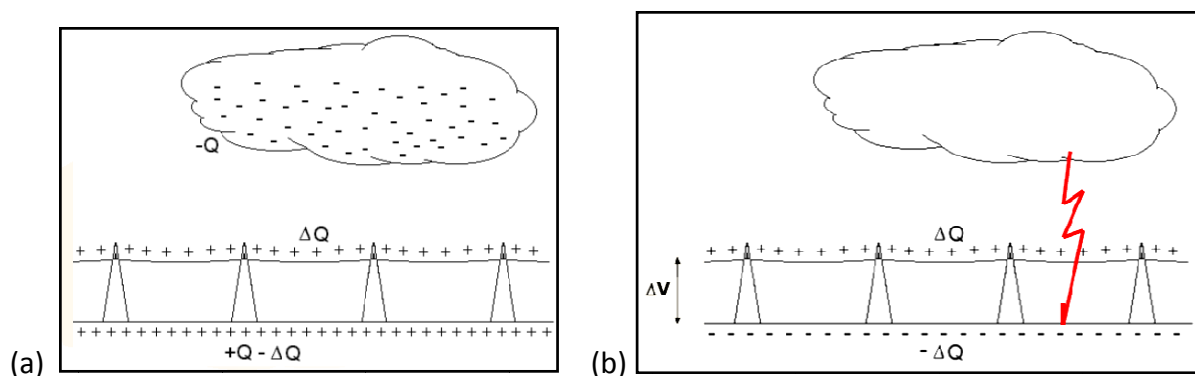


Figura 98 - Una nuvola carica elettricamente induce delle cariche nel terreno e nella linea sottostanti (a). Al momento della scarica rimangono delle cariche residue sui conduttori (b).

Per effetto dell'induzione elettrostatica, sul terreno si troveranno un certo numero di cariche positive. Attraverso le conduttanze trasversali anche la linea si carica lentamente, talché non si venga a creare una sensibile d.d.p. tra la linea e la terra. Al momento della scarica del fulmine al suolo, la carica ΔQ presente sulla linea non subisce variazioni apprezzabili (fig. XX.b). Si viene quindi a formare una d.d.p. non più trascurabile tra linea e suolo pari a

$$\Delta V = \frac{\Delta Q}{C}$$

Questa sovratensione da origine ad una serie di onde migranti come nel caso della fulminazione diretta. Il loro effetto, tuttavia, non viene risentito per distanze superiori al chilometro.

La fulminazione indiretta provocata da induzione elettromagnetica, invece, è causato dal concatenamento del campo magnetico indotto dalla scarica atmosferica e la linea stessa. La sua intensità può essere anche maggiore della sovratensione per induzione elettrostatica. L'ampiezza delle sovratensioni indotte per via elettromagnetica è direttamente proporzionale alla corrente del fulmine e all'altezza dei conduttori, ed inversamente proporzionale alla distanza di caduta del fulmine. La presenza di funi di guardia, sedi di correnti indotte, riduce l'ampiezza di queste sovratensioni del 30-40%.

11.2 Sovratensioni temporanee

Si distinguono le seguenti sovratensioni temporanee:

- **Per guasto dissimmetrico a terra:** se la rete è esercita con il neutro messo efficacemente a terra si ha una sovratensione inferiore a $\Delta V \leq 1,4 p. u.$.
- **Per perdita di carico dei generatori sincroni:** in questo caso intervengono le reattanze subtransitoria e transitoria che limitano la sovratensione a $1,15 \div 1,25 p. u.$. Successivamente interviene il regolatore di tensione che riduce l'eccitazione (vedi fig. XX).

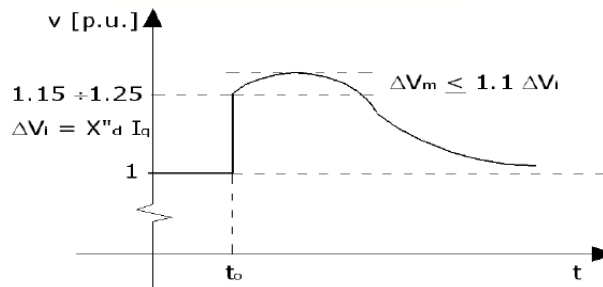


Figura 99 - Sovratensione per perdita di carico dei generatori sincroni.

- **Per sovravelocità dei generatori sincroni:** nelle macchine con eccitatrici a dinamo, una sovravelocità determina anche un aumento dell'induzione e quindi della tensione ai morsetti. Il fenomeno è sentito maggiormente negli impianti idroelettrici (si può raggiungere il 150% della velocità nominale) che in quelli termici (dove si raggiunge al più il 110% della velocità nominale). L'effetto dell'inerzia dei gruppi limita queste sovratensioni a $1,2 \div 1,3 p. u.$.
- **Per effetto Ferranti:** per una linea a vuoto, trascurando gli elementi dissipativi, si ha:

$$\bar{E}_a = \frac{\bar{E}_p}{\cos \frac{2\pi a}{\lambda}}$$

Per linee molto lunghe (prossime alla lunghezza d'onda della tensione) si può avere che $a = \frac{\lambda}{4}$ da cui $\bar{E}_a = \infty$. Nella realtà ci sono degli effetti dissipativi che evitano ciò, ma l'esperienza di esercizio ha rilevato che $\frac{\bar{E}_a}{\bar{E}_p} \approx 2$ per $a = 1000 km$. Per $a < 600 km$, si hanno sovratensioni dell'ordine di $1,2 \div 1,25 p. u.$.

Le sovratensioni fin'ora descritte sono abbastanza frequenti negli impianti. Si possono contenere ma non eliminare, e possono combinarsi tra loro fino a dare luogo a sovratensioni anche di $2 p. u.$.

- **Per ferrorisonanza:** si manifesta, ad esempio, in lunghe linee di AAT dotate di condensatori serie e chiuse all'estremità ricevente su autotrasformatori o reattanze shunt con nucleo in ferro saturabile.

11.3 Sovratensioni di manovra

Si distinguono le seguenti sovratensioni di manovra:

- **Messa in tensione di una linea a vuoto**: se la chiusura della linea avviene all'istante in cui la tensione è massima, si ha la condizione più critica. Considerando che la tensione resta al valore massimo per circa 3-4 ms e che la velocità di propagazione dell'onda è di 300 km/ms, in linee non eccessivamente lunghe si hanno vari percorsi andata e ritorno. Idealmente, in una linea monofase un'onda quadra riflettendosi su una linea a vuoto raddoppia di modulo. In una linea trifase considerando vari fattori quali le distorsioni, gli accoppiamenti tra le fasi e il non perfetto sincronismo nella chiusura dei poli si possono raggiungere sovratensioni di 3 p.u..
- **Richiusura di linea a vuoto**: dopo l'apertura di una linea, essa rimane carica perché sono presenti essenzialmente accoppiamenti capacitivi. Ipotizzando una linea monofase rimasta carica al valore di $-E_{max}$, se la richiusura avviene quando la tensione ha valore E_{max} , si ha una propagazione d'onda di $2E_{max}$ che raddoppia riflettendosi. Si avrà, quindi, una sovratensione di $4E_{max} + (-E_{max}) = 3E_{max}$. In una linea trifase considerando vari fattori quali le distorsioni, gli accoppiamenti tra le fasi e il non perfetto sincronismo nella chiusura dei poli si possono raggiungere sovratensioni di $3,5 \div 4$ p.u..

Per lo studio delle sovratensioni di manovra la IEC ha stabilito un **impulso convenzionale di manovra**. La forma dell'impulso è identica all'impulso convenzionale atmosferico, ma è caratterizzato da un fronte di $250 \mu s \pm 30\%$, ed una coda di $2500 \mu s \pm 60\%$. La durata della coda è molto importante per la verifica degli isolamenti solidi. Il valore scelto di $2500 \mu s$ fino all'emivalore corrisponde ad un impulso complessivo di durata pari ad un semiperiodo a frequenza industriale.

11.4 Coordinamento degli isolamenti

Il coordinamento degli isolamenti è la correlazione dei livelli di tenuta dei vari componenti, al fine di minimizzare i danni e le discontinuità di esercizio dovuti alle sovratensioni. A tal fine è necessario:

- Garantire l'isolamento alle normali sollecitazioni di esercizio e alla maggior parte di quelle anormali;
- Scaricare o deviare le sovratensioni che superano il livello di tenuta;
- Proteggere maggiormente le parti di impianto più costose.

Si distinguono due tipi di isolamenti:

- **autoripristinanti**
- **non autoripristinanti**

Nei primi, il dielettrico interposto tra i due elettrodi è in grado di rigenerarsi in seguito alla scarica (per esempio: spinterometri in aria), mentre nei secondi la scarica porta alla distruzione del componente di protezione.

Per gli isolamenti autoripristinanti si adotta un metodo di dimensionamento di tipo **probabilistico**, mentre per quelli non autoripristinanti si adotta un metodo di tipo **deterministico**.

In ogni caso nella scelta della **tensione di tenuta** intervengono le seguenti variabili aleatorie:

- Forma d'onda, rapidità del fronte e polarità delle sovratensioni di origine atmosferica e di manovra;
- Tensione di scarica degli isolamenti a geometria variabile (ad esempio la distanza sostegno-conduttore è funzione della velocità e della direzione del vento);
- Tensione di scarica degli isolamenti a geometria fissa in funzione della forma geometrica degli elettrodi, delle condizioni atmosferiche, della forma d'onda e della polarità della tensione impressa.

11.4.1 Coordinamento probabilistico degli isolamenti (autoripristinanti)

È possibile ritenere che l'andamento probabilistico del valore delle sovratensioni segua un andamento di tipo gaussiano. Questa affermazione è altresì confermata da numerosi rilevamenti sul campo effettuati nel corso degli anni. Sia quindi $\Phi(V)$ la distribuzione di probabilità dei valori di cresta delle sovratensioni atmosferiche, come detto di tipo gaussiano. Attraverso le prove di laboratorio è possibile tracciare anche una curva, relativa ad un isolamento autoripristinante, di probabilità di scarica $P(V)$. Tale curva fornisce l'attitudine di un determinato componente a sopportare le sovratensioni. Questa curva ha un andamento tipo quello mostrato in fig. XX. Si definisce **tensione di scarica 50%** ($V_{50\%}$) o **tensione critica di scarica**, la tensione per la quale si ha la scarica nel 50% dei casi. È possibile ritenere che, per un certo isolamento, la dispersione σ sia costante, pertanto è sufficiente fissare la $V_{50\%}$ per dimensionare un isolamento. Si definisce

rischio di scarica R, la probabilità che, al presentarsi di una sovratensione, l'isolamento scarichi. Analiticamente si può esprimere come:

$$R = \int_0^{+\infty} \Phi(V) P(V) dV$$

Sempre con riferimento alla fig. XX, il rischio di scarica è rappresentato dall'area tratteggiata in rosso.

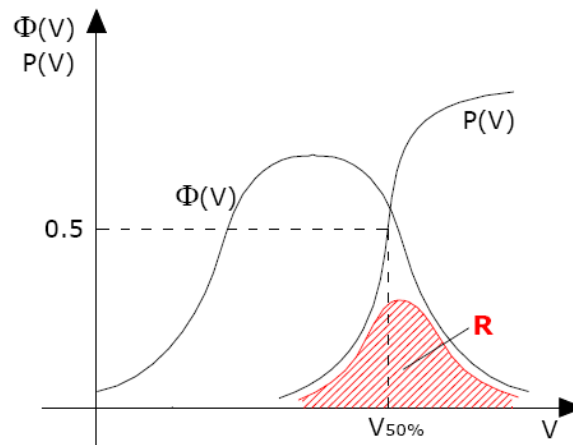


Figura 100 – Distribuzione di probabilità delle sovratensioni $\Phi(V)$, probabilità di scarica $P(V)$ e rischio di scarica R .

Il dimensionamento deve essere eseguito fissando una $V_{50\%}$ in modo tale che per uno stesso evento si abbia un R inferiore del rischio accettabile.

11.4.2 Coordinamento deterministico degli isolamenti (non autoripristinanti)

In questa tipologia di isolamenti non è possibile effettuare prove di laboratorio (se non in numero molto limitato), che porterebbero alla distruzione del componente. Il dimensionamento consiste, pertanto, nella scelta di un insieme di **tensioni di tenuta normalizzate**. Queste tensioni costituiscono il **livello di isolamento nominale dell'apparecchiatura**, ovvero la caratteristica di isolamento dell'apparecchiatura.

11.5 Apparecchi di limitazione delle sovratensioni

Per limitare le sovratensioni, sia di origine interna che di origine esterna, si adottano due tipi di provvedimenti:

- **Provvedimenti preventivi:** sono tutti quei provvedimenti in grado di limitare in ampiezza ed in numero le sovratensioni, come le funi di guardia, l'utilizzo di relè di protezione rapidi o la buona messa a terra dei sostegni.
- **Provvedimenti repressivi:** sono tutti quei provvedimenti che comportano l'adozione di apparecchiature in grado di contenere l'ampiezza delle sovratensioni nel punto in cui sono installati. Tali apparecchi sono essenzialmente due: **spinterometri in aria** e **scaricatori ad ossido metallico senza spinterometro**. Un tempo si utilizzavano anche delle resistenze non lineari in serie ad uno spinterometro, ma ormai sono caduti in disuso.

11.5.1 Spinterometri in aria

Uno spinterometro è un apparecchio costituito da due elettrodi di acciaio separati da una distanza in aria. Gli elettrodi possono assumere varie forme, in fig. XX un tipo di spinterometro chiamato spinterometro a corna.

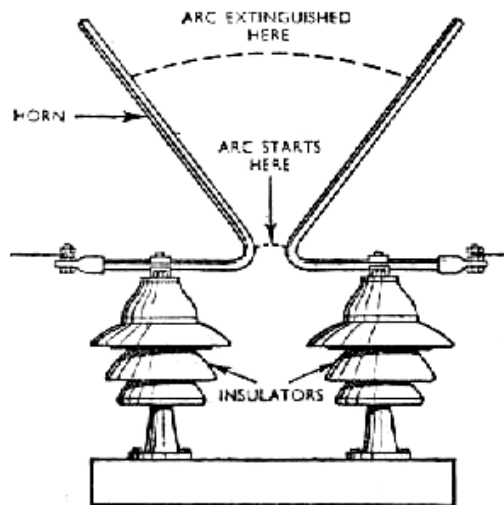


Figura 101 - Spinterometro a corna.

Si utilizzano nei sistemi con tensione di esercizio $E_M < 123 \text{ kV}$. La distanza tra gli elettrodi è studiata in modo che, al presentarsi di una grande sovratensione, si inneschi un arco tale da portare la tensione tra gli elettrodi quasi a zero (la tensione residua è pari alla tensione dell'arco, che non è mai pericolosa per gli isolamenti) in un tempo molto rapido, dell'ordine di 10^{-8} secondi.

Gli spinterometri sono apparecchiature semplici. Sono pertanto affidabili ed economici, ma presentano alcuni svantaggi.

Per caratterizzare uno spinterometro, si eseguono una serie di prove di laboratorio sottoponendo il componente ad una serie di impulsi atmosferici convenzionali con tensione di cresta decrescente

e si riportano su un diagramma $V - t$ la tensione e l'istante di tempo in cui avviene la scarica, per ogni prova, come in fig. XX.

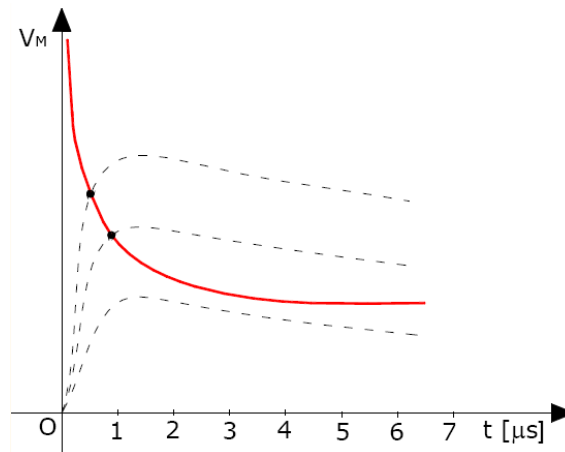


Figura 102 - Caratteristica tensione alla scarica-tempo alla scarica.

È possibile (seppur con diverse tecniche e più adeguate attrezzature) tracciare la medesima curva per i componenti più costosi ed importanti degli impianti, quali i trasformatori. Con riferimento alla fig. XX, è evidente che, se si presentasse una sovratensione avente fronte d'onda di ripidezza superiore della linea OP ed ampiezza maggiore di V_p la scarica si produrrebbe nel trasformatore anziché nello spinterometro, con evidenti danni agli avvolgimenti e fuori servizio dello stallo in stazione.

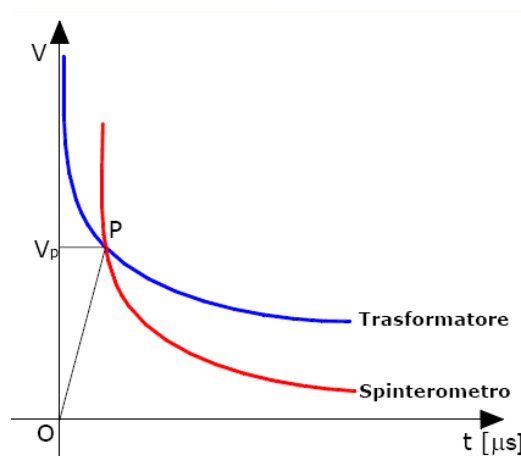


Figura 103 - Protezione spinterometrica.

Per ovviare a tale problema si potrebbe abbassare la caratteristica dello spinterometro (avvicinando gli elettrodi tra loro), ma in questo modo si corre il rischio di avere la scarica anche in presenza di sovratensioni modeste. Risulta pertanto impossibile ovviare a questo problema. Vi sono anche altri inconvenienti legati all'utilizzo degli spinterometri:

- Nelle reti AT esercite con neutro a terra, l'arco dello spinterometro non si estingue al termine della sovratensione, ma rimane alimentato dalla tensione di esercizio;
- Il valore della tensione di innesco presenta una notevole dispersione, essendo legato a variabili quali la forma d'onda e polarità della sovratensione e le condizioni atmosferiche;

- L'innesco dello spinterometro provoca la troncatura della sovratensione in un tempo molto rapido. Ne consegue una forte sollecitazione dielettrica tra le spire dell'isolamento tra le spire dei trasformatori;
- Il cortocircuito fase-terra che segue all'innesco dello spinterometro provoca sollecitazioni termiche ed elettrodinamiche nei componenti dell'impianto.

