

CAPITOLO I

GENERALITA' SUL SISTEMA ELETTRICO PER L'ENERGIA

1. Introduzione

Il trasferimento dell'energia elettrica dai luoghi in cui viene prodotta a quelli in cui viene utilizzata avviene, salvo casi particolari, in corrente alternata trifase.

I vantaggi della corrente alternata rispetto a quella continua sono noti. Si ricorda, a titolo di esempio:

- la possibilità di utilizzare il trasformatore, grazie al quale si possono adottare nel sistema elettrico i livelli di tensione più adatti alla produzione, trasmissione, distribuzione ed utilizzazione dell'energia elettrica prodotta;
- la maggiore facilità che si ha nell'interrompere correnti alternate, grazie ai passaggi naturali per lo zero;
- la possibilità di impiegare per la produzione dell'energia elettrica il generatore sincrono, che, tra l'altro, è una macchina più affidabile delle dinamo, soprattutto nel caso in cui viene mossa da turbine a vapore che, per loro natura, sono adatte per alte velocità.

Ai suddetti vantaggi tecnici, ed ad altri (caratteristiche di funzionamento, affidabilità, ecc.) su cui per brevità non ci si sofferma, è da aggiungersi anche il fatto che, se si esclude il caso di trasmissione dell'energia a grandissima distanza (oltre circa 1000 km), la trasmissione in corrente alternata conviene anche dal punto di vista economico. Infatti, pur essendo una linea di trasmissione in corrente alternata, a parità di condizioni, caratterizzata da maggiori perdite e maggiore sezione conduttrice rispetto a quella in corrente continua, quest'ultima presenta costi complessivi maggiori (almeno fino a quando non si raggiungono distanze di trasmissione molto elevate) per la presenza delle stazioni terminali in cui avviene la conversione da corrente alternata in corrente continua e viceversa (appendice I).

I vantaggi tecnici dei sistemi trifase rispetto a quelli monofase sono, poi, legati essenzialmente a tre motivi:

- la maggiore semplicità, sicurezza, rendimento ed economicità del motore asincrono trifase rispetto a quello monofase;
- gli enormi vantaggi che presenta il generatore sincrono trifase rispetto al generatore monofase;
- le minori cadute di tensione nelle linee (come si vedrà nel seguito).

Vi è, inoltre, da considerare che i sistemi trifase hanno costi del materiale

conduttore delle linee inferiori a quelli del sistema monofase (App. I).

È bene, però, osservare che, pur essendo gli impianti in corrente alternata trifase praticamente quelli universalmente impiegati ormai da quasi cento anni, esistono alcuni casi, tutt'altro che di importanza trascurabile, in cui si impiegano ancora la corrente alternata monofase o la corrente continua. Ad esempio, il sistema monofase in corrente alternata trova impiego nell'ambito degli impianti per la trazione elettrica e nel caso della distribuzione in bassa tensione, mentre la corrente continua viene impiegata nell'ambito degli impianti per la trazione elettrica e negli impianti di trasmissione dell'energia elettrica sia quando è necessario trasmettere energia elettrica a grandi distanze, per i motivi accennati in precedenza, sia quando, dovendo attraversare il mare, l'uso della trasmissione in corrente continua comporta risparmi economici.

2. Costituzione del sistema elettrico per l'energia

Il sistema elettrico per l'energia italiano è costituito dai subsistemi di produzione, dal subsistema di trasmissione, dai subsistemi di distribuzione e da quelli di utilizzazione.

I suddetti subsistemi sono sottoposti a differenti livelli di controllo delle varie grandezze elettriche che ne caratterizzano il funzionamento; tali controlli si attuano essenzialmente in centri di supervisione, in grado di operare in tempo reale. A detti centri affluiscono informazioni dai subsistemi; da essi si dipartono le istruzioni per l'esercizio ottimale dell'intero sistema o di parti di esso.

2.1 Subsistemi di produzione

Per produrre energia elettrica bisogna attingere da una fonte di energia primaria.

La produzione di energia elettrica è quella che utilizza principalmente come fonte di energia primaria:

- l'energia idraulica,
- l'energia termica da combustibili fossili,
- l'energia termica da combustibili nucleari,
- l'energia termica di vapori naturali del sottosuolo.

Si hanno, quindi, due tipi di impianti di produzione dell'energia elettrica:

- gli impianti idroelettrici,
- gli impianti termoelettrici.

Esistono anche gli impianti idroelettrici di produzione e pompaggio, che nella fase di pompaggio impiegano energia elettrica disponibile in modo da avere energia idraulica disponibile nella fase di produzione.

Va, inoltre, ricordata la produzione che utilizza come fonte di energia primaria l'energia solare e l'energia eolica. Si hanno, quindi, anche gli impianti solare ed eolico.

Tutto ciò premesso, al complesso degli impianti di produzione di cui sopra, spesso,

nel gergo usuale, si fa riferimento con la dizione di “impianti di produzione”.

La produzione termoelettrica tradizionale (quella nucleare è assente nel nostro Paese) supera abbondantemente quella idroelettrica. Ad oggi l'azienda che produce la maggior parte dell'energia elettrica è il gruppo ENEL; altre imprese, quali le aziende municipalizzate, le imprese minori e gli autoproduttori producono minori quantitativi di energia; infine, esiste uno scambio di energia elettrica con l'estero. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, l'ENEL ha ridotto il quantitativo di energia prodotta cosicché è aumentato in maniera considerevole l'energia prodotta da altri.

2.2 Subsistema di trasmissione

Il subsistema di trasmissione è costituito generalmente da una rete a configurazione magliata i cui lati sono linee elettriche. La tensione nominale attualmente utilizzata per la trasmissione è 380 kV; spesso, nel gergo usuale, si fa riferimento a tale subsistema con la dizione di “impianti di trasmissione”.

Per quanto riguarda la costituzione della rete si può fare riferimento allo schema unifilare¹ di principio indicato nella fig. I.1, in cui si evidenzia la configurazione magliata della rete.

I nodi 1 e 3 sono i nodi in cui viene riversata l'energia prodotta da un impianto di produzione dopo essere stata trasformata dalla tensione più adatta al funzionamento dei generatori sincroni alla tensione della rete di trasmissione. La trasformazione avviene nelle cosiddette “stazioni di trasformazione annesse alle centrali” attraverso trasformatori elevatori a rapporto fisso. Non si ritiene giustificato introdurre le complicazioni che la commutazione sotto carico comporta per il fatto che la regolazione della tensione consentita dai generatori sincroni risulta generalmente sufficiente.

Il nodo 2 è il nodo da cui viene trasferita l'energia al subsistema di distribuzione dopo essere stata trasformata nella cosiddetta “stazione primaria”. La trasformazione nelle stazioni primarie avviene generalmente attraverso autotrasformatori abbassatori a rapporto variabile sotto carico, per svincolare la tensione della rete a 380 kV da quella del subsistema di distribuzione.

¹ I sistemi elettrici trifasi - con le tre fasi assunte identiche ed alimentate da sistemi simmetrici di tensioni e con carichi trifasi equilibrati - sono rappresentati, come si vedrà nel seguito del libro, attraverso un circuito equivalente costituito da un circuito elettrico monofase; questo circuito monofase è composto da una delle tre fasi e da un conduttore di ritorno fittizio, avente caratteristiche elettriche nulle, chiamato neutro. Semplificando ulteriormente questo schema, precisamente omettendo il conduttore di ritorno e indicando i vari componenti del sistema con i simboli forniti dalle Norme, si ottiene il cosiddetto schema elettrico unifilare, che si adotta quando si vuol dare in forma concisa una rappresentazione dell'intero sistema.

