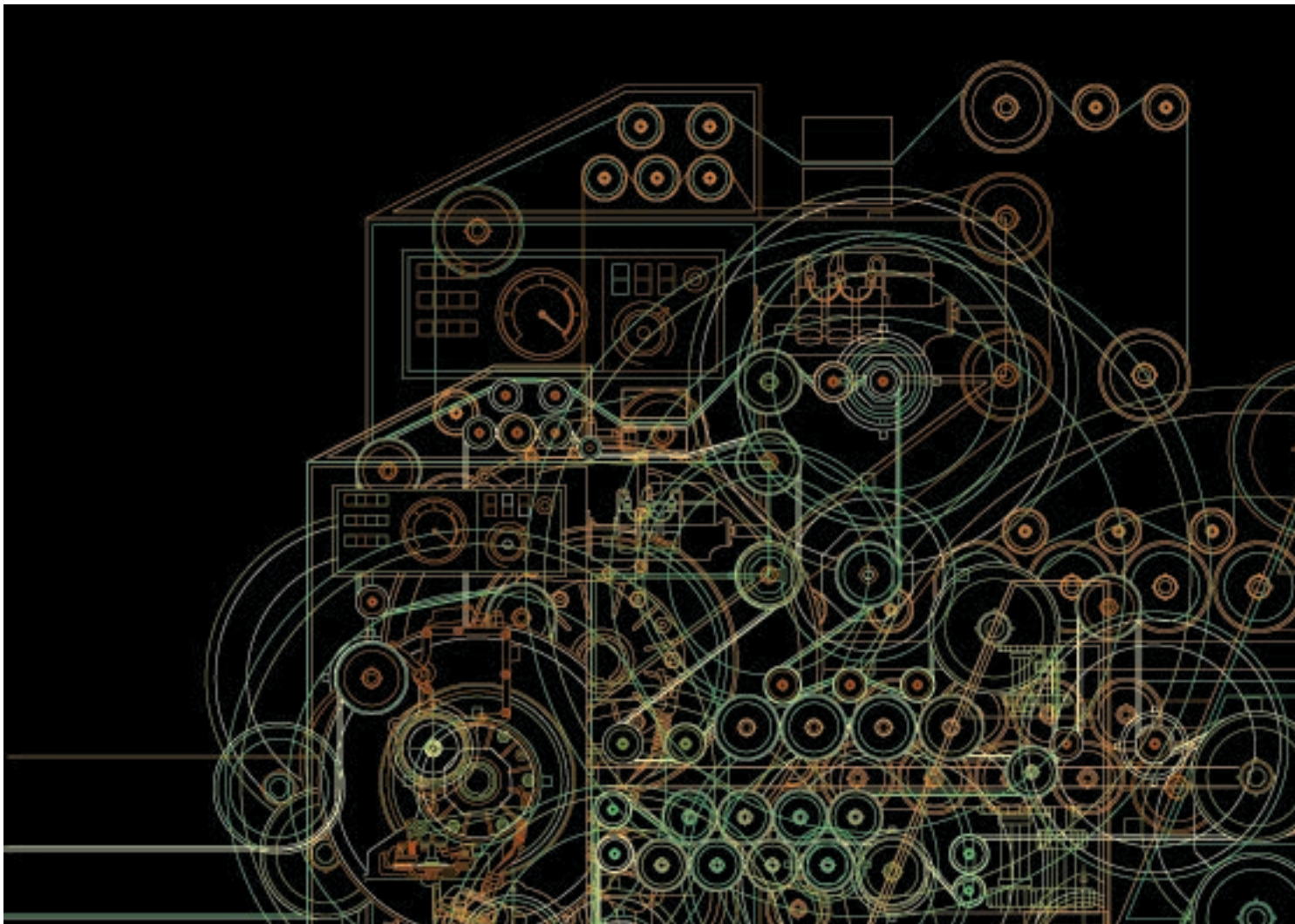




Medium voltage products

Guida tecnica

Criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione

Power and productivity
for a better world™



Indice

3	1.	Introduzione	34	10.1.4	'40' protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo)
5	2.	Schemi di rete	35	10.1.5	'32' protezione di potenza inversa (ritorno d'energia)
5	2.1	Rete singolo radiale	35	10.1.6	'46' protezione di massima corrente di sequenza inversa
6	2.2	Rete doppio radiale	35	10.1.7	'21' protezione di minima impedenza
6	2.3	Rete ad anello	35	10.1.8	'50V' protezione di massima corrente a controllo di tensione
7	2.3.1	Rete esercita ad anello aperto	36	10.1.9	'27' protezione di minima tensione
7	2.3.2	Rete esercita ad anello chiuso	36	10.1.10	'59' protezione di massima tensione
8	2.4	Rete magliata	36	10.1.11	'81' protezione di massima e minima frequenza
9	3.	Scelta degli apparecchi di manovra	36	10.1.12	'24' protezione di massimo flusso
11	4.	Trasformatori di corrente e tensione	37	10.1.13	'64R' protezione di guasto a terra rotore
11	4.1	Trasformatori di tipo induttivo	37	10.1.14	'64S' protezione guasto a terra statore
11	4.2	Trasformatori di corrente (TA) di tipo induttivo	37	10.1.15	matrice di scatto protezioni
12	4.2.1	TA di misura	39	10.2	Protezioni per gruppi generatore trasformatore
13	4.2.2	TA di protezione	40	10.3	Protezioni per linee
14	4.3	Trasformatori di tensione (TV) di tipo induttivo	41	10.4	Protezioni per trasformatori
15	4.4	Trasformatori di corrente e tensione non induttivi	42	10.4.1	'49' protezione termica per sovraccarico
17	5.	Cortocircuito	42	10.4.2	'51/50' protezione di massima corrente
19	6.	Stato del neutro	42	10.4.3	'87T' protezione differenziale
19	6.1	Neutro isolato	43	10.4.4	'51G' protezione di massima corrente per guasto a terra
20	6.2	Neutro francamente a terra	43	10.4.5	'87N' protezione differenziale di terra per un avvolgimento del trasformatore
20	6.3	Neutro a terra tramite resistenza	44	10.4.6	'63' protezione contro anomalie interne per trasformatori in liquido (relè Bucholz)
21	6.4	Neutro a terra tramite impedenza (bobina di Petersen)	44	10.4.7	'26' protezione di sovratemperatura
21	6.5	Misura della corrente di guasto a terra ed individuazione della fase guasta	44	10.4.8	'51G' protezione di cassa
22	7.	Codici dei relè di protezione	44	10.5	Protezioni per motori