11.5.2 Scaricatori ad ossido metallico

Gli scaricatori ad ossido metallico sono dei dispositivi di protezione costituiti da dischi cilindrici posti in serie realizzati con ossidi metallici (principalmente ossido di zinco, ZnO) che presentano una caratteristica fortemente non lineare, come in fig. XX:

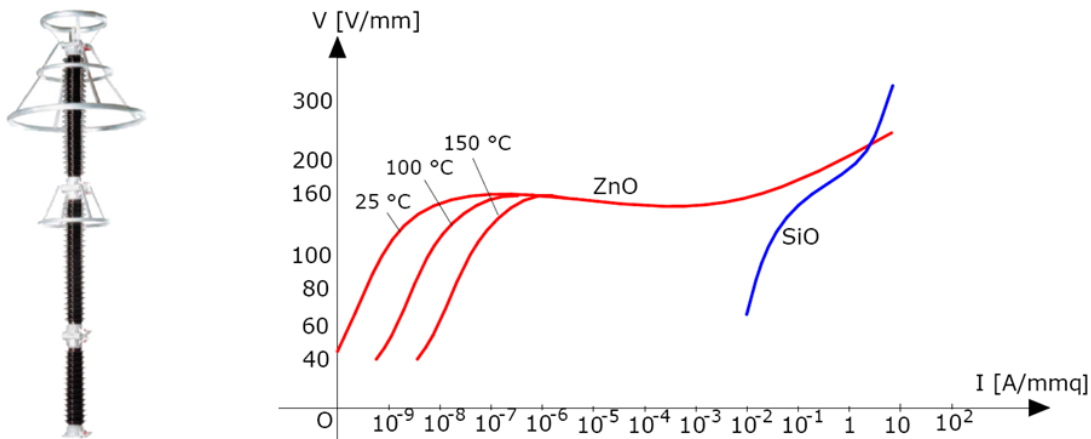


Figura 104 - Scaricatore e caratteristica elettrica.

La non conducibilità alle basse tensioni è fortemente influenzata dalla temperatura: se si superano i 130°C si rischia l'instabilità termica.

Si dice **energia dissipabile** (espressa in kJ o in MJ) di uno scaricatore, l'energia che questo è in grado di dissipare durante una sovratensione prima che sopraggiungano problemi di instabilità termica. Gli scaricatori sono dimensionati per fronteggiare le sovratensioni atmosferiche e di manovra. Per questo motivo gli sono maggiormente sollecitati dalle sovratensioni temporanee che possono durare anche alcuni minuti, con ingentissime energie associate.

Si dice **tensione residua**, la tensione che rimane ai capi degli apparecchi protetti quando è in funzione lo scaricatore.

Si dice **corrente nominale di scarica** la corrente che lo scaricatore è in grado di drenare per onde ad impulso atmosferico.

Si dice **livello di protezione** la massima sovratensione a cui sono sottoposti gli apparecchi protetti dallo scaricatore in caso di impulso atmosferico (livello di protezione ad impulso atmosferico) o di impulso di manovra (livello di protezione ad impulso di manovra).

Per concludere si vuole esaminare l'approccio Italiano all'utilizzo degli scaricatori nelle stazioni elettriche, come protezione contro le sovratensioni. In fig. XX è rappresentato lo schema di una

stazione elettrica in cui sono evidenziate le posizioni degli scaricatori SC1, SC2 ed SC3. Come si può osservare, gli scaricatori sono posti molto vicini agli autotrasformatori (tipicamente ad una distanza inferiore ai 9 metri). In questo modo è assicurata la protezione della macchina. Si può altresì osservare che tutte le apparecchiature di stazione sono comunque comprese in un raggio di un centinaio di metri di distanza dagli scaricatori. Questo fa sì che l'effetto protettivo (o per lo meno attenuativo) dello scaricatore è esteso a tutto l'impianto. Ovviamente, per alcune apparecchiature degli stalli di linea, l'influenza dello scaricatore cessa ad interruttore aperto.

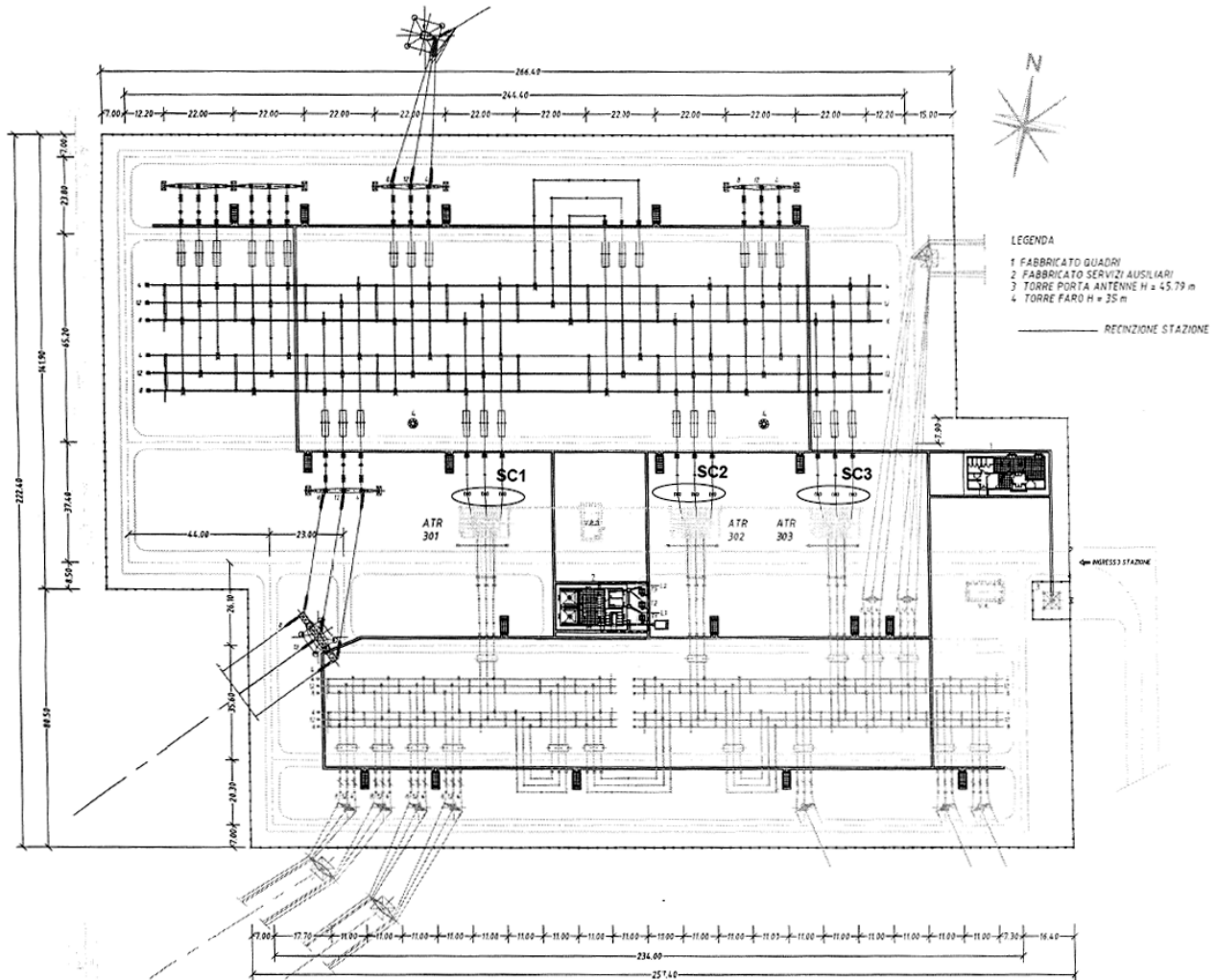


Figura 105 - Impiego degli scaricatori di sovratensione in una stazione elettrica di concezione italiana.

Nei paesi che utilizzano la tecnica americana, invece, gli scaricatori sono posti in arrivo ed in partenza di tutte le linee. Le motivazioni della scelta italiana sono due:

- Contenimento dei costi
- Affidabilità globale dell'impianto. Gli scaricatori, infatti, sono tra i componenti meno affidabili e più pericolosi di una stazione.

12. Relè e protezioni delle reti

12.1 Generalità

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

- in caso di guasto nel componente protetto di intervenire rapidamente per mettere fuori tensione l'impianto e salvaguardarne l'integrità. Il guasto è tipicamente causato da un cedimento dell'isolamento a cui segue l'instaurarsi di una corrente di cortocircuito che deve essere rapidamente eliminata;
- in caso di condizioni anomale di esercizio si segnalare la presenza in modo da consentire l'attuazione di opportuni interventi correttivi prima che sia necessario il distacco di uno o più componenti dell'impianto. Sono condizioni anomale i sovraccarichi, gli aumenti e cadute eccessive di tensione, le asimmetrie di tensione/squilibri di corrente, la non sinusoidalità della tensione, gli scarti di frequenza e le oscillazioni di tensione e potenza.

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

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

Un metodo per aumentare l'affidabilità di un sistema è la ridondanza dei componenti. Questo porta, ovviamente, ad un aumento dei costi, ma anche ad un aumento del rischio di interventi indesiderati.

12.2 Relè

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

- Per **tipologia costruttiva**:
 - **Relè elettromeccanici**: si basano sui medesimi principi degli strumenti di misura, possono quindi essere elettro-magnetici, magneto-elettrici o ad induzione. In tutti i casi sono dotati di un equipaggio mobile che aziona un relè di sgancio.
 - **Relè elettronici**: possono essere sia analogici che digitali e sono caratterizzati da una elevata rapidità.
- Per **tipologia di inserzione**:
 - **Relè diretti**: questi relè vengono inseriti direttamente nel circuito da proteggere. Tipicamente sviluppano un'azione meccanica sufficiente a sganciare l'interruttore.
 - **Relè indiretti**: vengono inseriti nel circuito mediante TA e TV. Il comando di apertura è trasmesso mediante circuiti ausiliari (in genere il c.c. dotati di batteria propria).
- Per **caratteristica di intervento**:
 - **Relè istantanei**: il ritardo intenzionale di intervento è nullo. La velocità di risposta è dettata solo dal tempo proprio del relè.
 - **Relè ritardati**: il ritardo intenzionale di intervento è non nullo. Si possono distinguere (fig. XX):
 - **Relè a tempo indipendente**: il tempo di ritardo è fisso, a prescindere dalla grandezza controllata.
 - **Relè a tempo dipendente**: il tempo di ritardo dipende dalla grandezza controllata, tipicamente con una caratteristica a tempo inverso.

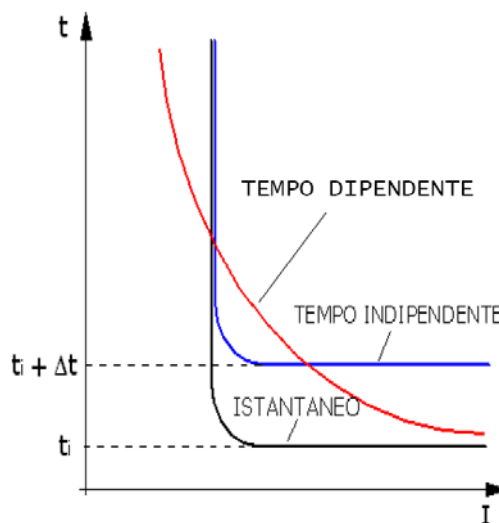


Figura 106 - Caratteristiche di intervento dei relè.

• Per tipo e numero di grandezze in ingresso:

- **Relè ad una grandezza d'ingresso:** misurano una sola grandezza. Appartengono a questa categoria, ad esempio, i relè di massima corrente e di minima tensione.
- **Relè a due grandezze d'ingresso:** attraverso opportune comparazioni è possibile individuare zone di blocco o di intervento nel piano complesso. Si possono ulteriormente classificare in comparatori di ampiezza o comparatori di fase. Due tipici, nonché importanti relè di questo tipo sono:
 - **Relè a impedenza:** misurano il rapporto $Z = V/I$ delle grandezze a frequenza di rete (filtrate, cioè, da eventuali contenuti armonici). La costruzione più elementare di un relè di questo tipo e la caratteristica di intervento nel piano complesso sono rappresentate in fig. XX.

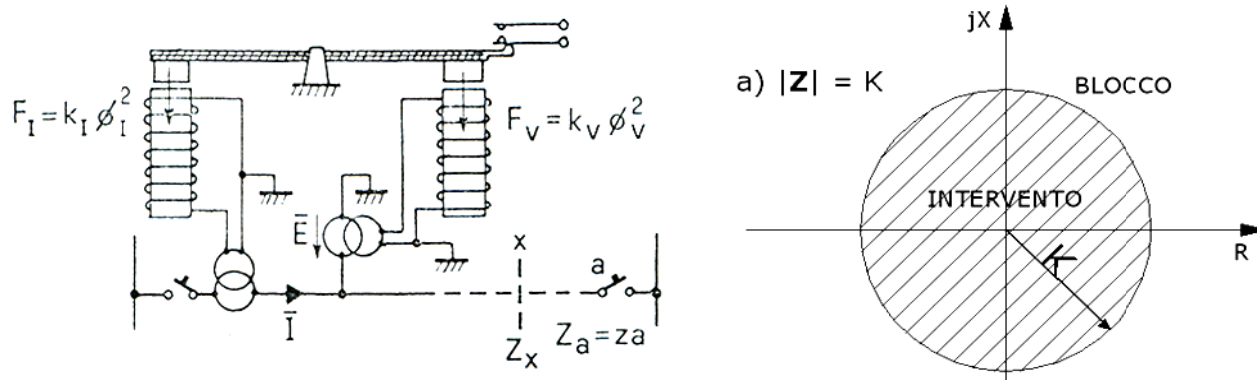


Figura 107 - Schema costruttivo di un relè elettromeccanico a impedenza e caratteristica di intervento nel piano complesso.

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

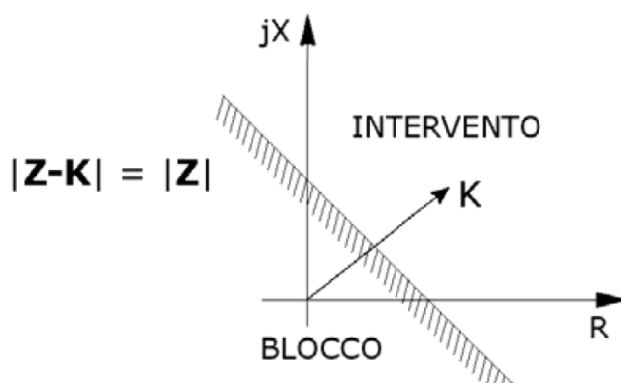


Figura 108 - Caratteristica nel piano complesso di un relè direzionale.

12.3 Protezione delle reti magliate AT

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

L'intera rete viene suddivisa logicamente in molte zone di protezione delimitate da interruttori e relè (fig. XX)

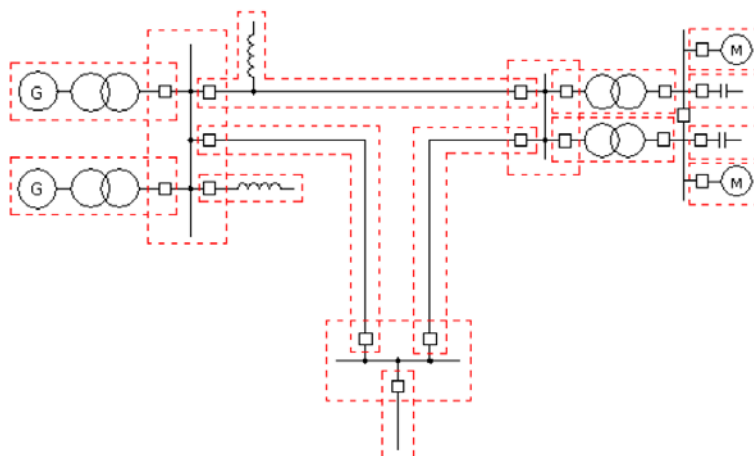


Figura 109 - Suddivisione di una rete in zone di protezione.

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

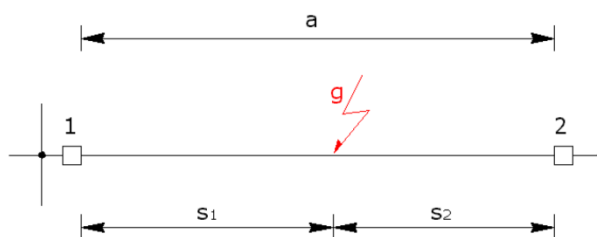


Figura 110 – Guasto in linea. Funzionamento dei relè distanziometrici.

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

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

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

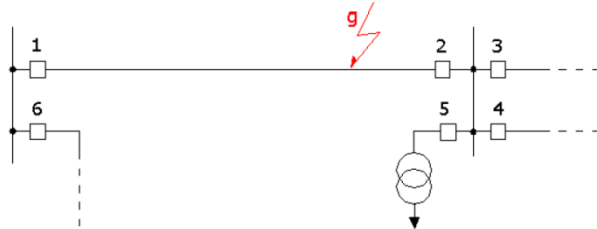


Figura 111 - Guasto in linea. La selettività non è garantita con i soli relè distanziometrici.

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

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

Per questi motivi il primo gradino si tara sull'85-90% della Z_L . Generalmente la configurazione adottata è la seguente (fig. XX):

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

Dove con Z_{L2} e Z_{L3} si indicano le impedenze delle successive linee adiacenti a quella da proteggere.

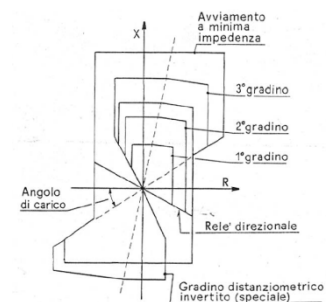


Figura 112 – Caratteristica di intervento.