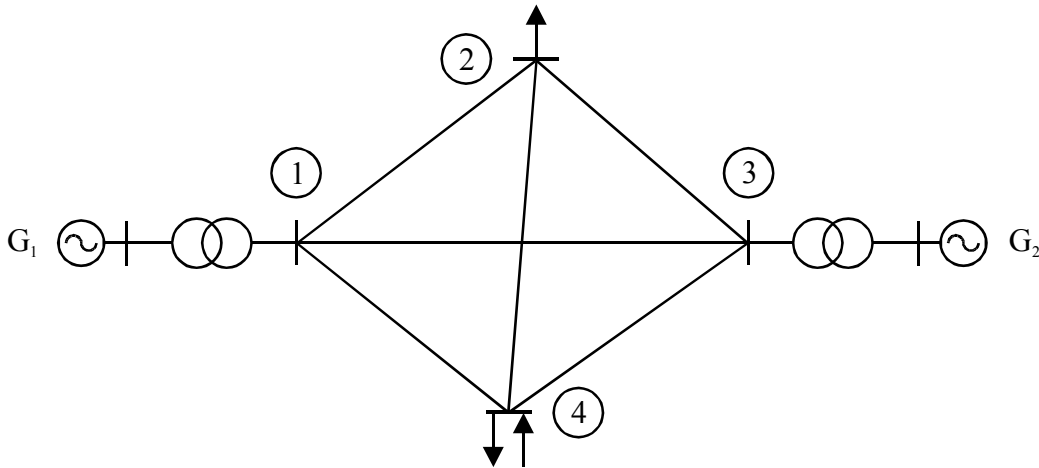


Fig. I.1 – Schema unifilare di principio di un sistema elettrico per l'energia

Il nodo 4 è il nodo di interconnessione con un'altra rete, cioè un nodo in cui viene riversata o da cui viene trasferita una certa quantità di energia verso una rete di una nazione confinante. Nell'Italia settentrionale esistono diversi nodi di interconnessione da cui si dipartono linee che collegano la nostra rete con quella delle nazioni confinanti (Francia, Svizzera, ecc.). Per quanto riguarda l'Italia meridionale, vi è, allo stato attuale, un solo collegamento in corrente continua, via cavo sottomarino, di interconnessione con la Grecia. In prospettiva questo collegamento permetterà un proseguimento verso la Turchia; inoltre, sono in discussione accordi con l'ex URSS e la Tunisia.

La trasmissione di energia elettrica può essere anche affidata a una sola linea elettrica che collega una stazione annessa alla centrale ad una stazione primaria, ad esempio quando le risorse energetiche sono disponibili in siti ubicati a notevole distanza dai centri di consumo.

Per quanto riguarda l'Italia, il subsistema di trasmissione è su rete che, negli anni passati, era gestita dall'ENEL. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, la gestione della rete di trasmissione è ora affidata alla Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A..

2.3 Subsistemi di distribuzione

Un subsistema di distribuzione (fig. I.2) è costituito da una rete di distribuzione primaria, da reti di distribuzione a media tensione (MT) e da reti di distribuzione a bassa tensione (BT); spesso, nel gergo usuale, si fa riferimento a tale subsistema con la dizione di “impianti di distribuzione”.

Ciascuna rete di distribuzione primaria, la cui tensione nominale è di 150 o 130 kV, riceve energia da nodi della rete di trasmissione attraverso le stazioni primarie ed alimenta le reti di distribuzione MT tramite le cosiddette “stazioni AT/MT”.

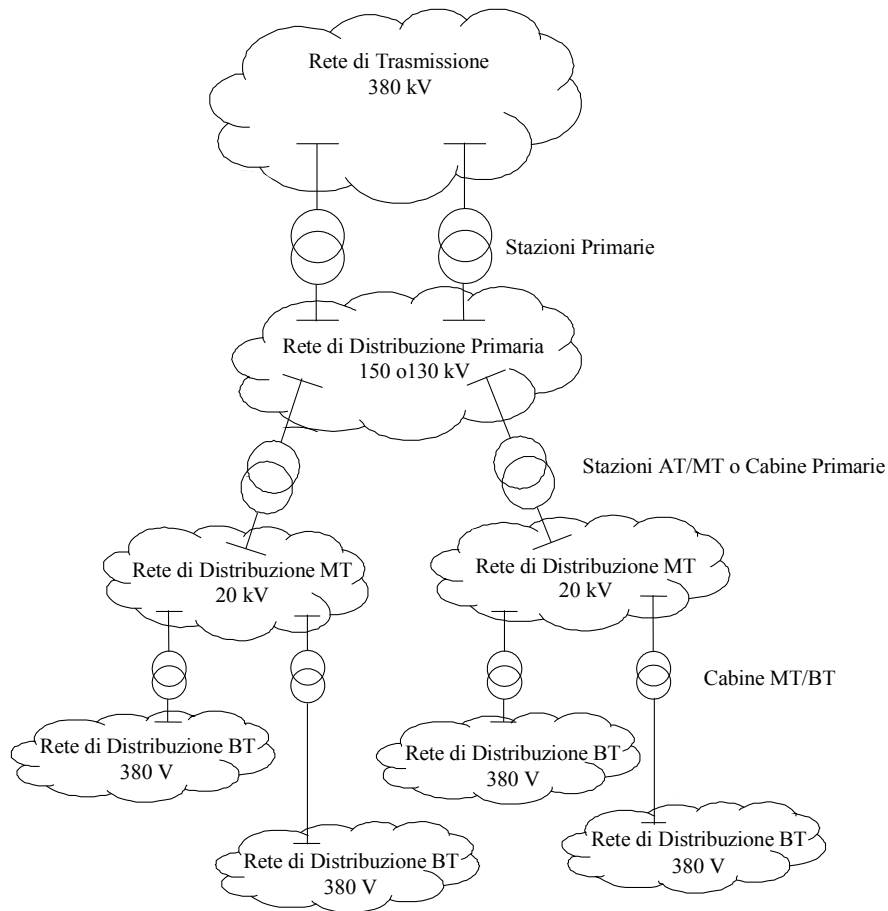


Fig. I.2 – Varie parti di un sottosistema di distribuzione

Ciascuna rete di distribuzione MT, la cui tensione nominale è prevalentemente di 20 kV, origina dalle stazioni AT/MT con il secondario a stella con centro stella isolato (fig. I.3 a)) o connesso a terra attraverso una resistenza (fig. I.3 b)) o una induttanza (fig. I.3 c)) e alimenta le reti di distribuzione BT tramite cabine MT/BT. Le configurazioni variano in relazione alla densità di carico ed al livello di continuità di alimentazione dell'utenza, con i più disparati schemi che vanno dalla configurazione magliata a quella radiale in cui il flusso dell'energia è unidirezionale.

Ciascuna rete di distribuzione a BT, la cui tensione nominale è di 380 V, origina da una cabina MT/BT con il secondario a stella con centro stella a terra (fig. I.4) e realizza l'ultima fase della distribuzione fino alla consegna alle piccole utenze con linee trifasi con neutro o con linee monofasi con neutro derivate dalle prime .

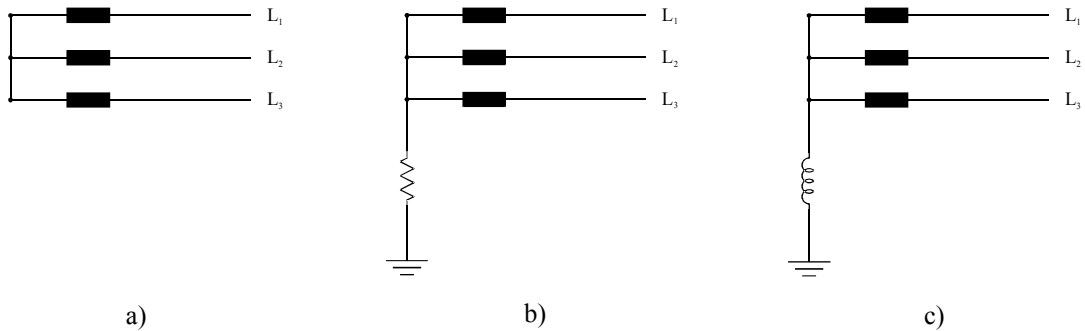


Fig. I.3 - a) Secondario a stella con centro stella isolato; b) Secondario a stella con centro stella connesso a terra attraverso una resistenza di elevato valore; c) Secondario a stella con centro stella connesso a terra attraverso una induttanza

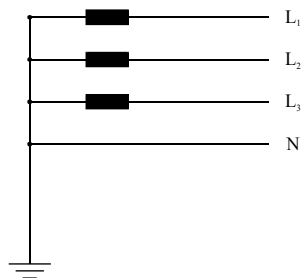


Fig. I.4 - Secondario a stella con centro stella a terra e con linee trifasi (L_1 , L_2 , L_3) con neutro (N)

Negli anni passati la gestione dei subsistemi di distribuzione era affidata principalmente all'ENEL. Sulla base delle opportunità offerte dalla recente legislazione sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, come si vedrà nel par. 4, la gestione in futuro sarà privatizzata.