24	8.	Filosofia di regolazione delle protezioni	46	10.5.1	'49' protezione immagine termica per sovraccarico
25	8.1	Selettività cronometrica	46	10.5.2	'46' protezione di massima corrente di sequenza inversa (carichi squilibrati)
25	8.2	Selettività amperometrica	46	10.5.3	'50' protezione di massima corrente di cortocircuito
26	8.3	Selettività con protezioni differenziali o distanziometriche	46	10.5.4	'51G - 67G' protezione di massima corrente per guasto a terra
26	8.4	Selettività logica	46	10.5.5	'48' protezione di massima corrente per avviamento prolungato
27	8.5	Studio di coordinamento delle protezioni	46	10.5.6	'51LR' protezione di massima corrente per blocco rotore in marcia
28	9.	Protezioni interfaccia utente-distributore	46	10.5.7	'66' protezione contro avviamenti ripetuti
30	9.1	Protezioni di interfaccia per autoproduttori	47	10.5.8	'27' protezione di minima tensione
33	10.	Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti	47	10.5.9	'87M' protezione differenziale
33	10.1	Protezioni per macchine sincrone (generatori)	48	10.6	Protezioni monoblocco trasformatore-motore
34	10.1.1	'87G' protezione differenziale	48	10.7	Protezioni per condensatori
34	10.1.2	'49' protezione termica per sovraccarico statore	49	10.7.1	'51' protezione di massima corrente
34	10.1.3	'51' protezione di massima corrente	49	10.7.2	'50' protezione di massima corrente di cortocircuito

49	10.7.3	'51G -67G' protezione di massima corrente per guasto a terra	53	10.9.2	'27I/59' protezione di minima/massima tensione per consenso alla commutazione
49	10.7.4	'59' protezione di massima tensione	54	10.9.3	'27M' protezione di minima tensione per distacco dei motori
49	10.7.5	'46' protezione di massima corrente di sequenza inversa	54	10.9.4	'27R' protezione di minima tensione residua
51	10.8	Protezioni per reti ad anello	54	10.9.5	'50-50G' protezione di massima corrente di fase e di terra per blocco commutazione
51	10.8.1	Schemi a blocchi per selettività logica	54	10.9.6	'25' relè verificatore di sincronismo
52	10.9	Commutazione automatica			
53	10.9.1	'27' protezione di minima tensione per avviamento commutazione			

1. Introduzione

In questo fascicolo si desidera illustrare i criteri di base necessari per una buona protezione delle macchine e degli impianti delle reti di media tensione.