In questo modo è possibile garantire la ridondanza del sistema di protezione. Si consideri, ad esempio, la rete di fig. XX.

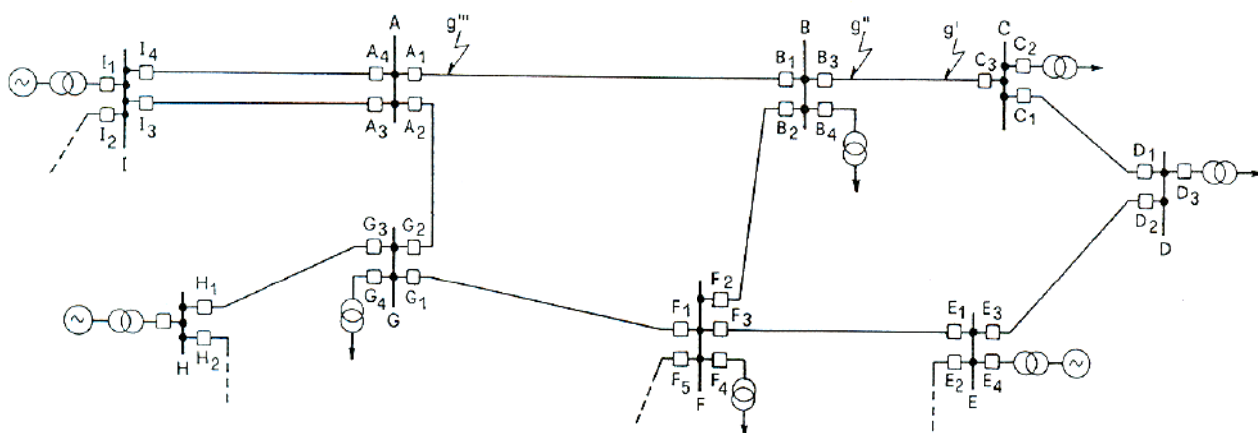


Figura 113 - Rete elettrica. Principio di funzionamento delle protezioni.

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

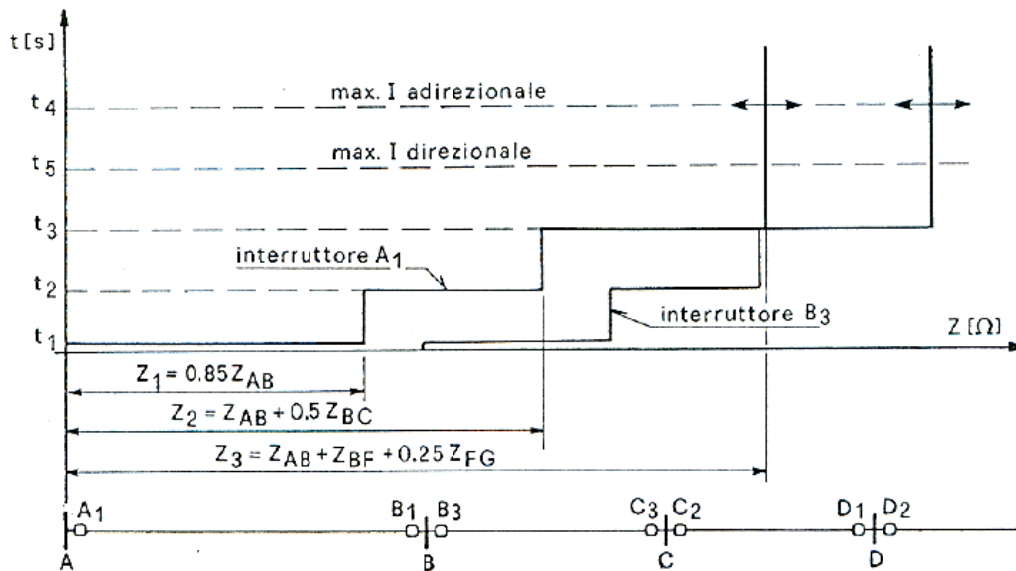


Figura 114 - Caratteristiche di taratura distanza-tempo dei relè in una rete magliata.

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

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

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

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

12.4 Protezione dei trasformatori AT

Per trasformatori AT si intendono:

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

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

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

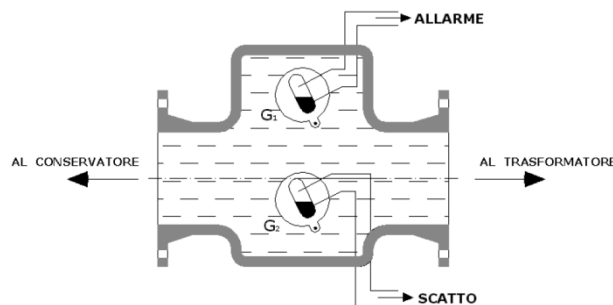


Figura 115 - Relè Buchholtz

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

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

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

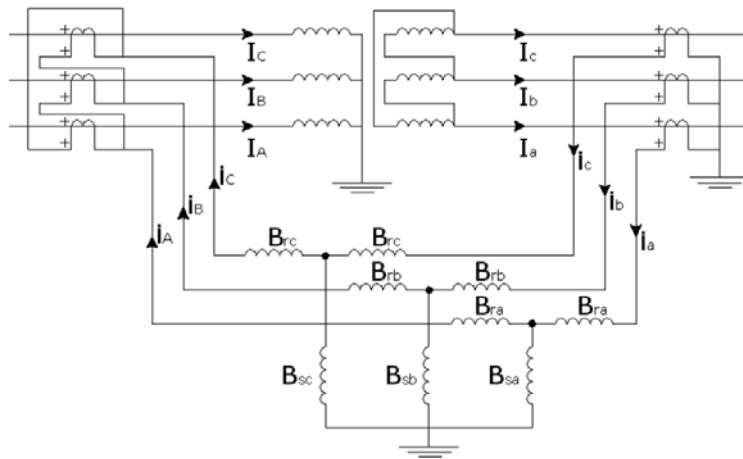


Figura 116 - Protezione differenziale contro i guasti tra le fasi.

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

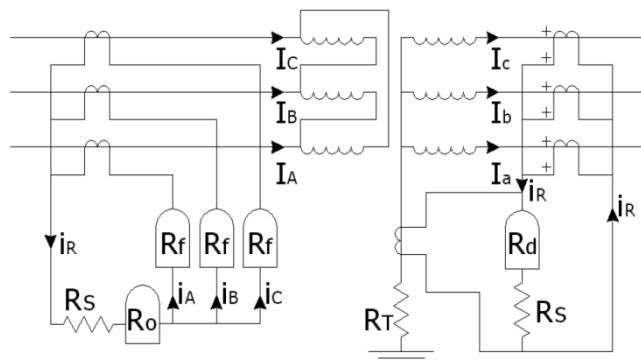


Figura 117 - Protezione differenziale contro i guasti a terra.

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

12.5 Protezione delle reti radiali

Nelle reti ad esercizio radiale ciascun carico riceve l'alimentazione da un solo lato e questo facilita la protezione. In fig. XX, è rappresentata una rete esercita radialmente con i soli organi di protezione (senza, quindi, gli organi di manovra). Gli interruttori utilizzati seguono una regola di tipo amperometrica-cronometrica: le protezioni a monte sono sempre tarate per amperaggi e ritardi in apertura maggiori degli interruttori a valle. Si può notare che a monte dei trasformatori, a protezione degli stessi, vi è un fusibile. Questo perché gli interruttori sono più costosi e i guasti ai trasformatori sono rari (dell'ordine di uno ogni 10-20 anni).

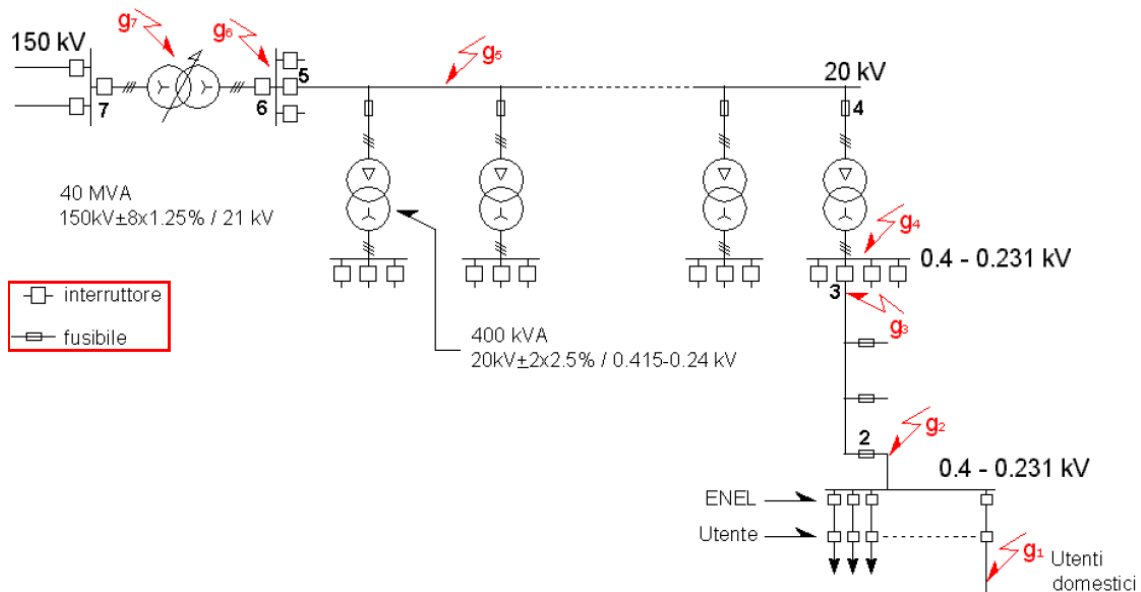


Figura 118 - Protezioni delle reti radiali.

In BT sono molto utilizzati i sezionatori di manovra sotto carico, nonché soluzioni a contattori azionati entrambi da relè termici (protezione dai sovraccarichi) o magneto-termici.

Le reti MT sono tipicamente ad esercizio radiale con configurazione radiale o ad anello. A seconda dello stato del neutro si possono utilizzare diverse protezioni. Tutte quante, però, si basano sulla misura di grandezze omopolari. Dal momento che i 2/3 dei guasti in MT sono guasti monofase a terra, si adotta il principio della richiusura rapida dopo 0,5 secondi e della richiusura lenta dopo 15 secondi - 3 minuti. In questo modo si ottiene una probabilità di auto estinzione del:

- 95% se si utilizza il neutro a terra tramite bobina di Petersen
- 50% se si utilizza il neutro isolato
- <50% se si utilizza il neutro a terra tramite resistenza

Un ulteriore provvedimento attuabile se il neutro è isolato a terra tramite resistenza che accresce le possibilità di auto estinzione è l'utilizzo degli interruttori "atterratori di fase" che mettono a terra (sulle sbarre MT) la fase guasta per 0,2 secondi e ne garantiscono l'estinzione sicché non debba intervenire l'interruttore di protezione. I grandi motori MT ($P_n > 1MW$) sono protetti

tramite relè differenziali per guasti fra le fasi, relè omopolare per guasti a terra, relè sensibili alla componente inversa per interruzione di una fase e relè di minima tensione e termo-resistenze.

13. Stazioni elettriche di AT

13.1 Generalità e classificazione

Una stazione elettrica può essere considerata un nodo della rete elettrica. Fisicamente, una stazione elettrica è un impianto elettrico che comprende di base, i seguenti componenti:

- Sbarre collettrici (conduttori in corda o in tubo)
- Apparecchiature di manovra (interruttori, sezionatori)
- Trasformatori di misura
- Protezioni contro sovratensioni e sovracorrenti

A seconda della specifica funzione che la singola stazione svolge, può anche comprendere:

- Macchinari di trasformazione
- Apparati di conversione
- Apparati di rifasamento

A seconda della funzione svolte dalle stazioni queste si possono suddividere in:

- **Stazioni annesse alle centrali:** hanno la funzione di trasferire l'energia che viene prodotta dai generatori a tensione di alcune decine di kV alla tensione della rete cui la centrale è connessa;
- **Stazioni di interconnessione:** hanno la funzione di trasferire l'energia tra reti a tensione diversa esse pertanto sono tutte dotate di macchinario di trasformazione;
- **Stazioni di smistamento:** hanno la funzione di connettere vari elettrodotti aventi tutti la stessa tensione;
- **Stazioni di distribuzione primaria:** hanno la funzione di trasferire l'energia dalle reti di trasporto a quelle di distribuzione a media tensione. Sono quindi dotate di macchinario di trasformazione;
- **Stazioni di distribuzione:** hanno la funzione di trasferire l'energia dalle reti a media tensione a quelle a bassa tensione. Sono quindi dotate di macchinario di trasformazione;
- **Stazioni di conversione:** hanno la funzione di convertire l'energia elettrica da alternata in continua e viceversa.

In tutti i tipi di stazione citati possono essere installati apparati per il rifasamento, ossia batterie di condensatori o induttanze.

13.2 Schemi di connessione delle sbarre

Prima di studiare i principali tipi di connessione delle sbarre è opportuno vedere a quali requisiti dovrebbe rispondere lo schema fisico di collegamento dell'impianto:

- Chiarezza di impianto: l'impianto deve essere strutturato in modo tale che un operatore possa rendersi conto a colpo d'occhio quali sono i circuiti in tensione durante il servizio.
- Facilità di ispezione dell'apparecchiatura in servizio: è preferibile disporre i componenti su uno al più due piani.
- Possibilità di lavorare in sicurezza sulle singole sezioni mantenendo in tensione il resto.
- Adozione di precauzioni per limitare le conseguenze di incidenti: bisogna evitare sovrappassi di conduttori sulle sbarre e le apparecchiature a rischio di esplosione devono essere distanziate le une dalle altre.
- Standardizzazione delle carpenterie, fondazioni, ed opere: per ridurre il tempo e il costo di progetto e di realizzazione.
- Possibilità di eseguire facilmente ampliamenti successivi: è necessario poter ampliare la stazione senza eseguire demolizioni o lunghi fuori servizio.

Oltre a questi requisiti è necessario prevedere delle distanze minime (in aria) dei componenti dell'impianto. Tra queste le più importanti sono:

- D_{fm} : distanza minima tra strutture in tensione e massa. Bisogna assicurare la tenuta alle sovratensioni di manovra e impulsive.
- D_{ff} : Distanza minima tra le fasi. È necessaria la tenuta anche quando in una delle fasi vi sia una tensione impulsiva e su una fase contigua la massima tensione a frequenza industriale di segno opposto.
- D_{ct} : Distanza minima tra le sbarre e il terreno. Si assume pari alla D_{fm} , più 3 metri, dove 3m è l'altezza di un uomo di 2 m con le braccia alzate più 0,4 m di sicurezza.
- D_{l0} : Distanza minima orizzontale tra le sbarre le altre parti in tensione. Si assume pari alla D_{fm} più 2,25 m di sicurezza.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle distanze minime, a seconda del livello di tensione dell'impianto:

V_n [kV]	V_m [kV]	V_i [kV]	D_{fm} [cm]	D_{ff} [cm]	D_{ct} [cm]	D_{l0} [cm]
132	145	550	125	145	425	350
220	245	900	205	240	500	425
380	420	1425	320	375	625	550

Tabella 2 - Distanze minime in aria.

13.2.1 Montante di linea

Per montante (o stallo) di linea si intende tutta la serie di apparecchiature interposte tra le sbarre di stazione e la partenza o l'arrivo di una linea. Una rappresentazione schematica dello stallo di linea (afferente ad un sistema a doppia sbarra, vedi §15.2.5) è rappresentato nella seguente figura:

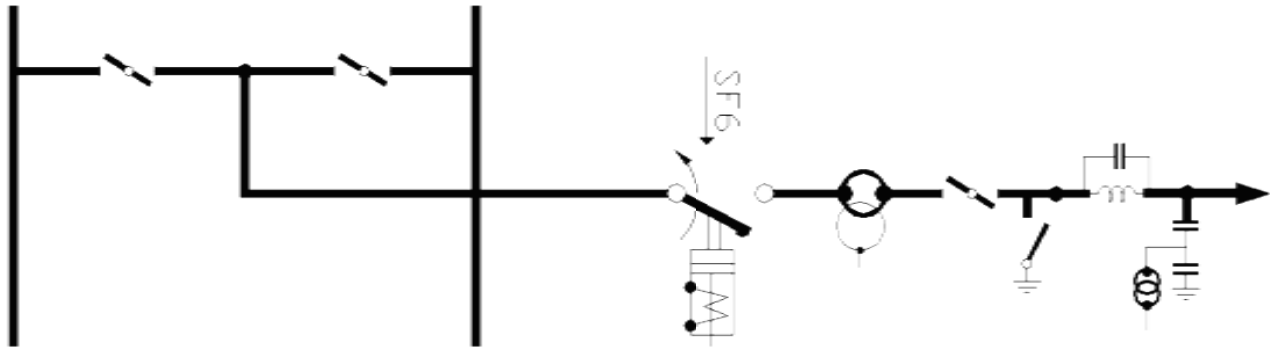


Figura 119 - Montante di linea.

È possibile notare, partendo dalla linea verso le sbarre, in ordine:

- **TV.** Il trasformatore di tensione è sempre sottoposto alla tensione di linea ha lo scopo di fornire la tensione necessaria per i sistemi di protezione e le misure. I **TV capacitivi** sono adatti come condensatori di accoppiamento per i sistemi di telecomunicazione ad onde convogliate. Essendo il TV posto a valle del sezionatore di linea, è possibile utilizzarlo per la trasmissione anche con la linea fuori servizio. Quando è necessario effettuare misure di energia di elevata precisione si utilizzano dei **TV induttivi**, connessi tra il sezionatore e l'interruttore. In questo modo si agevola la manutenzione e si fa si che, in caso di apertura del sezionatore, il TV non resti esposto a pericolose sovratensioni.
- **Filtro per onde convogliate.** Fa si che le onde convogliate ad alta frequenza non interessino la sezione di potenza dell'impianto.
- **Sezionatore di terra.** Consente di mettere chiaramente a terra una sezione dell'impianto durante la manutenzione.
- **Sezionatore di linea.** Una volta aperto protegge lo stallo dalle sovratensioni e assicura l'evidente disconnessione dello stesso.
- **TA.** Il trasformatore di corrente è posto tra l'interruttore di linea e il sezionatore di linea. Fornisce la corrente necessaria per i sistemi di protezione e le misure.
- **Interruttore di linea.** Consente l'apertura delle correnti sia di carico che di corto circuito, mettendo fuori tensione lo stallo.
- **Sezionatore/i di sbarra.** Consente di effettuare le manovre in stazione o mettere evidentemente fuori servizio uno stallo. Ha anche la funzione di protezione per l'interruttore contro le sovratensioni provenienti da altre linee attraverso le sbarre.