2.4 Subsistemi di utilizzazione

Un subsistema di utilizzazione è costituito dalle diverse utenze elettriche. In dipendenza delle potenze richieste, alcune utenze sono alimentate a partire dalle stazioni primarie, altre dalle stazioni AT/MT, altre, infine, a partire dalle cabine MT/BT.

È utile specificare che tra le utenze elettriche spesso si includono, nel loro complesso, i sistemi elettrici industriali e quelli di trasporto; infatti, i primi sono anche essi alimentati a partire dalle stazioni primarie o dalle stazioni AT/MT o, infine, dalle cabine MT/BT ed i secondi sono alimentati dalle stazioni primarie.

Per quanto riguarda più specificamente il sistema elettrico industriale, esso, seppure visto dalla rete di alimentazione come un "unico" utente, è, al suo interno, un sistema

alquanto complesso, in quanto in esso possono essere presenti contemporaneamente un impianto di produzione, linee in alta, media e bassa tensione ed utenti in media e bassa tensione².

Al fine di rendersi conto di tale affermazione, si faccia riferimento, a titolo unicamente di esempio, alla fig. I.5, in cui è riportato lo schema unifilare di principio di un sistema elettrico industriale di media potenza.

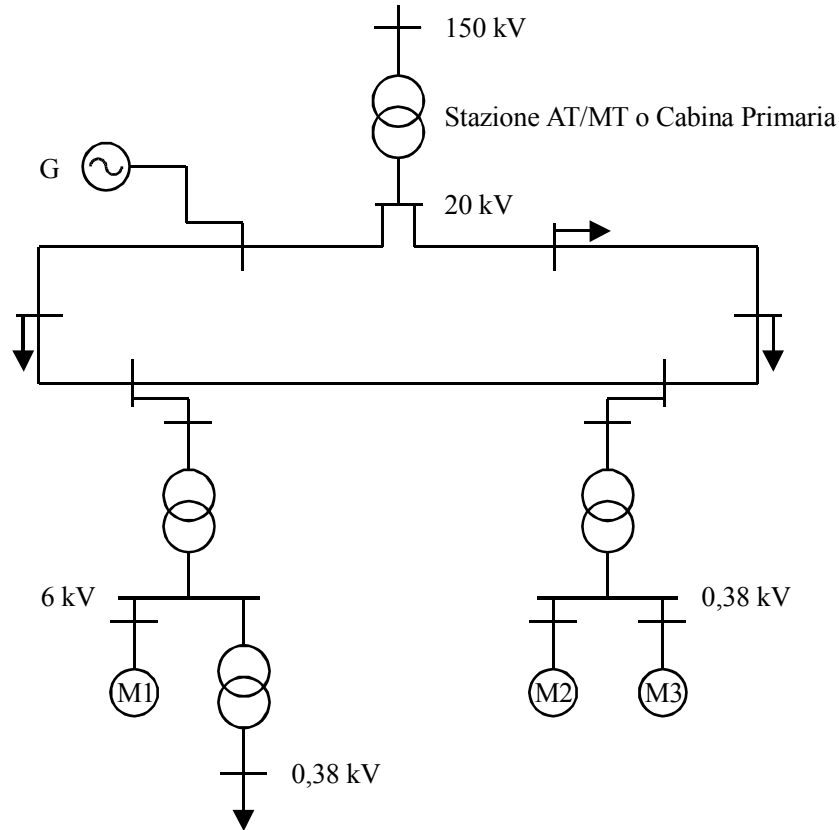


Fig. I.5 - Schema unifilare di principio di un sistema elettrico industriale di media potenza.

Il sistema elettrico industriale della fig. I.5 è alimentato da un nodo della rete di distribuzione primaria attraverso una stazione AT/MT (definita spesso cabina primaria) che alimenta, a sua volta, una linea ad anello in media tensione. Quest'ultima provvede a fornire energia elettrica direttamente alle utenze di potenza più elevata e, attraverso trasformatori abbassatori, ad una ulteriore linea in media tensione, cui sono collegati i

² E' interessante osservare che spesso alle reti di distribuzione in media e bassa tensione citate nel par. 2.3 (e che sono di proprietà dei distributori dell'energia elettrica) ed alle linee in media e bassa tensione presenti nel subsistema di utilizzazione (che sono, invece, di proprietà degli utilizzatori) viene dato il nome di *impianti elettrici a media e bassa tensione*.

motori di potenza più elevata e da cui si diparte un trasformatore MT/BT con il secondario a stella con centro stella a terra³ per l'alimentazione di piccoli motori con linee trifasi (fig. I.6) e di altre piccole utenze (luce, ecc.) con linee trifasi con neutro (fig. I.4). Dalla stessa linea in media tensione a 20 kV, attraverso una classica cabina MT/BT vengono, poi, alimentati ulteriori motori di piccola potenza con linee trifasi.

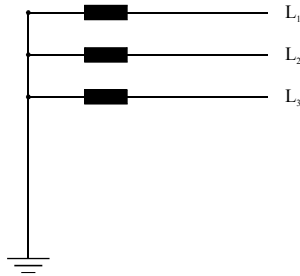


Fig. I.6 - Secondario a stella con centro stella a terra e con linee trifasi (L₁,L₂,L₃)

E' da notare, infine, la presenza di una piccola centrale di produzione dell'energia elettrica; questa può essere destinata in parte alla produzione di energia per gli usi del sistema elettrico industriale stesso ed in parte per l'immissione in rete al fine di vendita a terzi.

L'analisi della fig. I.5 chiarisce in modo inequivocabile il motivo per cui un sistema elettrico industriale viene considerato un sistema complesso (nella fig. I.5 mancano solo linee in alta tensione che nei sistemi industriali di grossa potenza sono, comunque, presenti).

3. Classificazione degli impianti elettrici

Una classificazione degli impianti elettrici spesso impiegata li distingue in categorie in base ai valori della tensione nominale.

Si hanno infatti impianti:

- di categoria 0, se la tensione nominale $U \leq 50$ V in c.a. oppure ≤ 120 V in c.c.
- di categoria I, se $50 < U \leq 1000$ V in c.a. oppure $120 < U \leq 1500$ V in c.c.
- di categoria II, se $1000 < U \leq 30000$ V in c.a. oppure $1500 < U \leq 30000$ V in c.c.
- di categoria III, se la tensione nominale $U > 30000$ V sia in c.a. sia in c.c.

Come evidente dalla classificazione le categorie 0, I e II sono tipiche dei subsistemi di distribuzione a media e bassa tensione, mentre la categoria III è tipica del sub sistema di trasmissione e dei subsistemi di distribuzione primaria.

Per quanto riguarda gli impianti elettrici di bassa tensione è in uso un'ulteriore

³ In alcune applicazioni il centro stella può essere non collegato a terra.

classificazione

Con riferimento allo stato del neutro e allo stato delle masse, intendendo per massa una parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che in condizioni ordinarie non è in tensione ma che può diventarlo in condizioni di guasto, gli impianti elettrici di bassa tensione, infatti, vengono classificati in:

- TT (fig. I.7),
- TN-S (fig. I.8),
- IT (fig. I.9).