La scelta del sistema di protezione e dei relè dipende ed è correlata alle caratteristiche dell'impianto, alla tipologia del processo industriale e alle sue esigenze di continuità del servizio, allo stato del neutro, alle caratteristiche delle macchine, ai livelli e durata delle correnti di guasto, ecc.

Un eccessivo numero di protezioni può anche risultare dannoso, in quanto, anche se operano correttamente in caso di guasto, possono intervenire intempestivamente in assenza di guasto, causando disturbi e fuori servizi più o meno estesi, a volte più dannosi dei guasti veri e propri, in quanto non si riesce ad identificarne la causa (anche le protezioni si possono guastare).

È importante da subito evidenziare che la selettività d'intervento è sempre da

ricercare, ma deve essere ricercata solo dopo essersi assicurati della protezione del componente di rete.

I relè di protezione sono in generale previsti con diversi obiettivi e finalità, in alcuni casi si utilizza un relè di protezione con lo scopo di attuare automatismi per la gestione della rete elettrica. Quest'ultima è un'applicazione particolare anche se usuale in impianto ma in questo caso i relè non possono essere considerati come protezioni delle reti e degli impianti.

I principali obiettivi dei relè di protezione sono:

- fornire indicazione d'allarme all'operatore in particolari condizioni di esercizio della rete o delle macchine (ad esempio la protezione di sequenza inversa per i generatori);
- porre fuori servizio la linea o la macchina guasta in tempo breve come definito dallo studio di selettività;
- eseguire automatismi in particolari condizioni d'esercizio (ad esempio protezioni di minima tensione che

attivano la commutazione automatica oppure richiusori automatici delle linee);

- controllo dei parametri di rete per prevenire false manovre (ad esempio i verificatori di sincronismo);
- attivare la registrazione dei parametri di rete per memorizzare le perturbazioni di rete (ad esempio i contatti d'avviamento dei relè di massima corrente);
- realizzare la protezione di interfaccia con la rete esterna (con regolazioni contrattuali e non di protezione).

L'individuazione delle condizioni anomale menzionate è fatta dai relè di protezione che operano per separare la parte di rete guasta dal resto dell'impianto. La regolazione dei relè di protezione deve essere calcolata per dare la maggiore continuità di servizio possibile all'impianto evitando danneggiamenti ai componenti di rete. I valori di regolazione vanno scelti al di sopra delle condizioni transitorie che si possono verificare in rete senza richiedere il disaccoppiamento.





2. Schemi di rete

Per dimensionare correttamente una rete elettrica è necessario elaborare in tutto o in parte i seguenti calcoli di rete:

- calcoli di dimensionamento (macchine, trasformatori, ecc.);
- calcolo delle correnti di cortocircuito;
- definizione dello stato del neutro;
- calcolo dei profili di tensione (load flow);
- transitorio di avviamento dei motori;
- studio di stabilità dinamica;
- calcolo del contenuto armonico in rete;
- studio di coordinamento protezioni.

Prima di tutte queste attività occorre definire lo schema unifilare della rete elettrica in base a:

- CARICHI: si considera come fondamentale stabilire le reali esigenze degli utilizzatori e del servizio cui sono destinati in termini di qualità, disponibilità e continuità dell'alimentazione;
- ALIMENTAZIONI: si deve considerare se sono idonee, oppure se devono essere integrate ricorrendo ad altre esterne, da autoproduzione, di riserva, di emergenza o di sicurezza;
- STRUTTURA DELLA RETE ELETTRICA: comprende la scelta dello schema, la scelta e il dimensionamento delle macchine, delle condutture, degli apparecchi e il sistema di protezione e controllo.

Il sistema di protezione deve adeguarsi alla tipologia di rete che costituisce l'impianto. Infatti, a seconda delle tipologie delle macchine e del processo industriale, le funzioni di protezione da selezionare, possono essere differenti e a volte tra loro non omogenee. Prima di definire i sistemi di protezione si analizzano i principali schemi di rete ponendo in evidenza vantaggi e svantaggi delle varie soluzioni. Ovviamente si tratta di considerazioni qualitative e di tipo generale non necessariamente esaustive. Si vuole comunque segnalare che importante è sempre il ruolo del progettista che deve riuscire a costruire uno schema di rete che si adatti alle esigenze del processo industriale.