13.2.2 Montante di macchina

Il montante di macchina è tutta quella serie di apparecchiature interposte tra una macchina elettrica (trasformatori, reattanze shunt, banchi di condensatori, compensatori sincroni) in e le sbarre. Nella seguente figura è rappresentato un montante di macchina:

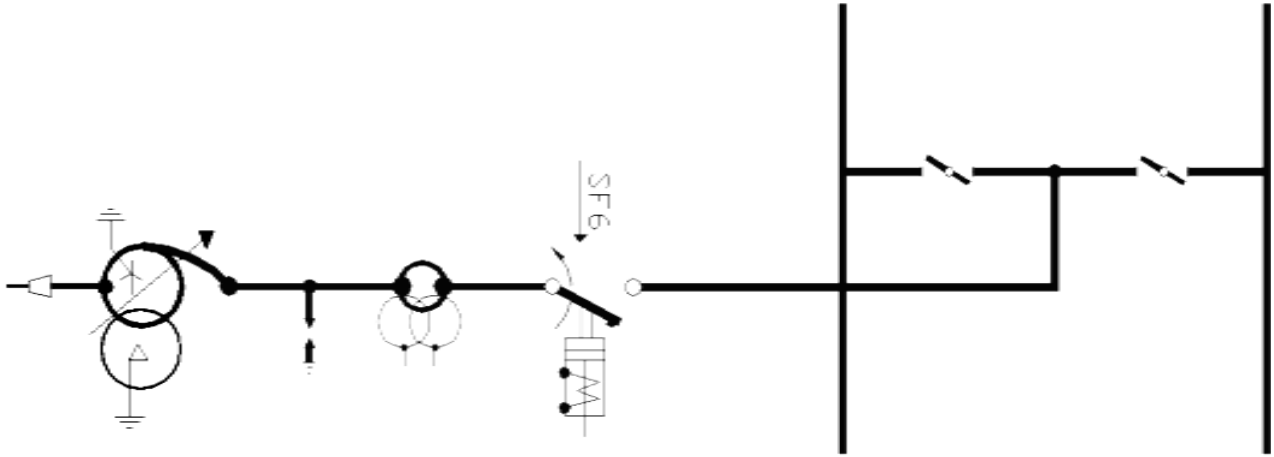


Figura 120 - Montante di macchina.

È possibile notare, partendo dalle sbarre verso la macchina, in ordine:

- **Sezionatore/i di sbarra.** Consente di effettuare le manovre in stazione o mettere evidentemente fuori servizio la macchina.
- **Interruttore di macchina.** Consente l'apertura delle correnti sia di carico che di corto circuito, mettendo fuori tensione lo stallo.
- **TA.** Il trasformatore di corrente è posto tra l'interruttore di linea e lo scaricatore di sovratensione. Fornisce la corrente necessaria per i sistemi di protezione e le misure.
- **Scaricatore di sovratensione.** È posto molto vicino agli isolatori passanti della macchina: in questo modo si riesce ad assicurare la protezione sia della macchina che di buona parte dell'equipaggiamento di stazione. Se la macchina è un trasformatore la protezione offerta dallo scaricatore rimane anche con interruttore aperto, ma macchina in tensione, alimentata dalle altre sbarre a cui è connessa.
- **Macchina.**

È preferibile, inoltre, che l'apparecchiatura sia disposta su un solo piano, sollevata dal suolo in modo che il punto più basso delle porcellane sia a 2,25 metri dal suolo.

13.2.3 Schema a semplice sbarra e con sezionatore di by-pass degli interruttori

Uno schema di stazione a semplice sbarra (interuttori per stallo $i=1$, sezionatori per stallo $s=2$) è rappresentato in fig. XX. Nella rappresentazione è stato semplificato lo schema degli stalli per una più facile visualizzazione.

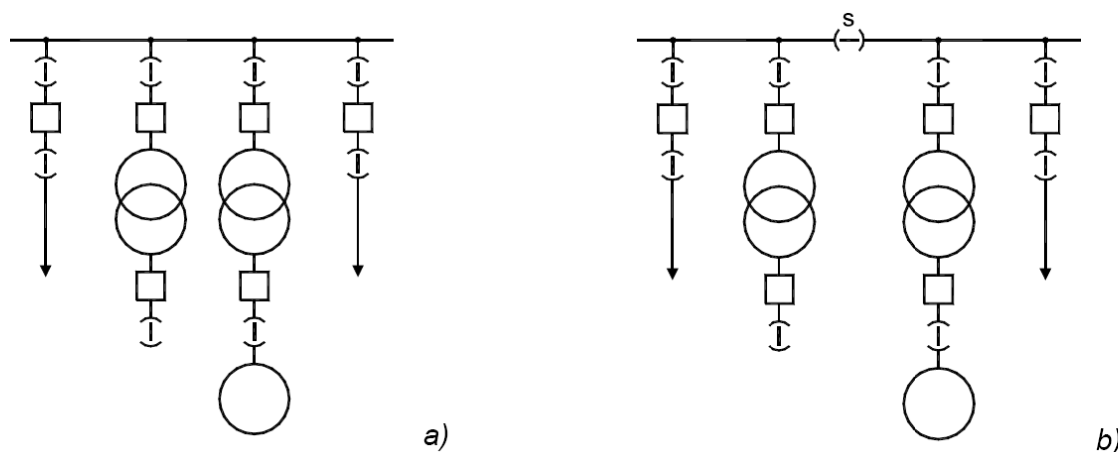


Figura 121 - Schema a semplice sbarra con e senza sezionatore longitudinale di sbarra (S).

Lo schema a semplice sbarra è di concezione semplice ed è adatto per stazioni minori con pochi stalli. È uno schema decisamente poco elastico (in particolare nello schema di fig. XX.a, senza sezionatore longitudinale di sbarra) e sicuro.

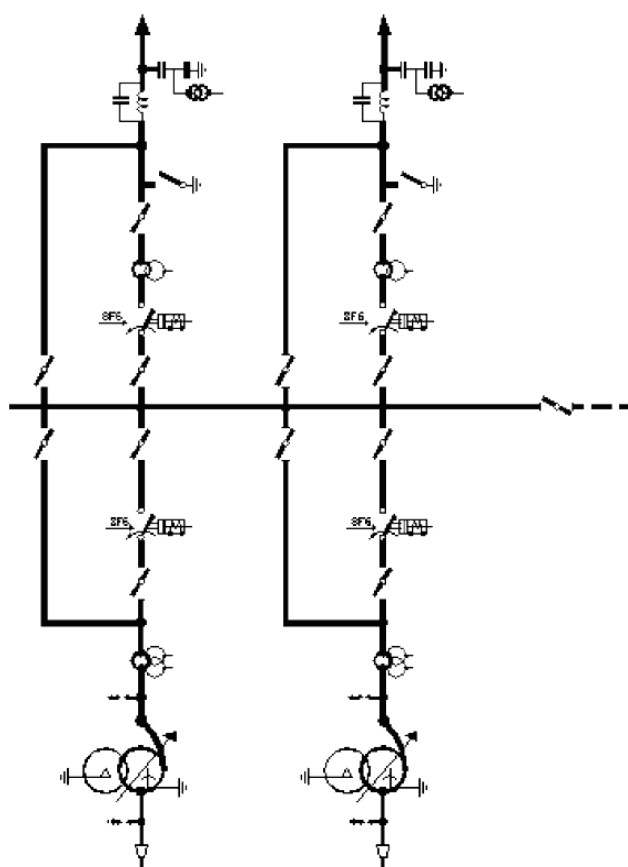


Figura 122 - Schema a semplice sbarra con sezionatore di by-pass.

Durante la manutenzione è sempre necessario mettere fuori servizio lo stallo o, se si vuole accedere ai sezionatori di sbarra, l'intera stazione.

Per ovviare a quest'ultimo problema è possibile utilizzare una configurazione con sezionatore di by-pass ($i=1$, $s=3$), rappresentata a lato in fig. XX. L'aggiunta di questi sezionatori migliora la continuità di servizio, ma la disposizione fisica risulta più complicata e la sicurezza ridotta per la presenza delle sovrappassi delle sbarre.

Inoltre, nei periodi in cui è chiuso un sezionatore di by-pass, un guasto sulla corrispondente linea causa il fuori servizio totale della stazione.

13.2.4 Schema a semplice sbarra più sbarra di traslazione

Questa particolare soluzione costruttiva possiede i medesimi indici di costi dello schema a doppia sbarra (vedi 15.2.5), senza però poter effettuare i servizi separati ($i=(n+1)/n$; $s=(3n+2)/2$). Lo schema in questione è rappresentato in fig. XX.

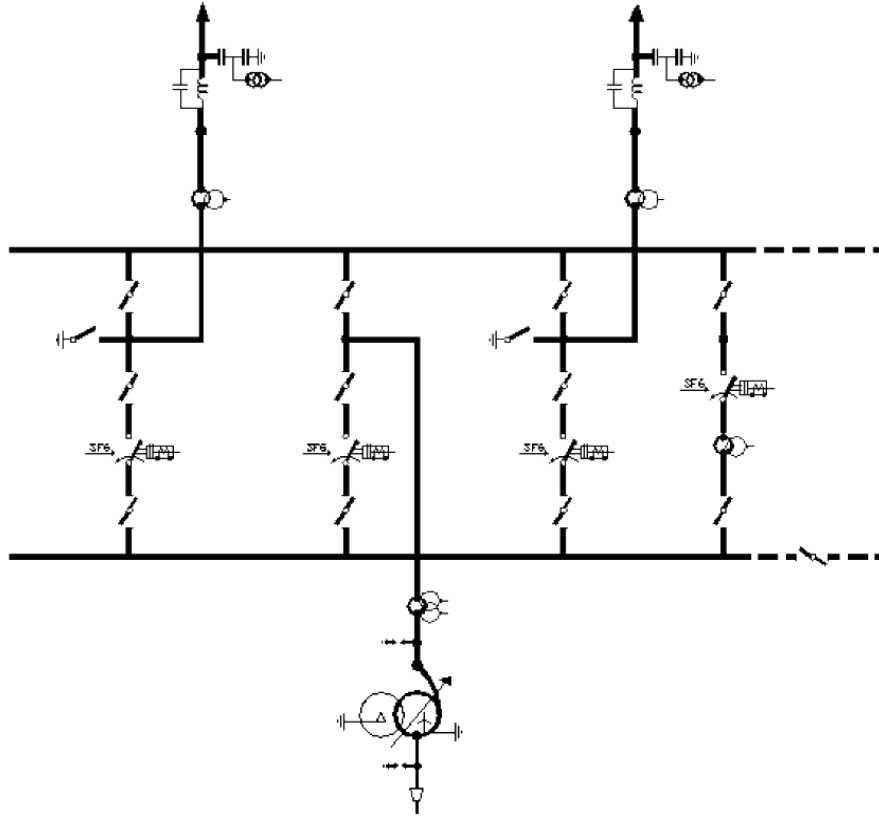


Figura 123 - Schema a semplice sbarra più sbarra di traslazione.

In aggiunta alla sbarra semplice, lo schema comprende la sbarra di traslazione e l'interruttore di traslazione che può sostituire qualunque altro interruttore senza interrompere il servizio. In questo modo è dunque possibile effettuare la manutenzione di un qualsiasi interruttore senza perdere lo stallo a cui è connesso, utilizzando l'interruttore di traslazione come sostitutivo. Questo schema aveva una certa validità quando venivano utilizzati gli interruttori in olio, che richiedevano frequenti manutenzioni.

13.2.5 Schema a doppia sbarra

Lo schema a doppia sbarra ($i=(n+1)/n$; $s=(3n+2)/2$) rappresenta la naturale evoluzione dello schema a semplice sbarra. È la soluzione di gran lunga più utilizzata in Italia e in Europa. Lo schema è rappresentato in fig. XX:

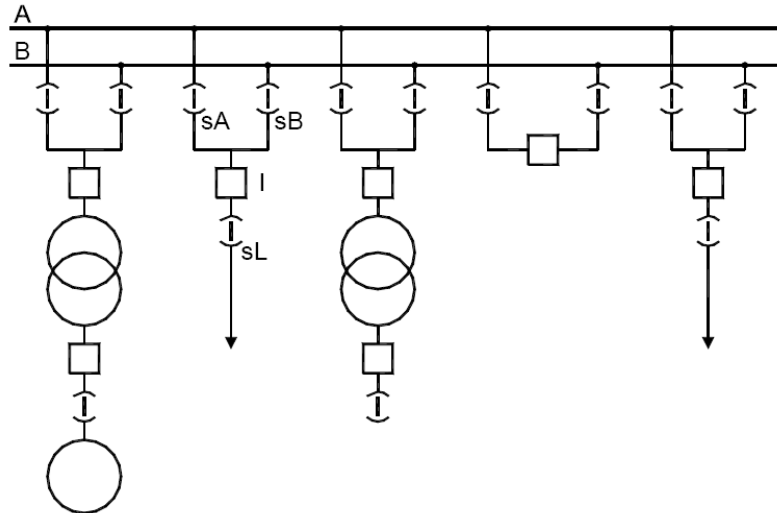


Figura 124 - Schema a doppia sbarra.

In questo schema è presente un interruttore chiamato **interruttore di parallelo sbarre** che consente di mettere in parallelo le due sbarre, oppure di effettuare servizi separati a seconda delle esigenze di esercizio. Il piccolo “stallo” in cui è posto l’interruttore è rappresentato in Figura 125.

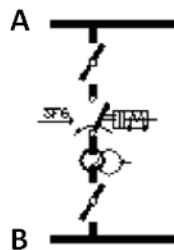


Figura 125 - Interruttore di parallelo sbarre.

In seguito all’avarìa di un interruttore di linea si può temporaneamente utilizzare come riserva l’interruttore di parallelo sbarre.

Quando si presenta un guasto su una sbarra si perdono momentaneamente tutti gli stalli connessi a quella sbarra. Successivamente se il congiuntore di sbarre era chiuso viene aperto e gli stalli perduti si connettono alla sbarra sana. Con riferimento alla fig. XX, supponendo che la sbarra guasta sia la A, per ogni stallo si operano le seguenti manovre:

- apertura dell’interruttore I;
- apertura del sezionatore sA;
- chiusura del sezionatore sB;
- chiusura dell’interruttore I.

13.2.7 Stazioni isolate in SF₆

In questo particolare tipologia di stazioni, i conduttori sono racchiusi in involucri metallici collegati a terra contenenti esafluoruro di zolfo alla pressione di 4-5 atmosfere. I conduttori in rame sono sostenuti da dischi di materiale isolante come vetroresina o resine epossidiche. Negli impianti AAT ogni fase è contenuta in un involucro separato dagli altri, mentre negli impianti AT e MT le fasi possono essere racchiuse in un unico involucro. Questa soluzione costruttiva viene presa in considerazione nei seguenti casi:

- quando vi siano difficoltà di reperimento dei terreni, oppure sia necessario ampliare delle stazioni su aree limitate;
- quando sia necessario contenere o comunque mitigare l’impatto ambientale;
- quando è necessario l’interramento per ragioni ambientali come presenza di zone urbane per l’inquinamento acustico prodotto dai trasformatori oppure per un alto grado di inquinamento atmosferico;
- quando sussista il pericolo di incendio per la vicinanza di impianti a rischio.

In fig. XX è rappresentata una stazione completa in SF₆.

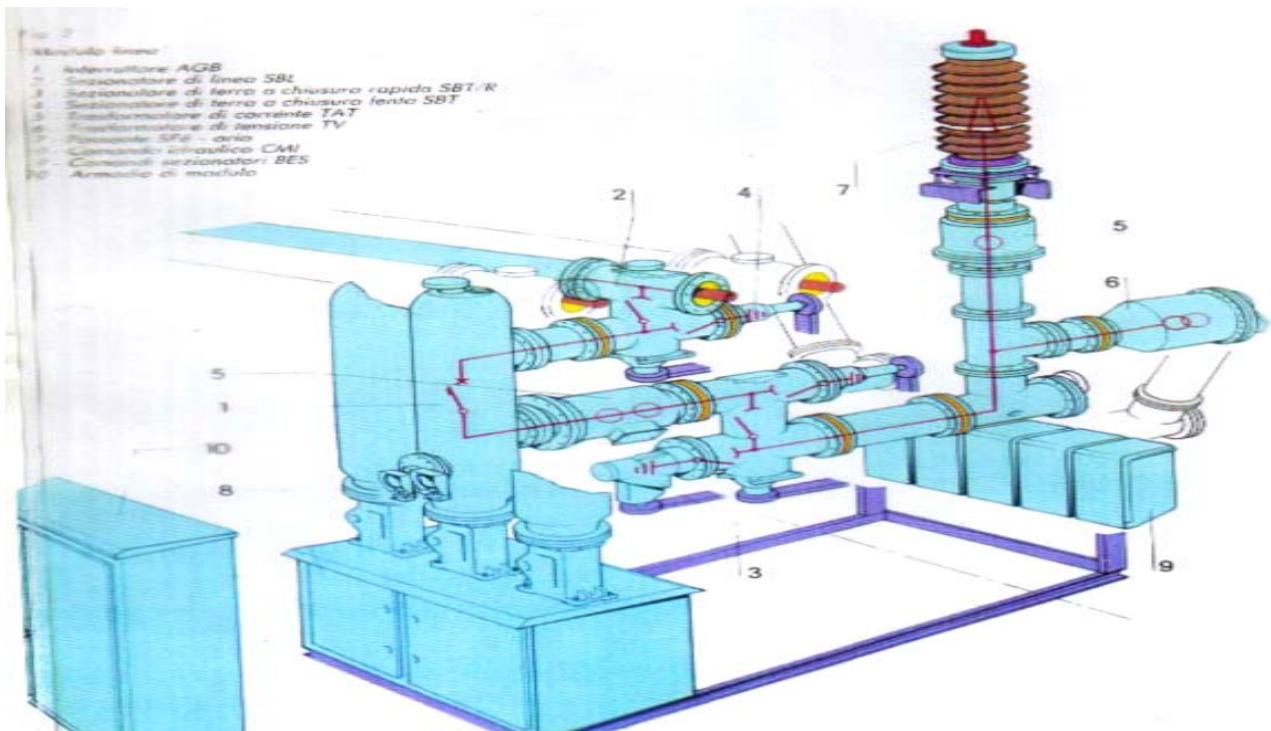


Figura 126 - Stazione in SF₆.