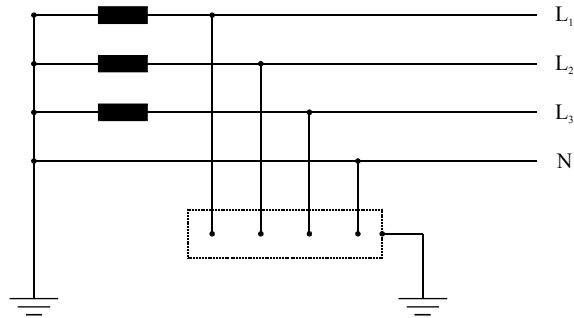


Fig. I.7 - Impianto TT

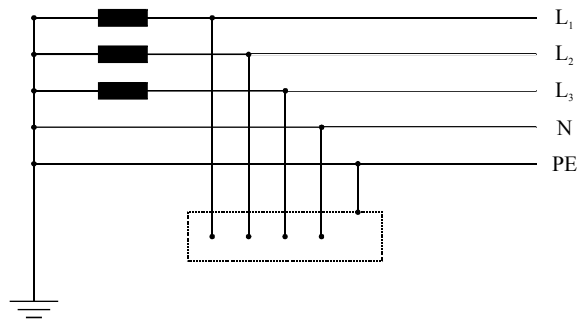


Fig. I.8 - Impianto TN-S

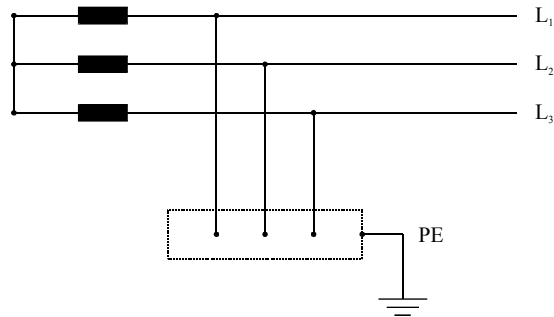


Fig. I.9 - Impianto IT

dove con la prima lettera si indica lo stato del neutro (T, neutro connesso direttamente a terra; I, neutro isolato da terra), con la seconda lettera lo stato delle masse (T, masse connesse a terra; N, masse connesse al neutro) e con la lettera S l'esercizio dell'impianto TN con il neutro separato dal conduttore di protezione PE.

4. Nuovo quadro legislativo italiano

Il 16 marzo 1999 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 79 (Decreto Bersani) volto a recepire la direttiva europea 96/92/CE che imponeva ai Paesi membri di definire le regole per la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. Il Decreto Legislativo n. 79, nel recepire la direttiva europea, ha tenuto, poi, in conto i vincoli stabiliti dall'articolo n. 36 della legge 128/98 con cui il Parlamento Italiano delegava il Governo ad emanare i decreti legislativi per l'attuazione della direttiva europea stessa.

La Direttiva Europea 96/92/CE stabiliva un quadro di principi generali sufficientemente ampio, all'interno del quale ciascun paese membro poteva scegliere tra più opzioni possibili. Le linee guida di tale quadro si possono così riassumere:

- viene liberalizzata l'attività di produzione, importazione ed esportazione dell'energia elettrica, nonché la costruzione e l'uso delle linee di trasporto, con il divieto di attribuire diritti esclusivi.
- Le reti di trasmissione e di distribuzione sono considerate monopoli naturali che possono essere dati in concessione con obblighi e diritti conseguenti.
- E' prevista la presenza di soggetti responsabili della gestione, manutenzione e dello sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, a cui debbono poter accedere gli altri operatori del mercato in condizioni di parità e senza discriminazioni. I gestori di tali reti, inoltre, devono garantire la sicurezza e l'affidabilità del servizio elettrico; essi sono scelti dallo Stato o dalle imprese proprietarie delle reti di trasmissione e di distribuzione.
- E' imposta la presenza di utenti, detti "clienti idonei", i quali possono acquistare energia elettrica a prezzi liberi da qualsiasi produttore, distributore o grossista.

Nel 2004 la Commissione Europea ha approvato la nuova Direttiva relativa al mercato interno dell'elettricità, la 2003/54/CE, che modifica e abroga le Direttive 96/92/CE e 90/547/CEE.

Le novità introdotte dalla nuova Direttiva riguardano principalmente l'apertura completa del mercato dal lato della domanda e l'adozione di una serie di misure concrete per garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta al fine di ridurre il rischio di posizioni dominanti, tra cui l'istituzione obbligatoria di un'Autorità di regolazione come organismo indipendente dagli interessi dell'industria dell'energia elettrica, preposto ad assicurare l'effettiva concorrenza, il funzionamento del mercato e comportamenti non discriminatori.

I principali vincoli stabiliti dalla legge delega 128/98 si possono così riassumere:

- deve essere applicata una tariffa unica nazionale ad utenti, detti “clienti vincolati”, i quali stipuleranno contratti di fornitura con il distributore che esercita il servizio nella loro area territoriale;
- va istituito un unico gestore della rete di trasmissione;
- va istituito un intermediario, detto “Acquirente unico”, che garantisca ai clienti vincolati la disponibilità di energia elettrica, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica di cui al primo punto;
- deve essere incentivato l’uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico.

Tenendo conto della direttiva europea 96/92/CE e della legge delega 128/98, il decreto legislativo 79/99 ha definito gli elementi fondamentali del nuovo assetto dell’energia elettrica in Italia. Tale decreto prevede i seguenti operatori del mercato dell’energia:

- i Produttori;
- il Gestore della rete di trasmissione;
- i Distributori;
- i Clienti idonei e vincolati;
- l’Acquirente Unico;
- il Gestore del Mercato.

La situazione attuale, oltre che dal decreto legislativo 79/99 e dai suoi provvedimenti di attuazione, è anche determinata da altre leggi emanate successivamente al decreto, quali la legge 55/02 (legge di conversione del cosiddetto “decreto sblocca centrali”), la legge 290/03 (cosiddetta legge anti-blackout) e la legge 239/04 (legge di conversione del cosiddetto “decreto Marzano”).

4.1 I Produttori

Il decreto 79/99 stabilisce la libera concorrenza tra i produttori. La proprietà e la gestione degli impianti di produzione dell’ENEL S.p.A.⁴ verrà assegnata a società per azioni. Inoltre, a nessun soggetto è consentito di produrre o importare più del 50 % del totale dell’energia elettrica prodotta e importata in Italia. Per tale motivo l’ENEL S.p.A. ha ceduto circa 15.000 MW della propria potenza installata (circa il 25 % del suo parco impianti) secondo un piano di dismissioni approvato dal Governo con Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 4/8/99; in questo decreto sono stati individuati gli

⁴ Dopo oltre 35 anni dalla sua nascita, avvenuta nel 1962, l’ENEL si è trasformata in società per azioni assumendo la denominazione di ENEL S.p.A., a cui sono state trasferite in concessione le attività del vecchio ente.

impianti da cedere (14 termoelettrici e 7 idroelettrici) prevedendone l'accorpamento in 3 Società: Eurogen, Elettrogen ed Interpower cui sono stati conferiti impianti per circa 7000, 5000 e 2500 MW, rispettivamente.

Nel nuovo assetto di libero mercato della produzione di energia elettrica devono essere eliminate le forme di incentivo previste dalla legislazione precedente per la produzione da fonti rinnovabili e da impianti industriali ad elevata efficienza energetica (impianti di cogenerazione ed impianti a recupero di energia)⁵, in quanto gli incentivi statali possono creare delle deformazioni del mercato concorrenziale.

Per favorire la produzione da fonti rinnovabili, il decreto n. 79/99 impone l'obbligo per i produttori che immettono nel sistema elettrico quantità di energia che eccedono i 100 GWh/anno (al netto della cogenerazione e degli autoconsumi) di immettere anche una quota di energia prodotta da nuovi impianti da fonti rinnovabili in misura del 2 % della quantità di energia eccedente i 100 GWh stessi (tale valore dal 2003 è stato incrementato dello 0,35 %). Tali fonti di energia, essendo a ridottissimo impatto ambientale, hanno la priorità assoluta di immissione in rete; dopo tale fonte, ha priorità di immissione, essendo caratterizzati da elevati rendimenti, l'energia prodotta da impianti di cogenerazione.

Si fa notare che il decreto legislativo 387/2003, che recepisce la direttiva comunitaria sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, ha stabilito un aumento annuo della quota dello 0,35 %, a partire dal 2004.

4.2 Il Gestore della Rete di Trasmissione

Le attività di trasmissione e ripartizione della produzione, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, sono state riservate allo Stato e attribuite inizialmente in concessione ad un'unica Società per Azioni, detta "Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale" (GRTN).