2.1 Rete singolo radiale

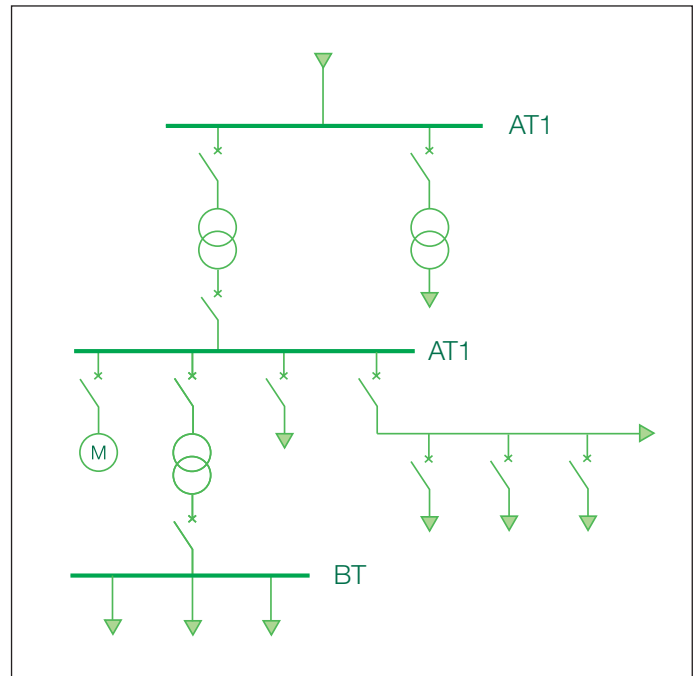
È lo schema di rete più semplice, meno costoso e con minor affidabilità globale. Lo schema singolo radiale per una rete con più livelli di tensione si presenta con una struttura ad albero, eventualmente con dorsali che alimentano dei carichi distribuiti lungo il percorso.

I vantaggi principali di questa configurazione di rete sono:

- semplicità;
- economia.

Viceversa gli svantaggi sono:

- manutenzione (occorre porre fuori servizio la rete a valle del punto di manutenzione);
- vulnerabilità (in caso di guasto va fuori servizio tutta la rete a valle).



2. Schemi di rete

2.2 Rete doppio radiale

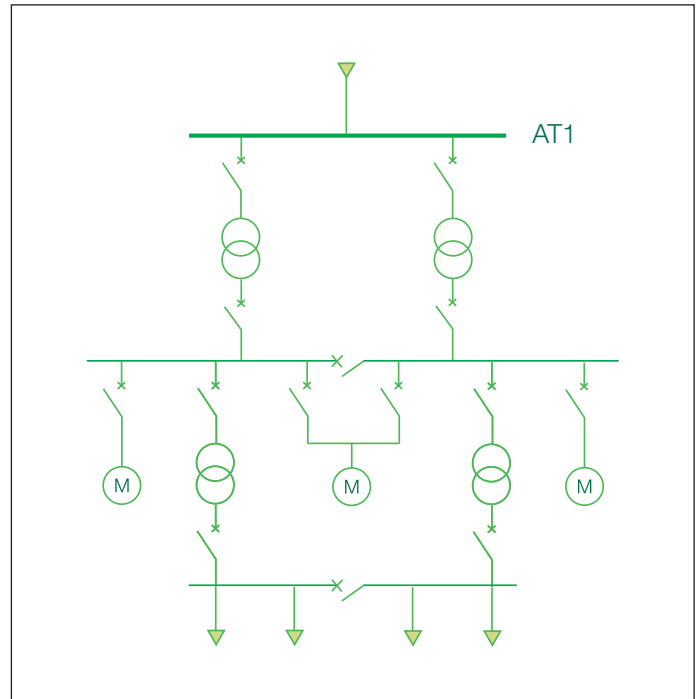
La particolarità di questo schema consiste nel disporre di due vie alternative uguali, costituite dal raddoppio di uno schema base di tipo radiale. La duplicazione dello schema può estendersi fino al singolo utilizzatore, o più frequentemente, fino a uno o più nodi (sbarre) di distribuzione.

L'utilizzo prevalente è nelle reti di impianti industriali con impianti di processo ove è richiesta una elevata continuità del servizio.

I vantaggi principali di questa configurazione di rete sono:

- la limitata durata dei fuori servizi in caso di guasto;
- possibilità di eseguire la manutenzione su parti di impianto senza provocare fuori servizi o fermi impianto.