13.3 Layout di stazione

Per concludere il capitolo si vogliono prendere in considerazione alcuni layout tipici di stazione. Ci si limiterà ad esporre una serie di disegni di layout di stazione, dato che ogni spiegazione di carattere tecnico è stata già affrontata nei precedenti paragrafi.

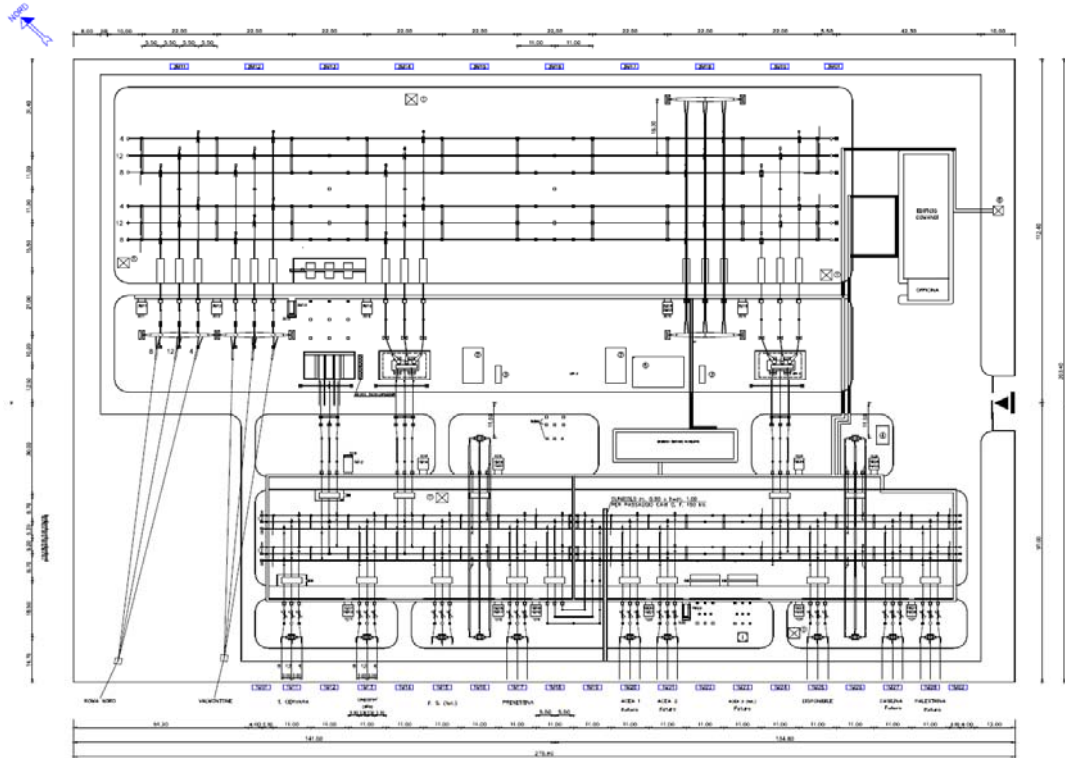


Figura 127 - Esempio di planimetria di stazione.

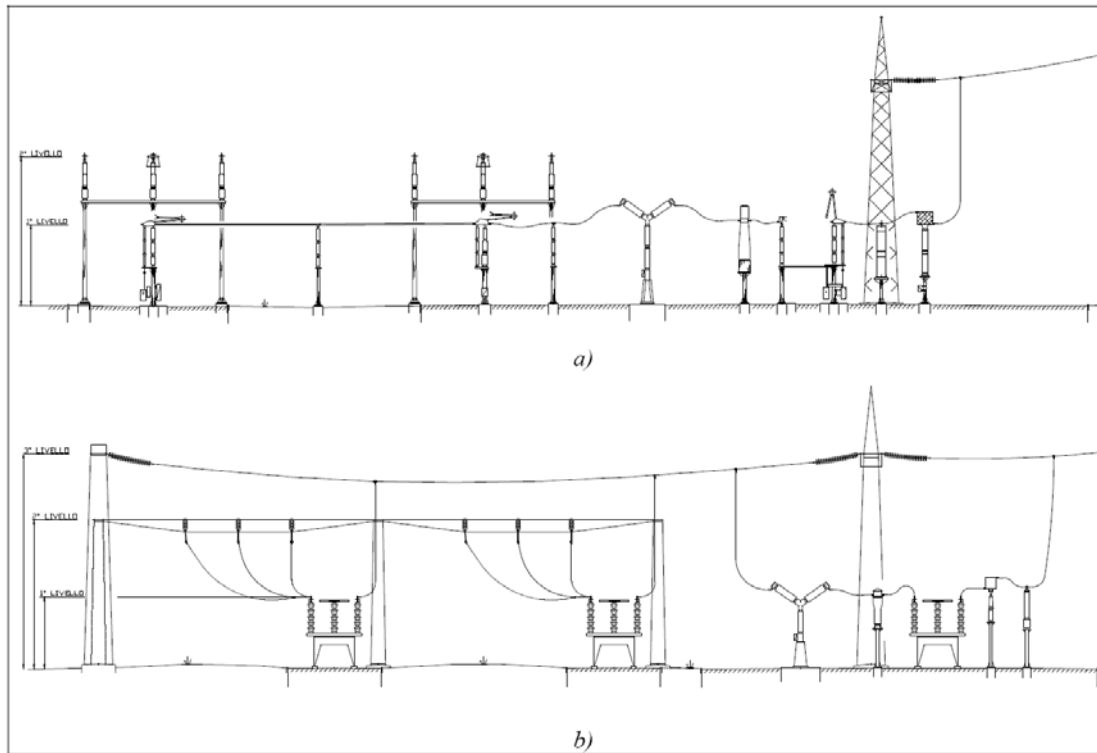


Figura 128 - Layout del doppio sistema di sbarre realizzato con conduttori rigidi (a) e flessibili (b).

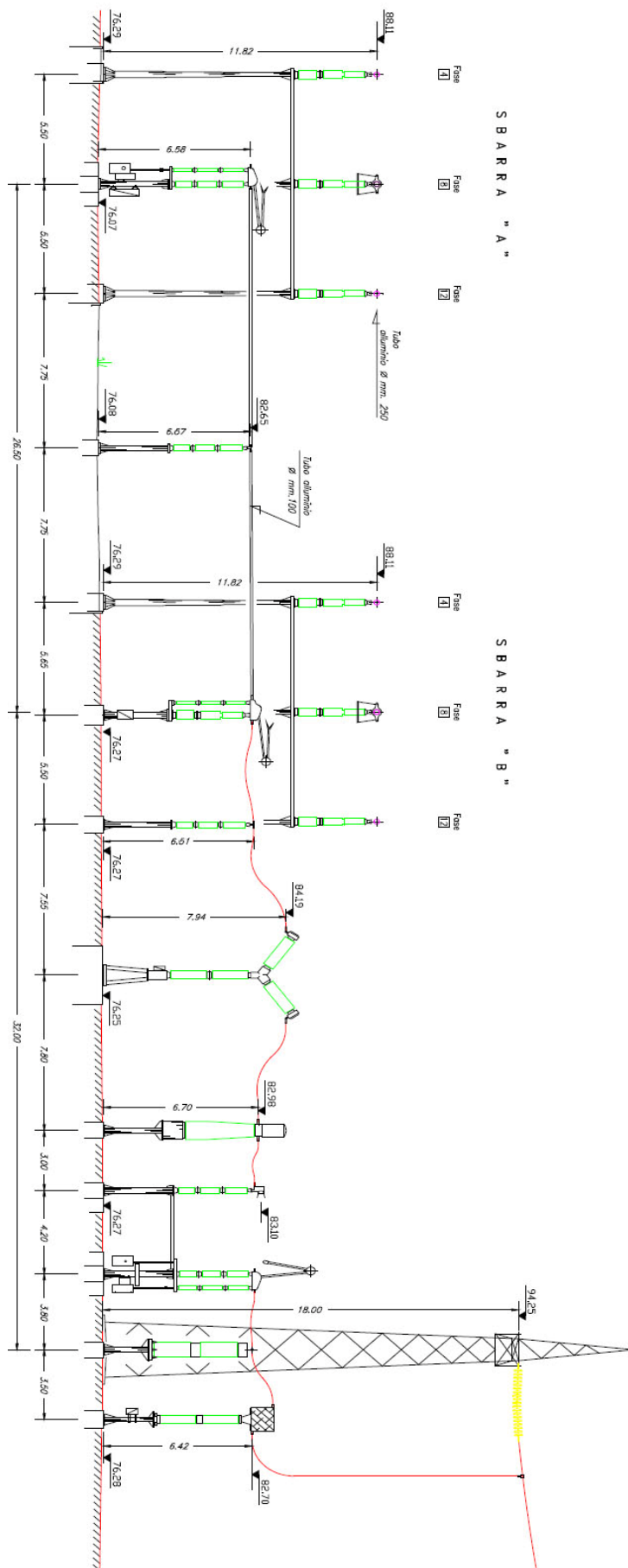


Figura 129 - Layout di un montante di linea.

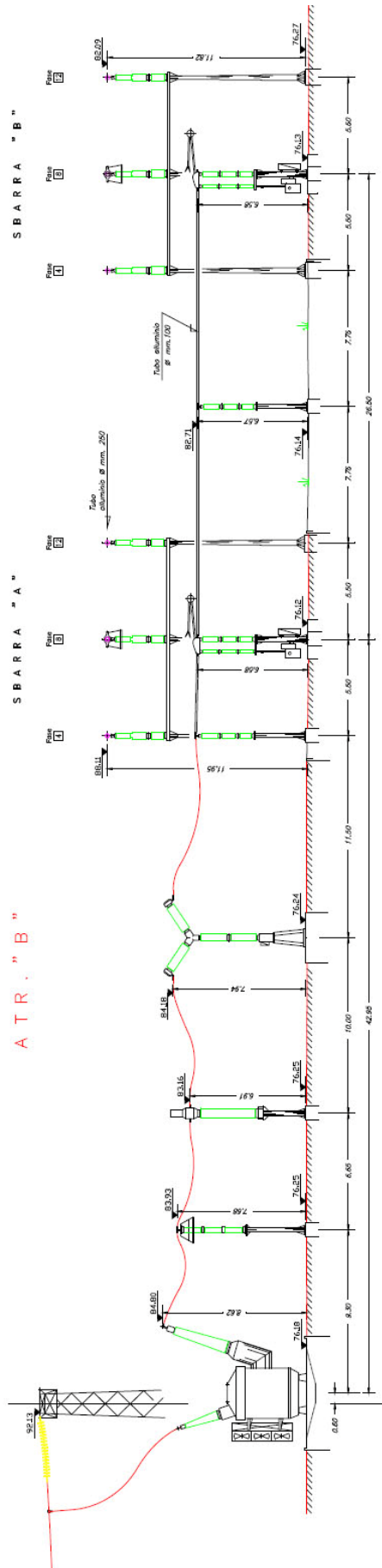


Figura 130 - Layout di un montante di macchina.

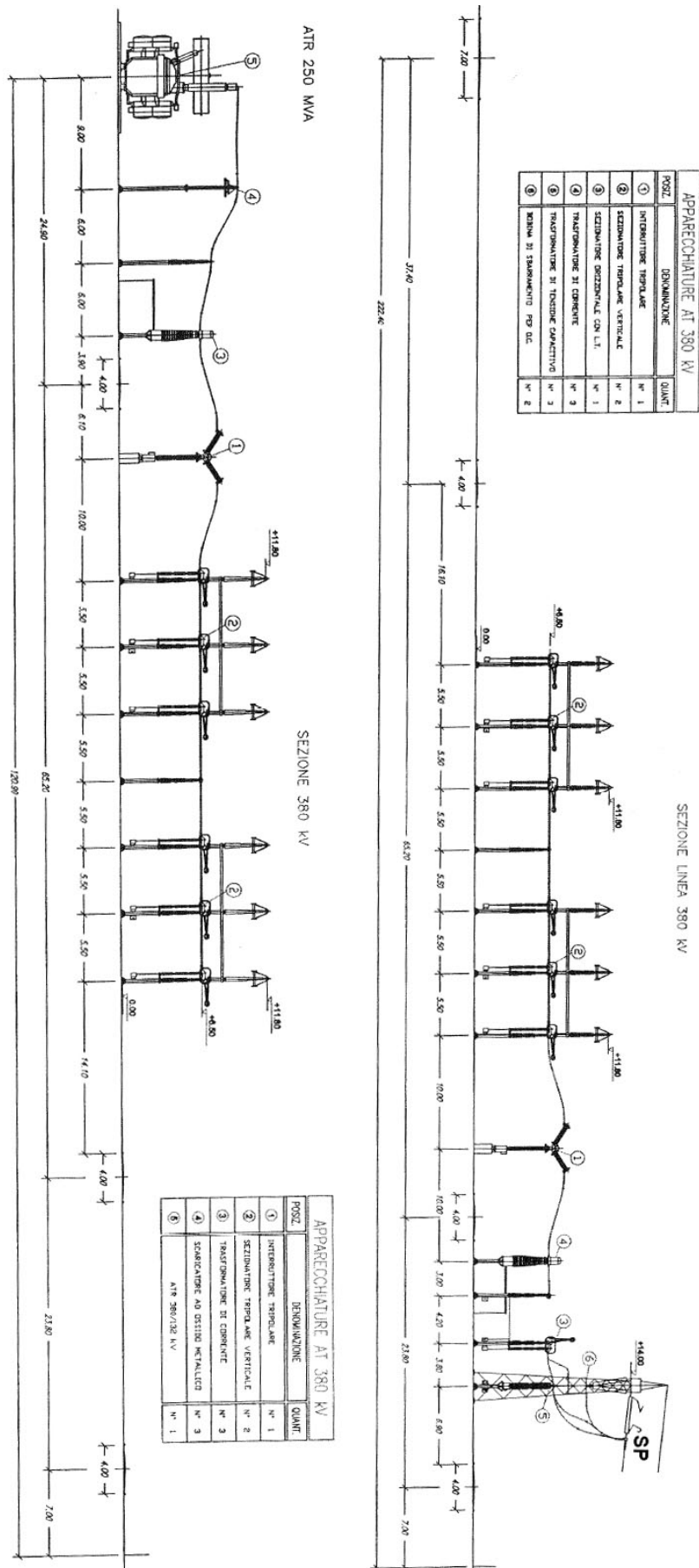


Figura 131 - Layout completo dall'arrivo della linea AT al trasformatore lato AT.

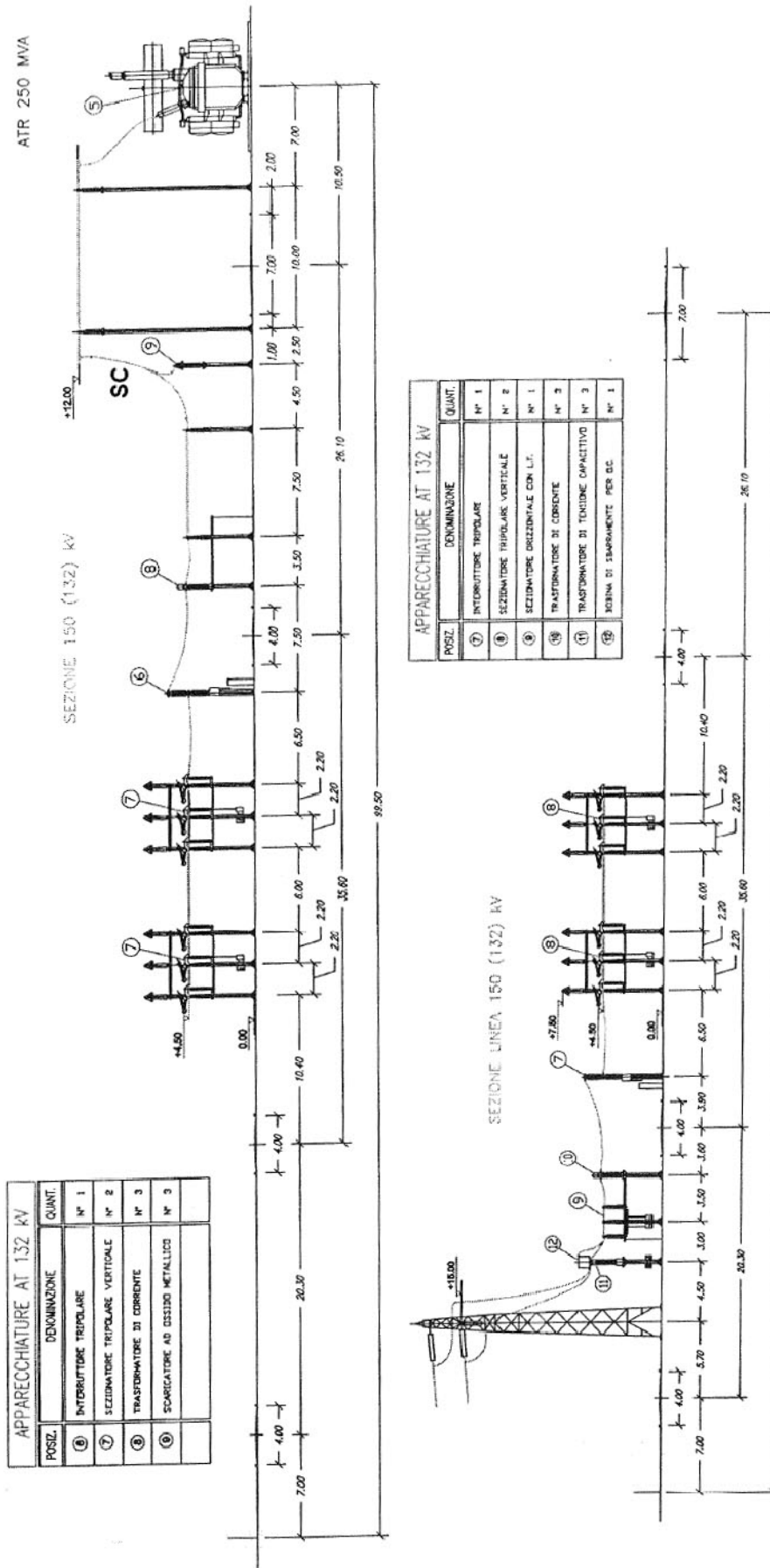


Figura 132 - Layout completo dal trasformatore lato MT alla partenza della linea MT.