Il GRTN:

- ha gestito la rete di trasmissione indipendentemente dalla proprietà della stessa, stipulando con le Società che dispongono di reti di trasmissione opportune convenzioni.
- Ha gestito i flussi di energia, le interconnessioni ed i servizi ausiliari necessari.
- Ha garantito la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza ed il minor costo dei servizi e degli approvvigionamenti.
- Ha gestito la rete in modo imparziale, senza discriminazione alcuna tra utenti.
- Ha deliberato gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete.
- Ha assicurato l'accesso alla rete in termini paritetici a tutti gli aventi diritto, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche fissate dall'Autorità per l'energia e per il gas (nel seguito denominata Autorità).
- Ha adottato, sulla base delle direttive dell'Autorità, regole tecniche di carattere obiettivo

⁵ Legge n. 10 del 9/1/91, nella fase di realizzazione, e provvedimenti del CIP e dell'Autorità per l'energia e per il gas, nella fase di funzionamento.

e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di produzione e delle reti.

- Ha gestito gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

A seguito del DPCM 11 maggio 2004, invece, la società responsabile in Italia del dispacciamento e della trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale è diventata "Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A". Tale assetto è il risultato dell'acquisizione nel mese di novembre 2005, da parte di tale ultima Società, del ramo di azienda del GRTN che fino ad allora aveva svolto tali compiti.

Terna-RTN, oltre alle suddette funzioni, ha anche la proprietà di oltre il 90 % della Rete di Trasmissione Nazionale, cioè della rete ad alta e altissima tensione. In particolare Terna possiede:

- Linee a 380 kV: 9.314 km
- Linee a 220 kV: 8.143 km
- Linee <150 kV: 17.501 km
- 300 stazioni di trasformazione e smistamento
- 3 centri di teleconduzione.

Sono rimaste di competenza del GRTN tutte le attività connesse alle fonti rinnovabili.

4.3 I Distributori

I Distributori operano in regime di concessione trentennale e sono remunerati in base a tariffe stabilite dall'Autorità. Essi sono obbligati a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le disposizioni emanate in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Al fine di ridurre, almeno nei comuni dove ENEL e municipalizzate operavano insieme, la posizione di preminenza dell'ENEL sul territorio nazionale, il Decreto n. 79/99 prevede l'unicità della concessione per ambito comunale e favorisce, nei comuni dove operano più distributori, iniziative di aggregazione negoziate tra le parti ed approvate dal Ministero delle Attività Produttive.

4.4 I Clienti idonei e vincolati

I clienti idonei possono acquistare energia elettrica da qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero. Nella categoria sono compresi i soggetti di seguito riportati.

- Inizialmente, sono stati considerati clienti idonei i clienti finali che avevano consumi non inferiori a 9 GWh, i consorzi di imprese che rispettavano la stessa soglia ed ai quali

aderivano aziende con consumi minimi di 1 GWh ed i cosiddetti “clienti multisito”, cioè dotati di più punti di misura, senza alcun vincolo territoriale, il cui consumo era risultato superiore nel 2001 a 1 GWh in ogni punto e, complessivamente, a 40 GWh. Successivamente, secondo il collegato alla finanziaria 2000, a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione di 15.000 MW da parte dell’ENEL sono stati considerati clienti idonei tutti i clienti finali, singoli od associati, aventi un consumo minimo nell’anno in un unico punto del territorio nazionale (riferito all’anno precedente) pari a 0,1 GWh. Attualmente, la legge 239/04 prevede, in linea con la direttiva comunitaria 2003/54/CE, che a decorrere dal 1.07.04, è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico e che, a decorrere dal 1.07.07, è cliente idoneo ogni cliente finale.

- I distributori, limitatamente all’energia elettrica destinata a clienti di cui sopra connessi alla propria rete.
- Gli acquirenti grossisti, limitatamente all’energia elettrica destinata a clienti di cui sopra con cui hanno stipulato contratti di vendita.
- I soggetti cui è conferita da altri stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all’energia consumata al di fuori del territorio nazionale.
- L’Azienda costituita dalle Province di Bolzano e Trento.

I clienti vincolati sono, invece, quelli legittimati a stipulare contratti esclusivamente con il distributore della zona territoriale dove essi si trovano. Ad essi è assicurata parità di trattamento, anche tariffaria, su tutto il territorio nazionale.

I clienti idonei possono chiedere all’Acquirente Unico, di cui si parlerà nel seguito, di essere compresi nel mercato dei clienti vincolati per un biennio, rinnovabile una sola volta.

4.5 L’Acquirente Unico

Il decreto n. 79/99 prevede la costituzione di una società per azioni denominata Acquirente Unico, che è stata costituita il 5/11/99 e che ha, appunto, il compito di stipulare e gestire contratti di fornitura ai clienti vincolati, garantendo loro parità di trattamento, anche tariffario.

4.6 Il Gestore del Mercato

L’organizzazione del mercato dell’energia elettrica è affidata ad una Società per azioni denominata Gestore del Mercato (GME) costituita dal GRTN il 27/6/2000. Ad essa è affidata la gestione delle offerte di vendita e di acquisto dell’energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

Il GME organizza il mercato sulla base di criteri di neutralità, trasparenza e non

discriminazione assicurando la concorrenza tra operatori e l'efficienza nel settore.

5. Componenti del sistema elettrico per l'energia

I componenti fondamentali del sistema sono:

- i generatori sincroni,
- i trasformatori,
- le linee elettriche,
- i carichi.

Nel sistema trovano posto anche altri componenti (gli apparecchi di manovra e di misura, i relè, i sistemi di protezione, i sistemi di regolazione, i sistemi elettronici di potenza) necessari per il suo buon funzionamento.

Tra i vari componenti su evidenziati, nei capitoli successivi, con specifico riferimento agli impianti elettrici di media e bassa tensione, verrà affrontato lo studio delle linee elettriche, degli apparecchi di manovra, dei relè e dei sistemi di protezione, rimandando ad altri corsi gli studi relativi agli altri componenti. Verranno, inoltre, esaminate le cabine elettriche di trasformazione MT/bt, dal cui studio scaturiscono i quadri elettrici di bassa tensione che, alla luce della normativa degli ultimi anni, sono considerati dei componenti, e gli impianti di terra.

6. Condizioni di funzionamento del sistema elettrico per l'energia

Le condizioni di funzionamento di un sistema elettrico sono quelle di funzionamento normale, in cui tutte le grandezze elettriche a regime hanno valori contenuti in intervalli stabiliti ai fini del buon funzionamento del sistema, e di funzionamento anormale.

Nelle varie condizioni di funzionamento si possono presentare vari problemi. Per la risoluzione di tali problemi vengono utilizzati i modelli matematici del sistema, che vanno formulati opportunamente a seconda del problema considerato.

I modelli matematici vengono in generale formulati a partire dalla conoscenza dei circuiti equivalenti dei componenti che, nelle trattazioni che verranno affrontate, saranno solo quelli fondamentali citati nel precedente paragrafo. I circuiti equivalenti delle macchine elettriche sono oggetto di studio di altri corsi; per quanto riguarda, poi, il caso dei carichi elettrici la loro rappresentazione si presenta, in genere, abbastanza semplice. La messa a punto dei circuiti equivalenti delle linee elettriche, invece, si presenta tutt'altro che semplice; di essi verrà trattato diffusamente nei prossimi capitoli essendo, d'altra parte, la linea un componente non oggetto di studio in altri corsi.

6.1 Condizioni di funzionamento normali

Come posto in evidenza in precedenza, una condizione di funzionamento normale si caratterizza per la presenza di valori delle varie grandezze elettriche – ed in particolare le tensioni, le correnti e la frequenza – che a regime sono contenuti in intervalli che garantiscono il buon funzionamento del sistema elettrico.

Nel funzionamento normale si pongono vari problemi, tra cui, ad esempio, il problema della regolazione della tensione, quello della regolazione della frequenza, quello della ripartizione delle potenze attive e reattive tra i vari impianti di produzione. Per gli impianti elettrici di media e bassa tensione sono da considerare in particolare il problema della scelta della sezione conduttrice di una linea e della regolazione della tensione.