Viceversa lo svantaggio è l'elevato costo di realizzazione.

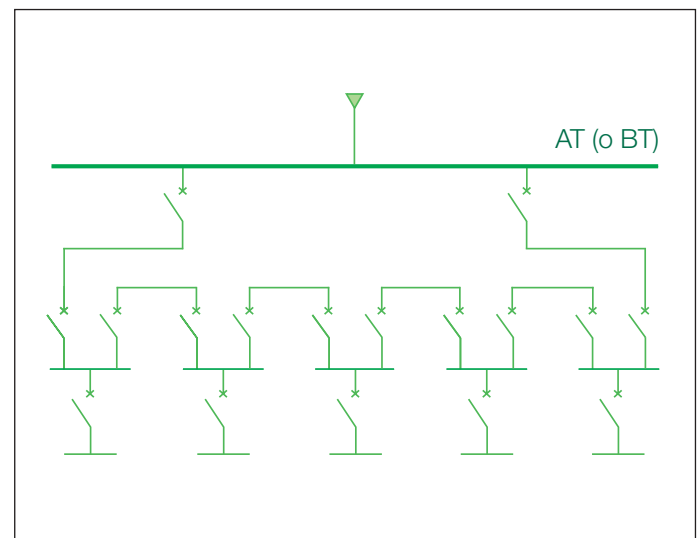


2.3 Rete ad anello

La rete ad anello consente di avere sempre due alimentazioni per ogni cabina di impianto; in pratica lo schema ad anello si caratterizza per la presenza di almeno un lato in più ($n+1$) rispetto al minimo necessario per collegare i carichi al nodo di alimentazione. L'utilizzo prevalente è nelle reti ove vi sono rilevanti distanze tra le utenze, caratterizzate da piccole potenze assorbite. In presenza di grossi carichi di impianto, la realizzazione di una rete ad anello può essere più onerosa di altri tipi di rete.

Le reti ad anello possono essere equipaggiate, sugli entra-esce di ogni cabina, con dispositivi di protezione (ed organi di manovra) oppure solo con sezionatori (non in grado di aprire il circuito in caso di guasto). Evidentemente nel primo caso si potrà studiare un sistema di protezione che elimini dal servizio solo il tronco guasto, mentre nel secondo caso l'unico dispositivo che potrà rilevare un guasto nella rete e comandare l'apertura del circuito sarà posizionato alla partenza dell'anello. L'esercizio delle reti ad anello equipaggiate con dispositivi in grado di individuare ed interrompere il guasto nelle cabine dell'anello è comunque profondamente diverso a seconda che l'anello venga esercito aperto oppure chiuso.

I vantaggi principali delle reti ad anello equipaggiate con protezioni ed interruttori sugli entra-esce di ciascuna cabina sono:



- continuità di servizio, ovvero possibilità di eliminare dal servizio solo la parte di rete sede del guasto mantenendo in esercizio la restante parte dell'anello;
- possibilità di eseguire la manutenzione su parti di impianto senza provocare fuori servizi o fermi impianto.

Viceversa gli svantaggi sono:

- costi di realizzazione legati all'estensione della rete;
- complessità del sistema di protezione.

2.3.1 Rete esercita ad anello aperto

Se l'anello viene esercito aperto, la configurazione di rete è praticamente del tipo radiale, pertanto in caso di guasto si avrà il fuori servizio di tutta la parte di rete a valle del punto di guasto. Gli svantaggi sono già stati elencati per le reti singolo radiali, il vantaggio è di poter riprendere il servizio in tempi relativamente brevi controalimentando le cabine dal lato sano della rete e poter eseguire controlli e riparazioni senza l'assillo del fermo produzione.

2.3.2 Rete esercita ad anello chiuso

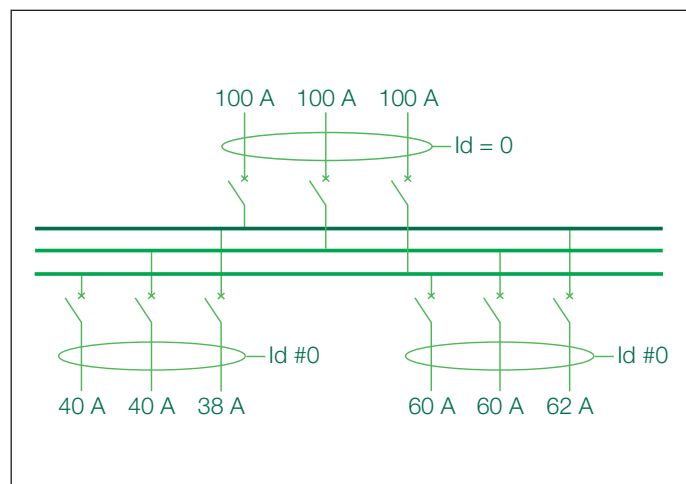
L'esercizio ad anello chiuso consente di avere due sorgenti in parallelo sempre in ogni cabina interna all'anello e conseguentemente di non avere, dal punto di vista teorico, fuori servizi di impianto per guasti nell'anello.