14. Affidabilità dei sistemi elettrici

14.1 Definizioni e generalità

Affidabilità (MIL STD B 1966). Si definisce affidabilità (reliability) la probabilità che un apparato compia le funzioni previste in un intervallo di tempo specificato e in condizioni definite.

Affidabilità (IEC). Capacità di un dispositivo (sistema, sottosistema o componente) di svolgere una funzione prevista in condizioni stabilite e per una durata stabilita

Tasso di guasto. Si definisce tasso di guasto (failure rate) il rapporto tra il numero di guasti per unità oraria di impiego. Il tasso di guasto di un componente è variabile con l'età del componente stesso. Si possono distinguere tre zone di funzionamento tipiche: rodaggio, vita utile, usura. Durante il rodaggio e dopo la vita utile il componente presenta un tasso di guasto più elevato. Grafitando il tasso di guasto di un generico componente in funzione del tempo si ottiene la cosiddetta "curva a vasca da bagno", rappresentata in fig. XX.

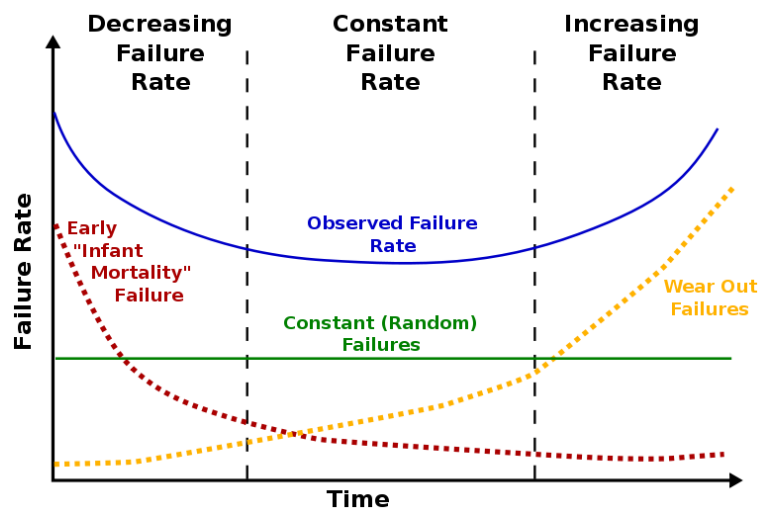


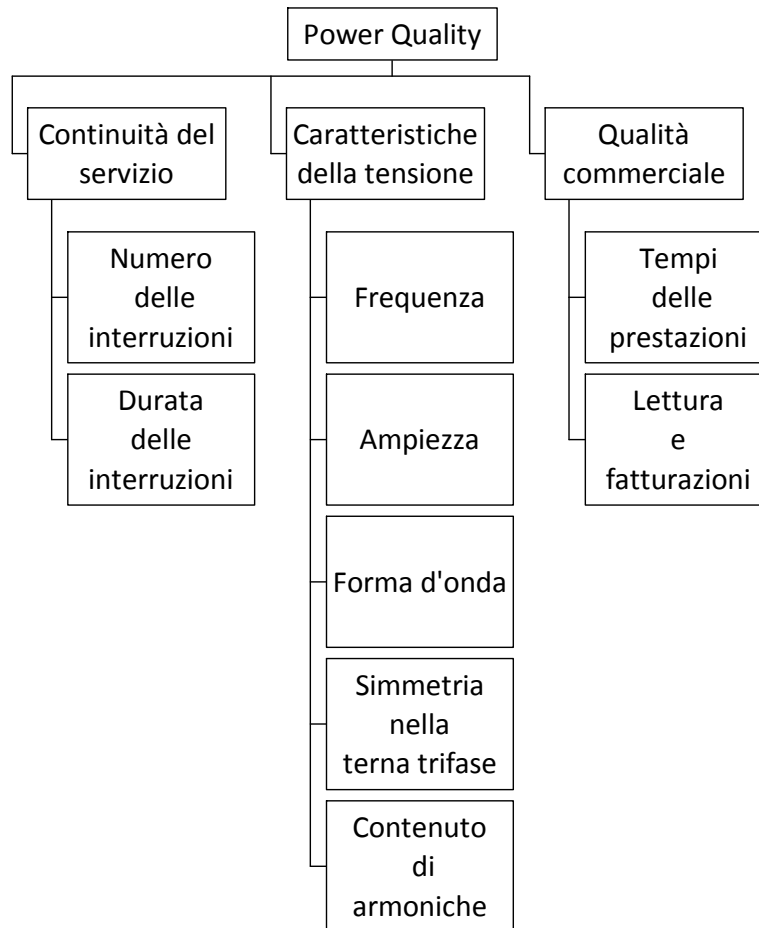
Figura 133 - Curva a vasca da bagno (linea blu). Sono evidenziati i tassi di guasto casuali (linea verde), di rodaggio (linea rossa) e per usura (linea gialla).

Tempo medio tra guasti. Si definisce MTBF (Mean Time Between Failures) il tempo medio tra due guasti successivi del sistema/componente.

Disponibilità. Si definisce disponibilità (availability) la probabilità che un componente/sistema funzioni correttamente in un determinato istante t , indipendentemente dalla storia del componente/sistema cioè indipendentemente dal fatto che lo stesso si sia in precedenza guastato, anche più volte, e sia stato riparato.

15. Qualità dell'alimentazione

La qualità dell'alimentazione (*Power Quality*) presenta tre aspetti fondamentali, riassumibili nel seguente diagramma:



Nel seguito si analizzeranno sommariamente tutti gli aspetti della PQ.

15.1 Continuità del servizio

La continuità dell'alimentazione è caratterizzata dal numero e dalla durata delle interruzioni. Diversi indici sono utilizzati a questo scopo per caratterizzare la continuità del servizio nelle reti di trasmissione e distribuzione. Tra essi appare il più significativo, almeno per gli utenti in BT, la “durata complessiva delle interruzioni (senza preavviso) per utente BT, al netto delle interruzioni originate dalla rete in alta tensione e nella rete di trasmissione nazionale, e al netto delle interruzioni provocate da cause di forza maggiore (o comunque non attribuibili alla responsabilità degli esercenti)”. Tra dette interruzioni sono di regola escluse anche quelle originate sulla rete AT (sempre per ragioni di assenza di responsabilità) e quelle di breve durata (<1 minuto). Due indicatori della continuità del servizio sono:

- **Numero di interruzioni per cliente:** per interruzioni con e senza preavviso lunghe (>3 min) o brevi e transitorie (<1s).

$$N_{int} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

Dove U_i è il numero di clienti coinvolti nella i -esima interruzione e U_{tot} è il numero di clienti totali

- **Durata complessiva delle interruzioni per cliente:** solo per interruzioni con e senza preavviso lunghe.

$$T_{int} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} \cdot t_{i,j})}{U_{tot}}$$

Dove $U_{i,j}$ sono il numero totali di clienti coinvolti nell'interruzione per il tempo $t_{i,j}$. Nelle zone ad alta concentrazione (>50000 abitanti) si cerca di mantenere tale indice al di sotto di 25 minuti, mentre sono tollerati valori più alti (anche fino a 60 minuti) per zone a minore concentrazione (dati obiettivo 2004/2007 in Italia).

15.2 Caratteristiche della tensione

Il gestore della rete deve essere in grado di presentare ai terminali dell'utente, cioè alla consegna, una forma d'onda di tensione idealmente perfettamente sinusoidale, priva di ogni contenuto armonico, con ampiezza e frequenza nominali. Per un sistema trifase, inoltre, le tensioni dovrebbero formare una terna simmetrica, con ciascuna fase sfasata di 120° rispetto alle altre. Nella realtà esistono vari tipi di disturbi che possono far scostare in modo significativo la forma d'onda di tensione dall'idealità. Una tabella riassuntiva delle principali cause dei disturbi è riportata in fig. XX.

Disturbances	Voltage dips	Overvoltages	Harmonics	Unbalance	Voltage fluctuations
Characteristic waveforms					
Origin of disturbance					
■ Power system					
<input type="checkbox"/> Insulation fault, break of the neutral conductor...					
<input type="checkbox"/> Switching, ferroresonance					
<input type="checkbox"/> Lightning					
■ Equipment					
<input type="checkbox"/> Asynchronous motor					
<input type="checkbox"/> Synchronous motor					
<input type="checkbox"/> Welding machine					
<input type="checkbox"/> Arc furnace					
<input type="checkbox"/> Converter					
<input type="checkbox"/> Data processing loads					
<input type="checkbox"/> Lighting					
<input type="checkbox"/> Inverter					
<input type="checkbox"/> Capacitor bank					

■ Occasional phenomenon ■ Frequent phenomenon

Figura 134 - Origine dei disturbi.

Nel seguito si analizzeranno sia le cause che gli effetti di tali disturbi (tranne delle sovratensioni, di cui si è già ampiamente discusso nel cap. 13) e si indagherà sui metodi adottati per contrastarli.

15.2.1 Variazioni di ampiezza

I disturbi sull'ampiezza della forma d'onda di tensione sono:

- **Fluttuazioni di tensione.** Sono variazioni lente della tensione (con tempi maggiori del periodo della tensione a frequenza industriale, 20 ms a 50 Hz) che, in condizioni normali di esercizio, devono comunque essere comprese tra $\pm 10\%$ della tensione nominale. Le fluttuazioni possono essere periodiche oppure completamente casuali. Fluttuazioni periodiche e ripetitive sono tipicamente causate dai seguenti carichi:
 - Saldatrici
 - Gruppi di avviamento dei motori
 - Forni ad arco
 - Carichi di trazione
 - Carichi con assorbimenti impulsivi di potenza

Tra le fluttuazioni di tensione periodiche ve ne sono alcune, con periodo tra 0,005 Hz e 35 Hz, che provocano un fenomeno detto **effetto flicker**. L'occhio umano, infatti, è in grado di percepire queste fluttuazioni in seguito allo sfarfallio della radiazione luminosa emessa da una lampada. L'effetto flicker è un fenomeno fisiologico a cui prendono parte gli occhi ed il cervello. Non tutti gli individui percepiscono il flicker nello stesso modo: fluttuazioni di 0,3 V a 8 Hz sono percepite dal 10% degli osservatori, mentre, a parità di frequenza, fluttuazioni di 1 V sono percepite dal 90% degli osservatori. L'intervallo di frequenze più critico per l'effetto flicker è compreso tra 6 e 12 Hz. Si chiama **frequenza di fusione del flicker** o **frequenza di fusione critica**, la frequenza al di sopra della quale l'occhio umano non è più in grado. Tale frequenza dipende da individuo a individuo e varia tra i 40 e i 56 Hz.

- **Sovratensioni.** Sono tutte quelle anomalie che comportano una sopraelevazione della tensione rispetto al valore nominale (vedi §13).
- **Buchi di tensione.** Sono riduzioni della tensione di ampiezza maggiori di $V_n - 10\%$, ma sempre minori di $V_n - 90\%$. I buchi di tensione sono principalmente dovuti a guasti seguiti da manovra di richiusura rapida o lenta, e dall'inserzione di trasformatori e condensatori. Anche l'avviamento diretto dei motori asincroni provoca dei buchi di tensione. I principali effetti dei buchi di tensione sono:
 - Interventi intempestivi dei relè di minima tensione e dei teleruttori (contattori telecomandati);
 - Problemi in impianti di illuminazione con lampade a scarica (che possono spegnersi se la tensione si riduce del 30-40% di V_n per periodi di 50 ms o superiori);
 - Rallentamento e possibile arresto della marcia nei motori asincroni;
 - Perdita del sincronismo per motori sincroni alimentati a frequenza variabile;
 - Arresto di funzionamento dei sistemi elettronici, con necessità di rielaborazione o ricostituzione delle informazioni perse.

In fig. XX sono rappresentati alcuni buchi di tensione dovuti a diverse cause.

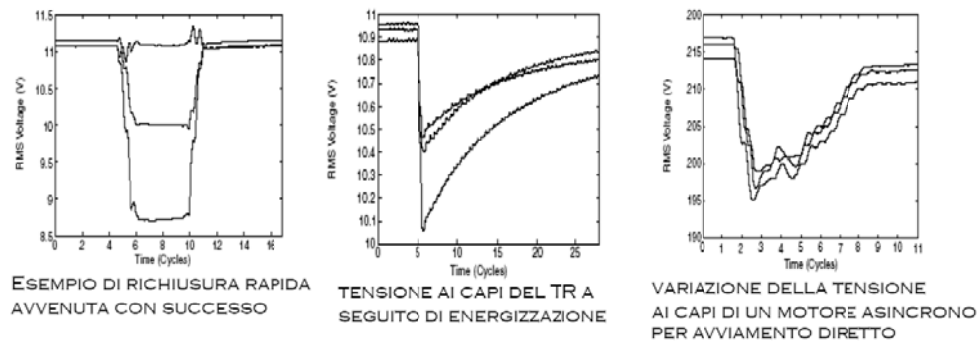


Figura 135 - Buchi di tensione.

Si consideri una rete AT in cui avvenga un guasto su una delle linee afferenti ad una sbarra:

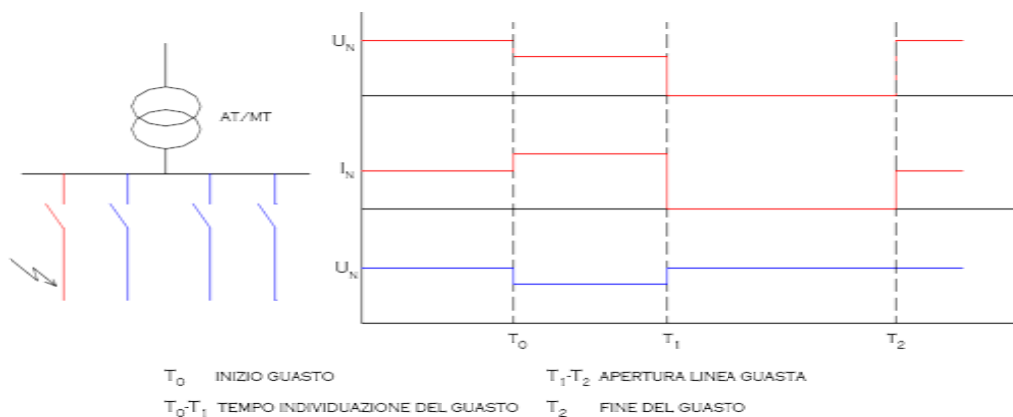


Figura 136 - Buco di tensione in conseguenza di un guasto su una rete AT

Si può osservare un buco di tensione su tutte le altre linee non affette da guasto. Tale variazione di tensione viene interrotta all'apertura dell'interruttore di linea. In caso di richiusura rapida senza successo si ha la ricomparsa del buco di tensione sulle linee. Nelle reti MT la bobina di Petersen mitiga l'effetto dei buchi di tensione. In Italia, è in corso la transizione da neutro MT isolato a neutro MT a terra tramite bobina e resistenza in parallelo. Si consideri, ad esempio, una porzione di rete come quella mostrata in fig. XX.

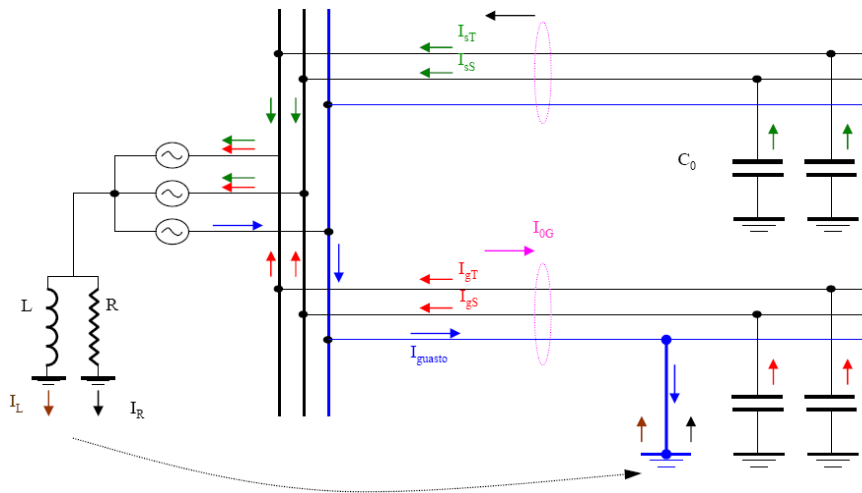


Figura 137 - Guasto su una rete MT.

In fig. XX. Si può osservare l'effetto mitigativo della bobina di Petersen sull'abbassamento di tensione:

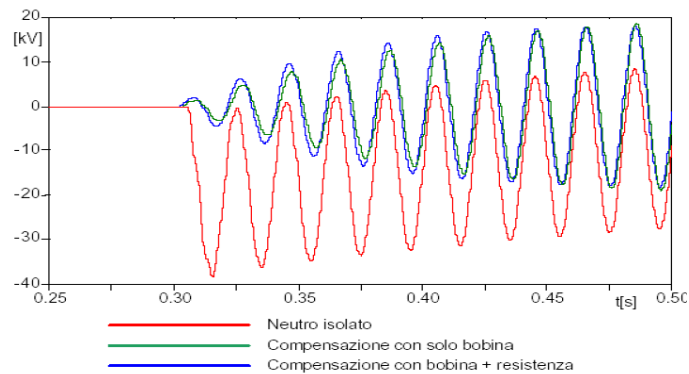


Figura 138 - Effetto della bobina di Petersen sull'abbassamento di tensione successivo al guasto.

riducendo al corrente nel punto di guasto, la bobina permette di ottenere, inoltre, una diminuzione delle tensioni di passo e di contatto nei punti limitrofi al guasto, ed un aumento delle possibilità di autoestinzione dell'arco prima dell'apertura dell'interruttore, con conseguente riduzione delle interruzioni brevi per la clientela (vedi §17.1).