6.2 Condizioni di funzionamento anormali

Le condizioni di funzionamento anormale prese in considerazione sono quelle legate a scostamenti dei valori delle correnti (sovracorrenti) o delle tensioni (sovratensioni, vuoti di tensione o interruzioni della tensione) dai valori che garantiscono il buon funzionamento del sistema.

Va specificato ulteriormente che le sovracorrenti possono verificarsi in un circuito elettricamente “sano”, e cioè in condizioni normali del circuito elettrico, o in un circuito elettricamente ”guasto”, e cioè in condizioni anormali del circuito elettrico. Nel primo caso la sovracorrente viene detta corrente di sovraccarico mentre nel secondo caso essa viene detta corrente di corto circuito.

Nel seguito si farà riferimento principalmente ai corto circuiti ed alle sovratensioni.

6.2.1 Corto circuito

Per cortocircuito si intende la condizione anormale provocata da un collegamento a bassa impedenza che viene ad instaurarsi fra i conduttori di un circuito, tra loro e la terra o, in genere, fra parti a differente tensione di macchine od apparecchi. Il verificarsi di questa circostanza può determinare correnti di valore più elevato di quelle in condizioni di funzionamento normali, che per effetto termico o elettrodinamico possono portare al danneggiamento o alla distruzione della parte interessata.

Il collegamento a bassa impedenza che dà luogo al corto circuito può essere di impedenza trascurabile, e allora si parla di corto circuiti netti, o di valore non trascurabile, e in questo caso si parla di corto circuiti tramite impedenza.

Usualmente i corto circuiti in un punto del sistema vengono classificati in base al numero di fasi interessate dal guasto ed in base all’eventuale coinvolgimento della terra. Si individuano, pertanto corto circuiti:

- trifase, in cui sono coinvolte tutte e tre le fasi del sistema;
- bifase, in cui sono coinvolte due fasi del sistema e che può coinvolgere anche la terra;
- monofase, in cui nel caso più generale della bassa tensione è coinvolta una fase del

sistema e il conduttore neutro o la massa, che può essere collegata a terra nei sistemi TT (fig I.10 a)), o al conduttore di protezione nei sistemi TN-S (fig. I.10 b)).

I corto circuiti trifase vengono anche detti corto circuiti simmetrici mentre gli altri vengono detti corto circuiti dissimmetrici.

Qualunque sia il tipo di corto circuito, è possibile introdurre alcune grandezze che caratterizzano tale condizione di funzionamento anormale attraverso lo studio del semplice circuito equivalente riportato nella fig. I.11 a); con esso si è simulato, come si vedrà nel seguito, un corto circuito in un punto di una linea alimentata da un generatore ideale di tensione e caratterizzata da una resistenza R ed una induttanza L.

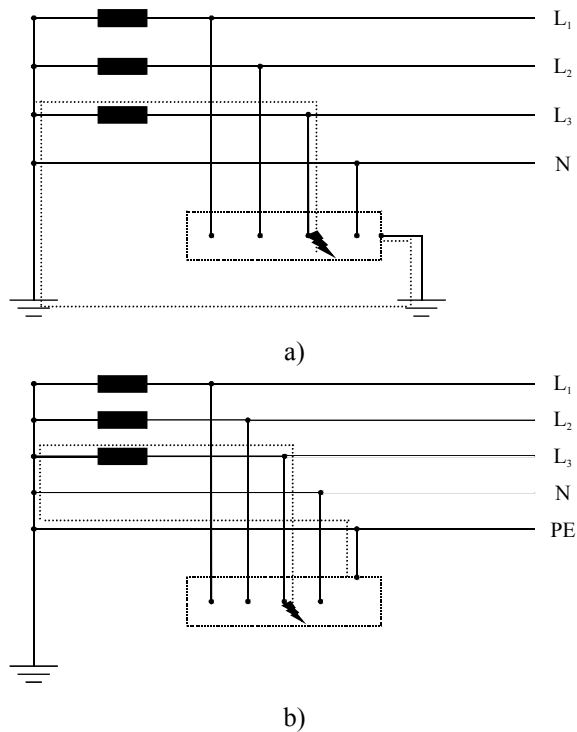


Fig. I.10 – Cortocircuito monofase tra una fase e la massa del sistema collegata: a) a terra; b) al conduttore di protezione

Posto $e(t) = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \beta)$, l'equazione dell'equilibrio elettrico ai valori istantanei del circuito della fig. I.11 a) assume la forma:

$$e(t) = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \beta) = Ri + L \frac{di}{dt}; \quad (I.1)$$

nell'ipotesi che il corto circuito si verifichi all'istante $t = 0$ e che prima di esso non circolasse corrente nel circuito, la soluzione della (I.1), come ben noto dall'Elettrotecnica, è data da

(fig. I.11 b):

$$i(t) = i_s(t) + i_u(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \beta - \varphi) - \sqrt{2} I \sin(\beta - \varphi) e^{-t/T_a}. \quad (I.2)$$

Nella (I.2) i_s è la componente simmetrica (alternativa) della corrente di corto circuito, i_u la componente unidirezionale, $T_a = L/R$ è la costante di tempo della componente unidirezionale, $\varphi = \tan^{-1}(\omega L/R)$ e, detto Z il modulo dell'impedenza del circuito, è $I = \frac{E}{Z}$.

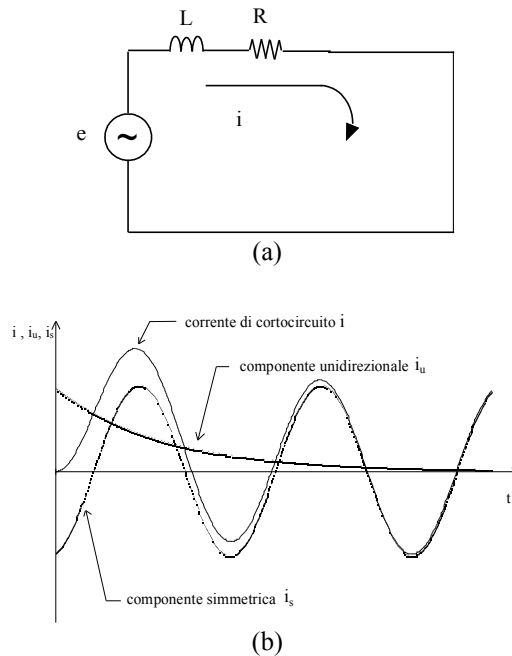


Fig. I.11 – Cortocircuito in un punto di una linea alimentata da un generatore ideale di tensione: a) circuito equivalente; b) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito

Dall'analisi della (I.2) appare evidente che, per fissati valori dell'impedenza del circuito di alimentazione (e , quindi, per assegnati valori di Z , φ e T_a), l'andamento nel tempo della corrente di corto circuito totale dipende dall'angolo β , e cioè, di fatto, dall'istante in cui si stabilisce la corrente di corto circuito rispetto al passaggio per zero della tensione di alimentazione.

Poichè non è possibile, in nessun modo, prevedere quale sarà nella realtà il valore che assume β , nello studio dei sistemi elettrici per l'energia si è soliti porsi nelle condizioni più gravose, e cioè in quelle condizioni a cui corrispondono gli andamenti nel tempo delle correnti di corto circuito totali più gravosi. E' possibile dimostrare che tali condizioni – qualunque sia il valore di φ – si verificano proprio quando $\beta = 0$, e cioè quando il corto circuito si stabilisce proprio nell'istante in cui la tensione di alimentazione passa per lo

zero; a tale condizione si fa sempre riferimento nei sistemi elettrici per l'energia e, quindi, nello studio degli impianti elettrici per media e bassa tensione.

Quanto detto si può verificare anche graficamente. Si faccia, ad esempio, riferimento a due semplici casi, nell'ipotesi che il circuito della fig. I.11.a sia puramente induttivo ($R=0$, $\varphi = \pi/2$); si considerino i casi in cui nel circuito risulti $\beta = \pi/2$ e $\beta = 0$.