- **Interruzioni brevi.** Interruzioni della tensione di durata non superiore a 3 minuti.
- **Interruzioni lunghe.** Interruzioni della tensione di durata superiore a 3 minuti.

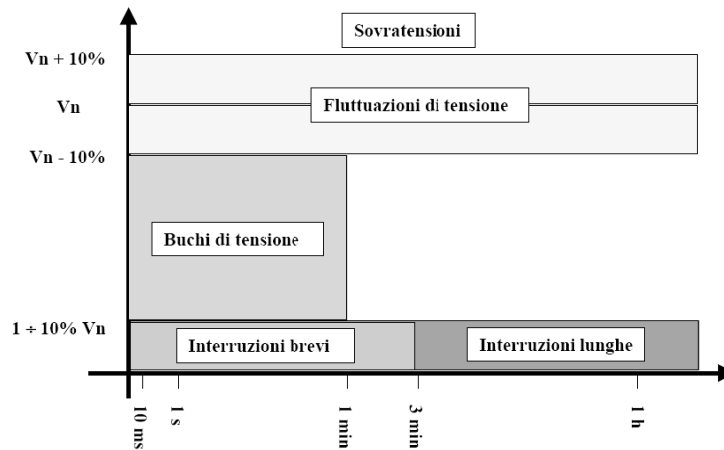


Figura 139 - Disturbi nell'ampiezza della forma d'onda della tensione.

15.2.2 Variazioni di frequenza

Per quanto riguarda la frequenza della forma d'onda di tensione, la norma EN 50160 del 1993 stabilisce che, a 50 Hz, il valore rilevato ogni 10 secondi deve essere:

- compreso tra $50 \pm 1\%$ per il 95% della settimana. Si ammettono delle piccole variazioni per il restante 5% della settimana, ma comunque il valore deve restare:
- compreso tra $50 +4\%/-6\%$ Hz per il 100% della settimana.

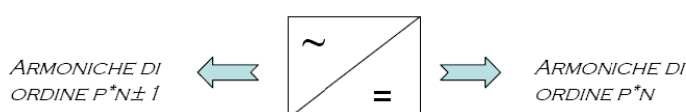
Per quanto concerne la variazione di frequenza, le cause, le conseguenze e i metodi adottati per la regolazione, si rimanda al cap.12.

15.2.3 Armoniche

Le principali fonti di armoniche in una rete sono rappresentate dai convertitori elettronici di potenza. Ogni convertitore è caratterizzato da un valore chiamato **indice di pulsazione p** che rappresenta il numero di commutazioni non simultanee durante un periodo della tensione a frequenza industriale. In funzione dell'indice di pulsazione è possibile calcolare l'ordine delle armoniche immesse dal convertitore sia lato AC sia lato DC, mediante la formula:

$$\text{lato AC: } (p \cdot n) \pm 1 \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

$$\text{lato DC: } (p \cdot n) \quad n = 0, 1, 2, \dots$$



INDICE PULSAZIONE	ORDINE ARMONICHE LATO DC	ORDINE ARMONICHE LATO AC
P	$P \cdot N$	$P \cdot N \pm 1$
6	0, 6, 12, 18, 24, 30...	1, 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23...
12	12, 24, 36, 48...	1, 11, 13, 23, 25, 35, 37...

Figura 140 - Armoniche prodotte da un convertitore con indice di pulsazione P .

La norma impone che in condizioni di normale esercizio il 95% dei valori medi su 10 minuti del valore efficace di ciascuna armonica individuale della tensione debba essere minore uguale ai limiti di tabella XX:

Armoniche dispari				Armoniche pari	
non multiple di 3		multiple di 3			
ordine	ampiezza	ordine	ampiezza	ordine	ampiezza
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6 ... 24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

Figura 141 – Limiti di ampiezza delle armoniche.

Inoltre, il THD calcolato sulle prime 40 armoniche non deve superare l'8%.

I principali utilizzi di convertitori di grossa potenza nelle reti elettriche sono:

1. Interconnessione fra due reti a frequenza diversa: per esempio sistemi a 50/60 Hz oppure interconnessione con reti ferroviarie a $16\frac{2}{3}$ Hz;
2. Distribuzione dell'energia: alimentazione di utenze che richiedono un elevato grado di continuità come ospedali, aeroporti, servizi ausiliari delle stazioni elettriche;
3. Trasmissione in CC e trazione elettrica: linee sottomarine o HVDC. Si utilizzano principalmente convertitori a ponte dodecafase (indice di pulsazione 12);
4. Elettrotermia: forni ad arco. La caratteristica non lineare dell'arco elettrico da origine a correnti e tensioni armoniche nella rete a monte.

I principali circuiti generatori di armoniche e lo spettro in frequenza prodotto sono rappresentati in fig. XX.

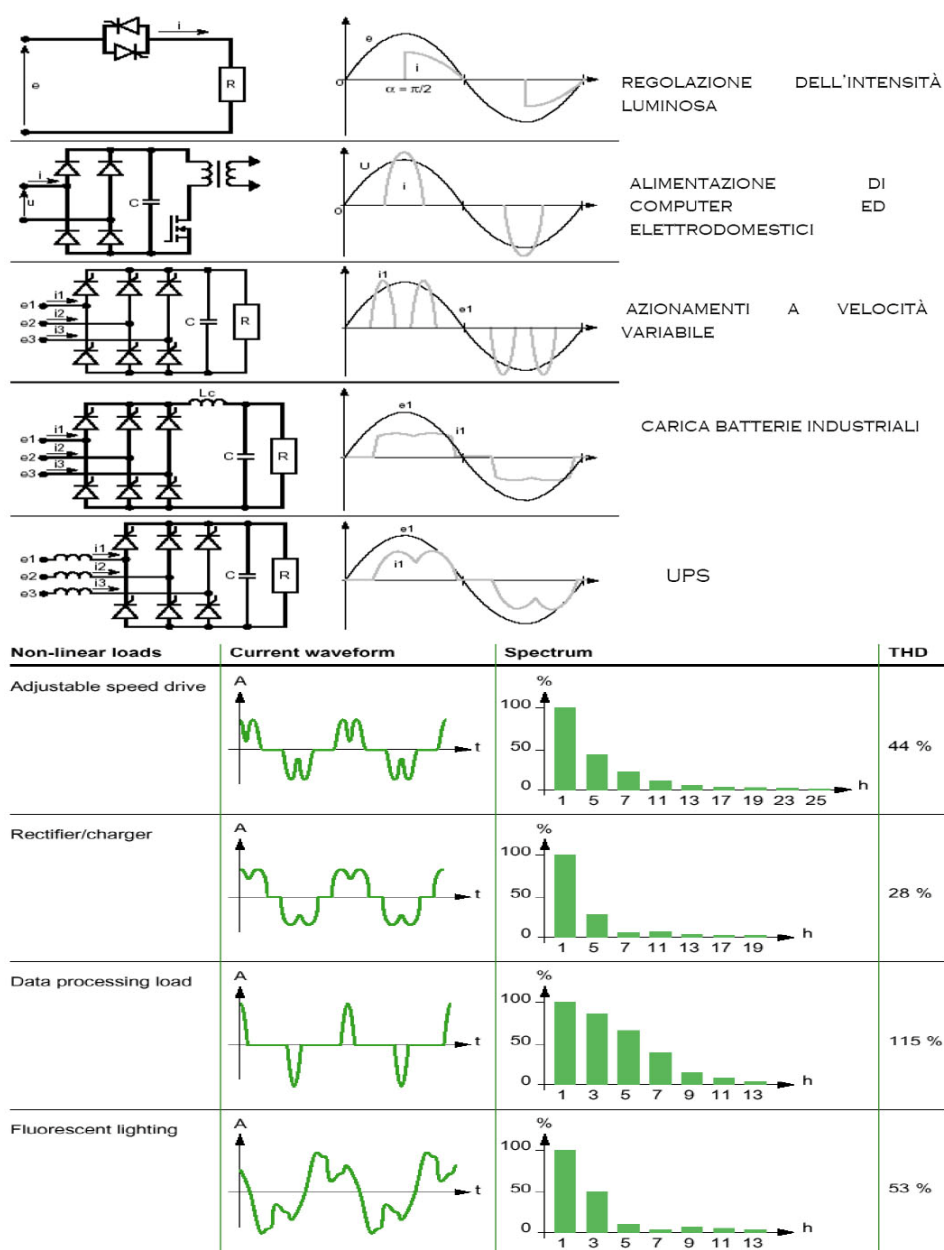


Figura 142 – Principali circuiti generatori di armoniche e distorsioni prodotte.

Le correnti armoniche in rete producono svariati effetti negativi, tra i quali:

- Sovraccarichi delle batterie di condensatori: le norme IEC stabiliscono che i condensatori devono poter funzionare con un sovraccarico permanente del 30%;
- Irregolarità di funzionamento nei dispositivi di telecomando centralizzato di tipo “ripple control”;
- Circolazione di correnti armoniche nel quarto filo nei sistemi trifase BT: in fig. XX è riportato l’andamento della corrente sul neutro all’aumentare del carico elettronico globale.

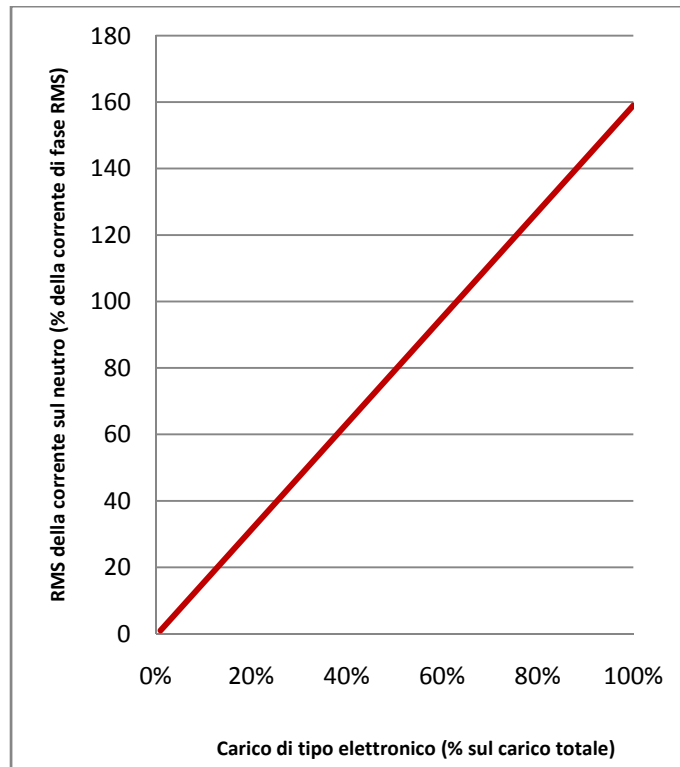


Figura 143 - l’andamento della corrente sul neutro all’aumentare del carico elettronico globale.

Le correnti sul neutro possono anche essere provocate da squilibri come inserzione di carichi monofase (vedi §17.2.4). Gli effetti delle correnti sul neutro sono:

- Surriscaldamento del conduttore del neutro, possibile inadeguatezza della sezione del conduttore del neutro;
 - Comparsa di una tensione sul neutro;
 - Surriscaldamenti e vibrazioni nei trasformatori.
- Perdite addizionali nei trasformatori;
 - Errori di misura nei contatori di energia;
 - Disturbi ai carichi: macchine rotanti, convertitori statici, relè di protezione, calcolatori elettronici;
 - Disturbi alle linee telefoniche e telegrafiche.

15.2.4 Squilibri

Quando in un sistema trifase si preleva potenza solamente da una o due fasi (fig. XX), si creano degli squilibri nelle correnti di fase che danno luogo a differenti cadute di tensione in linea con conseguenti dissimmetrie nelle tensioni.

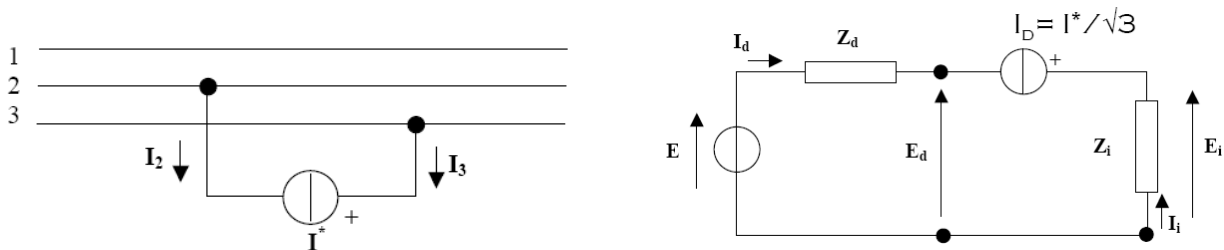


Figura 144 - Carico squilibrato e circuito di sequenza associato.

Come noto dalla teoria delle sequenze, qualsiasi terna di tensioni e correnti può essere rappresentata mediante la composizione di

- terna diretta (o positiva)
- terna indiretta (o negativa)
- terna omopolare (o “zero”)

per il circuito di sequenza associato (fig. XX) valgono le seguenti relazioni:

$$E_d = E - Z_d I_d$$

$$E_i = Z_i I_i$$

Si definisce **fattore di dissimmetria** K_S , il rapporto tra la tensione di sequenza inversa e la tensione di sequenza diretta:

$$K_S = \frac{E_i}{E_d}$$

Se si ipotizza $R \ll X$ e $X_d = X_i$ per cui $Z \cong X_d = X_i = X$ si ha che

$$K_S = \frac{E_i}{E_d} \cong \frac{X I^*}{\sqrt{3} E_d} \cdot \frac{V}{V} = \frac{X V I^*}{V^2} = \frac{N}{P_{cc}}$$

Quindi, sotto tali ipotesi, il fattore di dissimmetria è pari al rapporto tra la potenza apparente assorbita dal carico monofase e la potenza di cortocircuito trifase nel nodo di alimentazione del carico.

Lo squilibrio del carico porta alla circolazione di correnti di sequenza indiretta che disturbano motori sincroni, asincroni e lampade. Per questo motivo, le norme IEC stabiliscono che, in

condizioni normali di esercizio, il fattore di dissimmetria sia compreso tra 0 e 2% nel 95% dei valori medi in 10 minuti (su base settimanale), il fattore di dissimmetria sia compreso tra 0 e 2%.

15.2.5 Riduzione dei disturbi

Vediamo quali sono i provvedimenti adoperati per garantire la giusta forma d'onda ai carichi.

Per quanto riguarda i **problemi di variazione di ampiezza** si adottano:

- **Scaricatori.** Per la protezione contro le sovratensioni impulsive unidirezionali, impulsive ad alta frequenza, impulsive oscillatorie e sovratensioni derivanti da manovre sulla rete AT, vengono utilizzati due tipi di scaricatori: Gas Arrester e Metal Oxide Varistor (MOV). Il MOV è un componente avente caratteristica fortemente non lineare, in grado di drenare efficacemente le sovratensioni, in modo analogo agli scaricatori delle reti AT. Il dimensionamento degli scaricatori viene eseguito sul contenuto energetico massimo (presunto tale) a cui questi dovranno far fronte. Il simbolo circuitale e la caratteristica di un MOV sono indicati in fig. XX. Alle volte questi due componenti vengono installati in serie per garantire risultati ottimali.

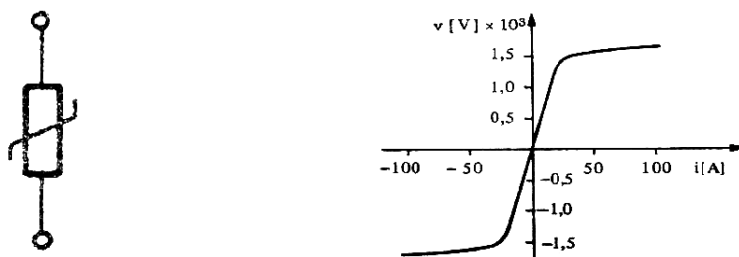


Figura 145 - Simbolo circuitale e caratteristica I-V di un MOV.

- **Gruppi statici di continuità.** I gruppi statici di continuità o UPS (uninterruptible power supply), sono dei dispositivi in grado di garantire la continuità del sistema elettrico anche in mancanza di alimentazione da rete, mediante l'utilizzo di componenti statici quali batterie e inverter. Si possono distinguere in:
 - **UPS online** (o VFI, Voltage and Frequency Independent from mains supply). Questa tipologia di UPS genera sempre una nuova forma d'onda in uscita. Oltre a garantire la continuità dell'alimentazione in caso di interruzioni della tensione di rete, un VFI garantisce la protezione da tutti gli altri disturbi provenienti dalla rete, garantendo sempre una forma d'onda perfetta per il carico.
 - **UPS offline** (o VFD, Voltage and Frequency Dependent from mains supply). Questa tipologia di UPS garantisce la protezione dalle interruzioni della tensione di rete, ma non da tutti gli altri disturbi provenienti da essa. Nel funzionamento normale, infatti, il carico è alimentato dalla tensione di rete tramite un bypass del gruppo di continuità. L'UPS entra in funzione soltanto in caso di mancanza di tensione da rete.

- **Gruppi rotanti di continuità.** Si tratta di UPS realizzati mediante componenti rotanti (motori e generatori). Le macchine utilizzate sono tipicamente sincrone, per garantire la corretta frequenza. In caso di buchi di tensione dalla rete, l'alimentazione del carico viene mantenuta grazie all'inerzia del gruppo rotante, che può anche essere opportunamente aumentata con dei volani

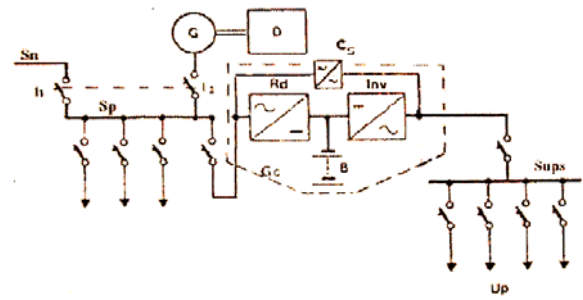


Figura 146 - VFI con gruppo rotante di continuità.

proprio per far fronte a queste evenienze. Per fronteggiare le lunghe interruzioni, i gruppi sono corredati di un motore diesel che viene avviato quando la tensione viene a mancare per un certo periodo di tempo prefissato. Per i carichi critici si realizzano spesso sistemi ibridi, composti da un gruppo rotante e un UPS di tipo VFI (fig. XX). In questo modo è garantita la corretta alimentazione sia per interruzioni brevi (scarica delle batterie del VFI) che per lunghi blackout (alimentazione dal gruppo rotante).