Nel primo caso ($\beta = \varphi = \pi/2$) risulta (fig. I.12.a):

$$i(t) = i_s(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t), \quad (I.3)$$

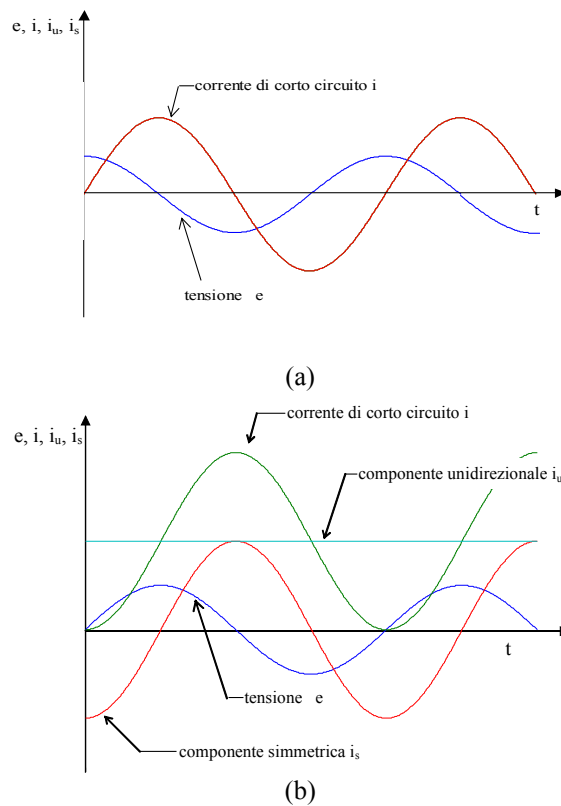


Fig. I.12 – Cortocircuito in un punto di un circuito puramente induttivo ($R=0$, $\varphi = \pi/2$) alimentato da un generatore ideale di tensione: a) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito nel caso di $\beta = \pi/2$; b) andamento nel tempo della corrente di cortocircuito nel caso di $\beta = 0$.

per cui non vi è componente unidirezionale e la corrente di cortocircuito coincide con la sua componente alternativa. Tale caso si verifica, ovviamente, ogni volta che $\beta = \varphi$ e quindi anche quando $\beta = \varphi = 0$ (vedi I.2).

Nel secondo caso ($\beta = 0$ e $\varphi = \pi/2$) risulta (fig. I.12 b):

$$i(t) = i_s(t) + i_u(t) = \sqrt{2} I \text{sen}(\omega t - \pi/2) + \sqrt{2} I, \quad (\text{I.4})$$

per cui la componente unidirezionale assume il valore massimo e non si smorza, mentre la corrente di corto circuito assume un andamento nel tempo più gravoso.

Come verrà mostrato nel seguito, una volta che ci si è posti nel caso di $\beta = 0$, è importante anche conoscere il massimo valore i_p raggiunto dalla corrente $i(t)$.

Nel caso più gravoso con $\beta = 0$ e cioè quando $\varphi = \pi/2$ il massimo vale (fig. I.12.b):

$$i_p = 2\sqrt{2} I. \quad (\text{I.5})$$

Nel caso meno gravoso con $\beta = 0$ e cioè quando $\varphi = 0$ e quindi vi è la sola componente alternativa della corrente di corto circuito, il massimo vale (fig. I.12.a):

$$i_p = \sqrt{2} I$$

Per valori di φ diversi da $\pi/2$ e da 0 il valore di i_p , considerando la componente alternativa della corrente di corto circuito totale a valore efficace costante, vale:

$$i_p = p\sqrt{2} I \quad (\text{I.6})$$

dove il coefficiente p da utilizzare può essere ricavato dalla curva della fig. I.13 in funzione del rapporto X/R , dove X e R sono la reattanza e la resistenza del circuito in esame.

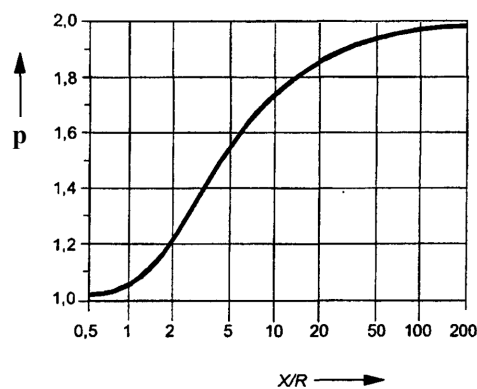


Fig. I.13 – Coefficiente di moltiplicazione k in funzione del rapporto X/R .

E' importante anche notare che la corrente di corto circuito precedentemente calcolata è quella che circolerebbe qualora non esistessero, come invece accade nei casi reali, interruttori o altri componenti elettrici, posti in serie nel circuito, destinati in condizione di cortocircuito ad intervenire al fine di aprire il circuito; per tale motivo ad essa

viene dato il nome di *corrente di corto circuito presunta*.

In corto circuito si pongono vari problemi tra cui, ad esempio, quello della scelta degli interruttori, del dimensionamento degli impianti di terra o quello della stabilità del moto dei generatori sincroni presenti nel sistema. Per gli impianti elettrici di media e bassa tensione il terzo problema generalmente non viene considerato.

6.2.2 Sovratensioni

I valori delle tensioni nei punti di un sistema elettrico sono compresi, in condizioni di funzionamento normale, e cioè in assenza di perturbazioni significative, entro un intervallo abbastanza ristretto ($\pm 5 \div \pm 10$ %) attorno alla tensione nominale. Per contro, in condizioni di funzionamento anormali, sia in regime permanente sia in transitorio, il valore della tensione tra due fasi o tra una fase e la terra può superare, in certi punti del sistema e per tempi più o meno lunghi, i valori di tensione previsti nel funzionamento normale; in tal caso si hanno, nei punti in questione, le sovratensioni.

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

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

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

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

- sovratensioni atmosferiche;
- di manovra;
- sostenute.

Le sovratensioni atmosferiche sono dovute a fenomeni di induzione e a fulminazione e sono caratterizzate da onde impulsive unidirezionali di breve durata. Tra le cause precedentemente evidenziate assume una importanza fondamentale la fulminazione delle linee aeree con conduttori nudi, per le sollecitazioni particolarmente intense che ad essa si accompagnano. A seguito di tale evento si generano nella linea colpita delle onde migranti che si propagano lungo la stessa con la velocità della luce, secondo leggi di propagazione che verranno illustrate nel seguito. L'ampiezza iniziale di tali onde dipende naturalmente dalla quantità di carica che il fulmine scarica sulla linea, e, quindi, dalla durata e dall'intensità del fulmine stesso. Questo tipo di sovratensione può raggiungere valori elevatissimi e costituisce un grave pericolo per gli impianti; in particolare per le suddette linee aeree si possono raggiungere tensioni di picco dell'ordine di 1000 kV con correnti, durante le scariche, che possono toccare i 200 kA, mentre la durata del fenomeno è al più di qualche centinaio di μs .

Le sovratensioni di manovra sono, in genere, dovute all'apertura o alla chiusura

degli interruttori. Rientrano in tale categoria le sovratensioni dovute all'interruzione di correnti induttive, sia di elevato che di limitato valore, all'interruzione di correnti capacitive (apertura di impianti di rifasamento o di una linea a vuoto), e quelle dovute alla chiusura degli interruttori per la messa in tensione delle linee. A volte si distinguono in normali ed anormali, a seconda che il loro valore di picco sia non superiore o superiore del doppio del valore di riferimento della tensione di fase in funzionamento normale; il valore di riferimento per la tensione di fase, se U è la tensione concatenata, si assume pari a $v_{pr} = \sqrt{2}U/\sqrt{3}$. Tali sovratensioni sono caratterizzate da onde oscillanti fortemente smorzate e possono essere considerate come impulsi unidirezionali di lunga durata.

Le sovratensioni sostenute sono, in genere, originate da eliminazione di guasti, da ferrorisonanza, da risonanza su armoniche e sono caratterizzate da onde oscillanti poco smorzate a frequenza industriale od armonica. La loro pericolosità è dovuta soprattutto all'alto contenuto energetico che le caratterizza.