Per quanto riguarda i **problemi di armoniche** si utilizzano:

- **Raddrizzatori con reazioni dodecafase.** Questo tipo di raddrizzatori fa uso di un trasformatore a tre avvolgimenti di tipo Ddy ai cui secondari sono connessi dei ponti trifasi di tiristori (a sei impulsi), i cui lati DC sono connessi in serie. Lo sfasamento di 30° tra le tensioni secondarie introdotto dalle connessioni Dd e Dy, consente di avere una forma d'onda di tensione, lato DC, che presenta 12 impulsi in un periodo elettrico a frequenza industriale. Questo consente di avere lato DC una corrente puramente continua

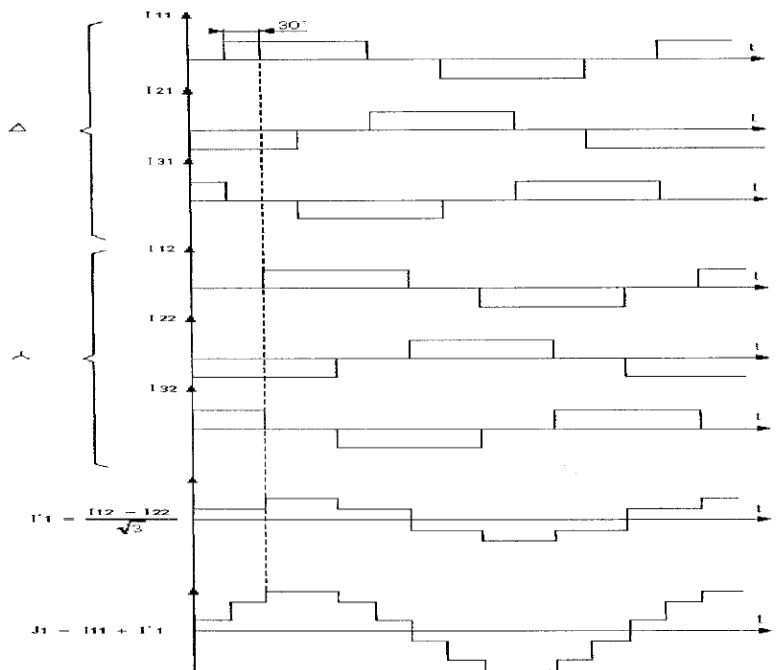


Figura 147 - Corrente lato AC in un convertitore a ponte dodecafase.

senza la necessità di inserire una grossa induttanza di spianamento. Inoltre l'indice di pulsazione del sistema è pari a 12, quindi la corrente richiamata dalla linea AC presenta solamente armoniche di ordine $12n \pm 1$ con $n = 0, 1, 2, \dots$ che sono molto più semplici da filtrare. La forma d'onda della corrente richiamata dalla linea è rappresentata in fig. XX.

- **Filtri passivi: accordati e smorzati.** Un filtro accordato è costituito da bipoli RLC in serie. Offrono una bassa impedenza alla frequenza di risonanza, che viene pertanto accordata con l'armonica che si vuole filtrare. Si connettono tra le fasi e la terra. Il comportamento in frequenza è rappresentato in fig. XX.

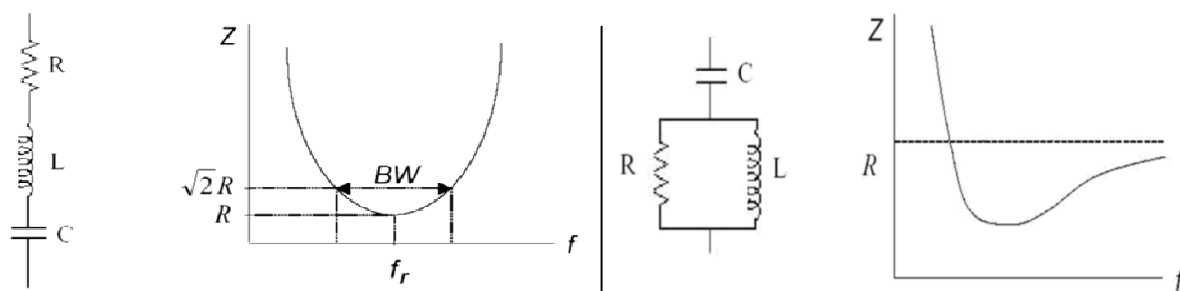


Figura 148 - Filtro accordato e diagramma Z-f (a sinistra); filtro smorzato e diagramma Z-f (a destra).

Un filtro smorzato, invece, è caratterizzato da un'alta impedenza alla frequenza di rete (a 50 Hz il comportamento è capacitivo), mentre offrono una bassa impedenza per le armoniche di ordine superiore. Il comportamento in frequenza è quello di un filtro passa-alto (fig. XX).

- **Filtri attivi.** Un filtro attivo è un componente elettronico che consente di ottenere la forma d'onda di corrente non sinusoidale richiamata da un carico, attraverso l'immissione delle armoniche superiori necessarie. In questo modo le armoniche non vengono richiamate dalla rete, ma vengono generate in situ. Uno schema di principio dei filtri attivi è rappresentato in fig. XX.

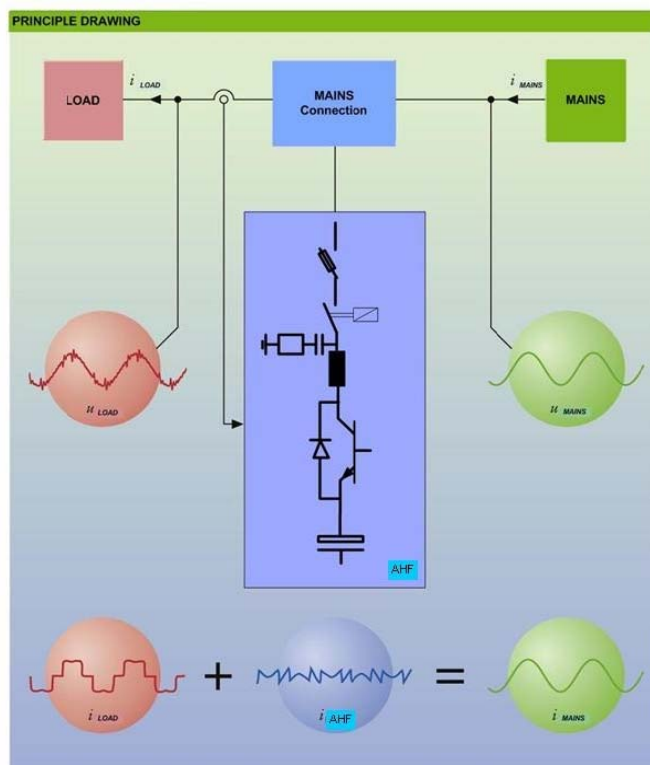


Figura 149 - Schema di funzionamento dei filtri attivi.

Per quanto riguarda i **problemi di carichi squilibrati** si usano:

- **Stabilizzatori di tensione.** Apparatati realizzati mediante l'inserzione di un trasformatore in serie su tutte e tre le fasi, al cui secondario è collegato un autotrasformatore a rapporto variabile azionato da un servomotore comandato da un circuito di controllo. In questo modo, agendo sul rapporto di trasformazione è possibile equilibrare carichi squilibrati ed equilibrare un sistema di tensioni dissimmetrico. In fig. XX è raffigurato uno stabilizzatore di tensione, in cui spiccano i tre autotrasformatori.



Figura 150 - Stabilizzatore di tensione.

- **Schemi di inserzione dei carichi monofase: schema Scott e schema a V.**
- **Equa ripartizione del carico sulle fasi (riduzione alla sorgente).**

15.3 Qualità commerciale

La qualità commerciale coinvolge i rapporti tra fornitore e utilizzatore. Tali rapporti sono fondamentali per la scelta del fornitore e si instaurano dal momento in cui un potenziale cliente chiede informazioni o inoltra richiesta per un nuovo allaccio. La qualità commerciale fa riferimento ai seguenti indicatori di qualità:

- Tempo di realizzazione del preventivo;
- Tempo di attivazione della fornitura (allaccio alla rete elettrica);
- Tempo di disattivazione della fornitura (su richiesta del cliente);
- Tempo di esecuzione dei lavori semplici;
- Tempo di esecuzione dei lavori complessi;
- Tempo di riattivazione della fornitura a seguito di una sospensione;
- Fascia di puntualità per gli appuntamenti con i richiedenti.

In altre parole La qualità commerciale copre un ampio numero di aspetti dello standard del servizio prestato dal fornitore al cliente: dal tempo massimo per l'allacciamento, risposta a informazioni, fatturazione, appuntamenti, risposta alle lamentele, risposta alle emergenze, ecc..

Appendice

Il metodo dei valori relativi

Sia data una rete elettrica monofase priva di trasformatori e sia $\{\alpha\}$ l'insieme delle grandezze scalari e vettoriali di cui è sede (potenze attive e reattive, tensioni, correnti, impedenze, etc...).

Sia inoltre assegnato un sistema di grandezze scalari $\{\beta\} = \{E_b, I_b, N_b, Z_b, Y_b\}$, chiamate grandezze di base tale che sussistano le relazioni fondamentali:

$$N_b = E_b I_b; \quad Z_b = \frac{E_b}{I_b}; \quad Y_b = \frac{1}{Z_b};$$

Per definire queste cinque grandezze è necessario fissarne 2. In genere si fissano potenza base N_b e tensione base E_b .

Esprimere una grandezza dell'insieme $\{\alpha\}$ in valore relativo sulla base di $\{\beta\}$ (o in per unità, p.u.), significa determinare il rapporto tra tale grandezza e la grandezza omogenea dell'insieme $\{\beta\}$. Per esempio:

$$\bar{E}_i^* = \frac{\bar{E}_i}{E_b}; \quad \bar{I}_i^* = \frac{\bar{I}_i}{I_b}; \quad \bar{N}_i^* = \frac{\bar{N}_i}{N_b};$$

Tutte le relazioni che valgono nella rete normale valgono anche quando le grandezze sono espresse adimensionalmente in p.u.

Un primo vantaggio nell'usare questo metodo consiste nella maggiore quantità di informazioni che il valore in p.u. è in grado di offrire. Dire che un motore eroga 120 kW non fornisce informazioni come dire che un motore eroga una potenza pari a 1,2 p.u: questo ci dice che sta funzionando oltre la potenza nominale.

Un secondo vantaggio di usare questo metodo consiste nella semplificazione dei calcoli relativi a reti contenenti trasformatori. L'utilizzo del calcolo in p.u. con appropriata base consente, infatti, di eliminare il componente "trasformatore ideale" dallo schema equivalente del trasformatore.

Il procedimento per operare questa semplificazione si può riassumere in:

- a) riduzione in p.u. le grandezze a valle del primario sulla base della potenza N_b e della tensione E_{1b} .
- b) riduzione in p.u. le grandezze a monte del secondario sulla base della stessa N_b e della tensione $E_{2b}=E_{1b}/K$ con K rapporto di trasformazione ideale.
- c) Eliminazione del trasformatore di interconnessione con collegamento diretto tra primario e secondario.

Esercizi

Di seguito vengono proposti una serie di esercizi svolti riuniti per argomento.

Il calcolo delle costanti primarie delle linee

Esercizio 1

Si consideri la linea aerea a 110-230 kV caratterizzata dalle seguenti grandezze (i numeri si riferiscono ai singoli conduttori: 1, 2 e 3 per le fasi; 4 e 5 per le funi di guardia):

	$X^{(*)}$ (m)	Y sostegno (m)	Y minima (m)
1'	-2,75	22,00	12,00
2'	2,75	20,00	10,00
3'	-2,75	18,00	8,00
4	-1,60	26,61	18,00
5	1,60	26,61	18,00

^(*) Coordinata orizzontale riferita alla mezzzeria del sostegno

Conduttori	Fase	Fune di guardia
d (mm)	21,8	11,70
$r'_{40^{\circ}\text{C}}$ (Ω/km)	0,1285	0,6091
k	0,845	0,862
Terreno		
P_t (Ωm)	500	

Conduttori di fase ACSR Hawk (282,5 mm²); funi di guardia ACSR Petrel (81 mm²).

Calcolare:

- I coefficienti di autoinduzione apparente delle tre fasi, alla sequenza diretta;
- L'induttanza di servizio alla sequenza diretta;
- Le capacità proprie e mutue;
- La capacità di servizio alla sequenza diretta.

Esercizio 2

Si consideri la linea aerea a 220 kV caratterizzata dalle seguenti grandezze (i numeri si riferiscono ai singoli conduttori: 1, 2 e 3 per le fasi⁽¹⁾; 4 e 5 per le funi di guardia):

	$X^{(2)}$ (m)	Y sostegno (m)	Y minima (m)
1'	-8,325	20,00	8,00
1''	-7,875	20,00	8,00
2'	-0,225	20,00	8,00
2''	0,225	20,00	8,00
3'	7,875	20,00	8,00
3''	8,325	20,00	8,00
4	-7,05	27,30	17,10
5	7,05	27,30	17,10

Conduttori	Fase ⁽³⁾	Fune di guardia
d (mm)	27,72	11,00
$r'_{20^{\circ}\text{C}}$ (Ω/km)	0,0733	2,28
k	0,82	0,758
Terreno		
P_t (Ωm)	200	

⁽¹⁾ Le fasi consistono di fasci binati con $\Delta=45$ cm

⁽²⁾ Coordinata orizzontale riferita alla mezzeria del sostegno

⁽³⁾ Dati del singolo subconduttore

Calcolare:

- I coefficienti di autoinduzione apparente delle tre fasi, di sequenza diretta;
- L'induttanza di servizio alla sequenza diretta;
- Le capacità proprie e mutue;
- La capacità di servizio alla sequenza diretta.

Linee elettriche trifase

Qwerty

Il calcolo dei flussi di potenza

Qwerty

Il calcolo delle correnti di cortocircuito

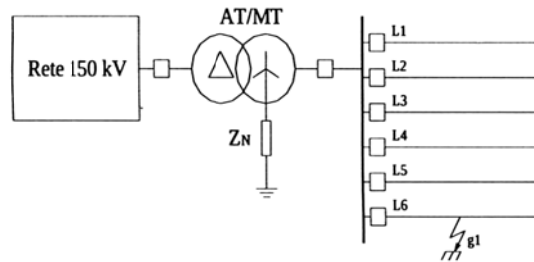
Esercizio 1

Qwerty

Esercizio 2

Data la rete MT in figura, considerando il neutro a terra su bipolo R//L (resistenza e bobina di Petersen) dimensionare detto bipolo in modo di:

- 1) Compensare la componente capacitiva della corrente di guasto;
- 2) Assicurare una corrente di guasto monofase franco pari a 25 A (si consideri a tal fine $V = 16 \text{ kV}$)



<p>Rete 150 kV: $I_{cc}=12,5 \text{ kA}$, $I_{gmi}=5,1 \text{ kA}$ Trasformatore AT/MT: $S_n=40 \text{ MVA}$, $150 \text{ kV} \pm 8 \times 1,25\% / 15,8 \text{ kV}$, $V_{cc}=15,5\%$</p>	<p>Linee in cavo L1..L6: $c_0=300 \text{ nF/km}$ $l_1=7,9 \text{ km}$, $l_2=9,7 \text{ km}$, $l_3=9,2 \text{ km}$, $l_4=10,6 \text{ km}$, $l_5=11,9 \text{ km}$, $l_6=8,3 \text{ km}$</p>
--	--

Determinare successivamente, con riferimento al guasto monofase franco in g1, la corrente omopolare $\bar{I}_0^{(4)}$ alla partenza della linea L4, non affetta da guasto. Si trascurino le impedenze longitudinali e, per la tensione nel punto di guasto, si assuma $V = 16 \text{ kV}$.

Svolgimento

Innanzitutto si calcola la capacità totale della rete MT:

$$C_0 = c_0 \sum_{i=1}^6 l_i = 300 \cdot (7,9 + 9,7 + 9,2 + 10,6 + 11,9 + 8,3) = 17,28 \mu\text{F}$$

La bobina di Petersen e le capacità alla sequenza omopolare si trovano in parallelo (si ricordi che, essendo l'induttanza L inserita fra il neutro e la terra, alla sequenza omopolare è necessario considerare una induttanza $3L$, cfr §2.X), pertanto è possibile scrivere (cap. 8.3.4):

$$3\omega L = \frac{1}{\omega C_0}$$

Da cui si ricava il valore della induttanza

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C_0} = \frac{1}{3 \cdot (2\pi 50)^2 \cdot 17,28 \cdot 10^{-6}} = 195 \text{ mH}$$

Si è considerata una compensazione totale delle correnti capacitive da parte della

bobina. Sotto tale ipotesi, la resistenza che il bipolo resistivo deve avere per assicurare una corrente di guasto monofase franco pari a 25 A è semplicemente data dalla:

$$R = \frac{E}{I_{g,mt}} = \frac{U}{\sqrt{3}I_{g,mt}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 25} = 370 \Omega$$

Per svolgere l'ultima richiesta del testo è sufficiente ricordare quanto visto nel §8.3.2, osservando che, nel caso in cui il guasto sia monofase franco a terra, la tensione omopolare coincide, cambiata di segno, con la tensione nel punto di guasto. Si può pertanto scrivere:

$$\vec{I}_0^{(4)} = j\omega C_0^{(4)} \vec{E}_0 = -j\omega c_0 l_4 \vec{E}$$

Da cui

$$I_0^{(4)} = \omega c_0 l_4 \frac{U}{\sqrt{3}} = 2\pi 50 \cdot 300 \cdot 10^{-9} \cdot 10,6 \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 9,22 A$$