Le sovratensioni causano sollecitazioni anormali sugli isolamenti dei diversi componenti del sistema e possono provocare corto circuiti. Esse, pertanto, comportano numerosi problemi quali, ad esempio, quello della scelta dei sistemi di protezione e del dimensionamento dell'isolamento dei vari componenti del sistema.

APPENDICE I

CONSIDERAZIONI ECONOMICHE SULLA TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Confronto economico tra le trasmissioni in corrente continua e in corrente alternata

Si faccia riferimento a due nodi di una rete di trasmissione in corrente alternata posti a distanza L (Fig. A.1 a)), e ci si ponga il problema di confrontare, dal punto di vista economico, le possibilità di collegarli tramite una linea trifase in corrente alternata con tensione nominale U_t e tramite un collegamento in corrente continua (Fig. A.1 b)) con tensione verso terra dei due conduttori (quello di andata e quello di ritorno) pari a $\pm V_c$. Un collegamento in corrente continua è costituito da due stazioni di conversione, una nel nodo di partenza ed uno nel nodo di arrivo, ciascuna dotata di convertitori statici che realizzano la conversione dalla corrente alternata in corrente continua e viceversa; in ciascuna stazione sono presenti due convertitori a ponte di Graetz, ognuno alimentato da uno dei due avvolgimenti secondari di un trasformatore a tre avvolgimenti.

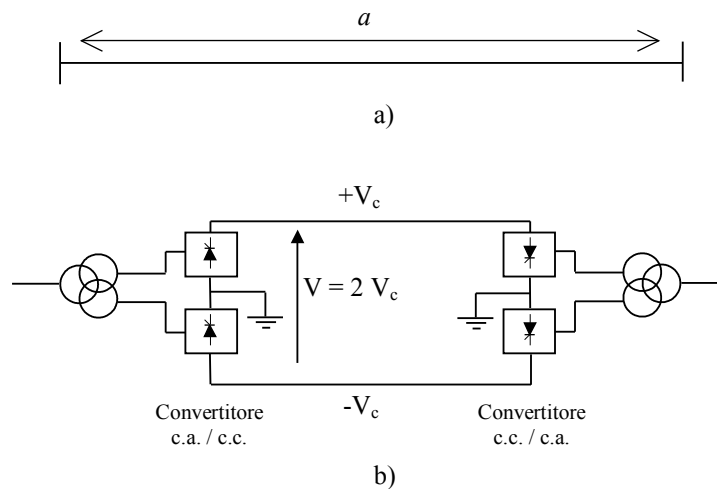


Fig. A.1 – Rete di trasmissione: a) in corrente alternata; b) in corrente continua

Il confronto tra le due soluzioni avverrà, per ovvi motivi, a parità di potenza attiva trasmessa nella linea trifase P_t e nel collegamento in corrente continua P_c ; avverrà, inoltre, anche a parità:

- di tensione massima verso terra della linea trifase $v_{pt} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_t$ e del collegamento in

corrente continua V_c ;

- di densità di corrente nella linea trifase δ_t e nel collegamento in corrente continua δ_c .

L'eguaglianza delle tensioni verso terra consente di semplificare il confronto, in quanto si traduce nell'assumere uguali i livelli di isolamento nelle due soluzioni a confronto e, quindi, di prescindere nel confronto dai costi dell'isolamento.

L'eguaglianza delle densità di corrente, invece, è conseguente ai criteri con cui si progettano usualmente i due tipi di collegamenti.

I costi del materiale conduttore nei due casi in esame sono legati al volume complessivo di materiale e, quindi, a parità di lunghezza, alle sezioni totali S_t ed S_c complessivamente impiegate nelle linee trifase in corrente alternata ed in quella in corrente continua, rispettivamente, che risultano legate dalla seguente relazione:

$$\frac{S_t}{S_c} = \frac{3s_t}{2s_c} \quad , \quad (\text{A.1})$$

essendo s_t ed s_c le sezioni del singolo conduttore.

Nell'ipotesi di uguaglianza delle densità di corrente si ha che:

$$\delta_t = \frac{I_t}{s_t} = \frac{P_t}{\sqrt{3} U_t \cos\phi s_t} = \delta_c = \frac{I_c}{s_c} = \frac{P_c}{2 V_c s_c} \quad ; \quad (\text{A.2})$$

da cui, nell'ipotesi di trasmissione in corrente alternata a $\cos\phi = 1$ (ipotesi abbastanza prossima alla realtà), e tenendo conto dell'eguaglianza dei valori massimi delle tensioni verso terra e delle potenze attive trasmissibili, si ottiene che:

$$\frac{s_t}{s_c} = \frac{2}{3}\sqrt{2} \quad (\text{A.3})$$

La (A.1), tenendo conto della (A.3) diventa pertanto:

$$\frac{S_t}{S_c} = \frac{3s_t}{2s_c} = \sqrt{2} \quad . \quad (\text{A.4})$$

Per quanto riguarda le perdite si ha che:

$$\begin{aligned}\Delta P_t &= 3\rho \frac{L}{s_t} \left(\frac{P_t}{\sqrt{3} U_t \cos\phi} \right)^2; \\ \Delta P_c &= 2\rho \frac{L}{s_c} \left(\frac{P_c}{2 V_c} \right)^2\end{aligned}\tag{A.5}$$

e, quindi, sempre nell'ipotesi di trasmissione in corrente alternata a $\cos\phi = 1$ e di eguaglianza delle potenze attive trasmesse, si ha che:

$$\frac{\Delta P_t}{\Delta P_c} = \frac{S_t}{S_c} = \sqrt{2}\tag{A.6}$$

Dall'analisi delle relazioni (A.4) e (A.6) appare evidente che la trasmissione in corrente alternata richiede un maggior volume di materiale conduttore ed è caratterizzata da maggiori perdite. La trasmissione in corrente continua richiede, però, la realizzazione delle stazioni di conversione nei due nodi del sistema. Per distanze in genere inferiori ai 1000 km, gli aggravii economici che derivano dal maggior costo del materiale conduttore e delle perdite vengono più che compensati dal maggior costo dovuto alla presenza delle stazioni di conversione, per cui la trasmissione in corrente alternata si fa preferire anche per questi motivi; quando le distanze diventano ancora più elevate, l'aggravio di costi dovuti alle stazioni è, invece, più che compensato dai minor costi del materiale e delle perdite, il che rende, sotto questi aspetti, la trasmissione in corrente continua più vantaggiosa.

Confronto tra i costi del materiale conduttore delle linee trifase e monofase

Si faccia riferimento ad una linea trifase ed ad una monofase che alimentano un carico di potenza attiva P e fattore di potenza $\cos\phi$; si assuma, inoltre, al fine di confrontare linee "equivalenti", che esse siano caratterizzate dalle stesse perdite per effetto Joule ΔP_t e ΔP_m e dalle stesse tensioni nominali ($U_t=V_m=V$, con U_t tensione concatenata della linea trifase e V_m tensione della linea monofase). I costi del materiale conduttore nei due casi in esame sono legati, come già detto, al volume complessivo di materiale e, quindi, a parità di lunghezza, alle sezioni totali S_t ed S_m complessivamente impiegate nelle linee trifase e monofase, rispettivamente, che risultano legati dalla seguente relazione:

$$\frac{S_t}{S_m} = \frac{3 s_t}{2 s_m},\tag{A.7}$$

essendo s_t ed s_m le sezioni del singolo conduttore. Poiché, nelle ipotesi fatte risulta che:

$$\Delta P_t = 3\rho \frac{L}{s_t} \left(\frac{P}{\sqrt{3} V \cos\phi} \right)^2 = \Delta P_m = 2\rho \frac{L}{s_m} \left(\frac{P}{V \cos\phi} \right)^2 \quad (\text{A.8})$$

si ha:

$$\frac{s_t}{s_m} = \frac{1}{2} . \quad (\text{A.9})$$

Sostituendo la (A.9) nella (A.7) si ha:

$$\frac{S_t}{S_m} = \frac{3}{4} , \quad (\text{A.10})$$

da cui si deduce che la quantità di materiale conduttore complessivamente impiegato da una linea trifase è inferiore a quello impiegato da una linea monofase.