Per l'individuazione dei guasti nelle reti ad anello si possono utilizzare ad esempio due tecniche differenti:

- protezioni differenziali per guasti di fase e protezione di terra del tipo direzionale con scambio di consenso all'intervento per guasti interni;
- protezioni di massima corrente direzionale sia per guasti di fase che per guasti di terra cablate in selettività logica.

Per realizzare entrambi i sistemi di protezione descritti è necessario che vi siano dei fili pilota tra i relè alle due estremità della linea.

Con le nuove tecnologie di protezioni è comunque ormai diffusa solo la seconda soluzione (protezioni di fase e di terra direzionali). Le logiche con cui si possono prevedere segnali di blocco tra le protezioni sono le più svariate (ad esempio canali indipendenti o meno per guasti di fase e di terra) e si possono anche prevedere protezioni aggiuntive sfruttando le potenzialità logiche e le funzioni di protezione disponibili nei relè digitali.



L'affermazione "dal punto di vista teorico", vuol mettere in evidenza che se dal punto di vista teorico è possibile identificare e conseguentemente eliminare dal servizio solo il tronco guasto, dal punto di vista pratico in molti impianti ciò non è possibile in quanto i tempi di eliminazione del guasto sul punto di consegna non lo consentono (i tempi di eliminazione del guasto sul punto di consegna, se da rete pubblica, sono inferiori - valori riportati nella Norma CEI 0-16 - a quelli necessari per eliminare dal servizio il tronco guasto).

Per l'esercizio delle reti ad anello va considerata la difficoltà di individuare correttamente i guasti a terra in funzione dello stato del neutro della rete e delle regolazioni delle protezioni imposte a monte, in particolare nel caso di anello di distribuzione con rete a terra con piccole correnti di guasto. Infatti, ove la soglia di regolazione delle protezioni di terra è di pochi Ampere (si può prendere a riferimento la rete ad anello alla stessa tensione del punto di consegna di un distributore pubblico ove per Norma CEI 0-16 è imposta una regolazione delle protezioni pari a 2 A primari) si rischia il sistematico intervento intempestivo delle protezioni per problemi legati alla realizzazione dell'impianto che sovente non è possibile eliminare.

Si consideri, ad esempio, che le due linee dell'anello in partenza dalla cabina principale siano caricate con correnti non uguali sulle tre fasi.

Come si può vedere, il carico totale dell'anello è perfettamente equilibrato (100 A), ma le correnti sulle due partenze presentano uno squilibrio che può essere dovuto a vari fattori, quali ad esempio il serraggio diverso dei cavi, la non omogeneità nella lunghezza delle corde monofasi (tipico delle corte distanze), l'aver previsto un cavo di lunghezza maggiore del previsto (rimasto poi abbandonato in cabina magari avvolto a spirale a creare una reattanza), ecc. In questa situazione i relè di terra che leggono tramite TA toroidale la somma vettoriale delle correnti misurano su entrambi le linee in partenza una corrente esattamente come in presenza di un guasto. Queste due correnti sono tra loro in opposizione di fase (180°).

Sulle linee ad anello si utilizzano relè di terra di tipo direzionale (anche se sulle partenze dell'anello potrebbero non essere strettamente necessari), ed in assenza di tensione omopolare, anche se la soglia di corrente di terra è superata il relè non interviene. Al verificarsi di un guasto a terra nella rete metallicamente connessa (magari nella rete di un altro utente collegato sulla medesima linea del distributore) si avrà in rete una tensione omopolare e conseguentemente i relè di terra che prima erano bloccati, vengono messi in condizione di intervento quando l'angolo rientra nel settore previsto. In questa condizione si possono verificare interventi intempestivi tra loro non omogenei in quanto in funzione del carico e della posizione lungo l'anello potrebbero esservi squilibri o meno con angoli comunque variabili e quindi variabilità

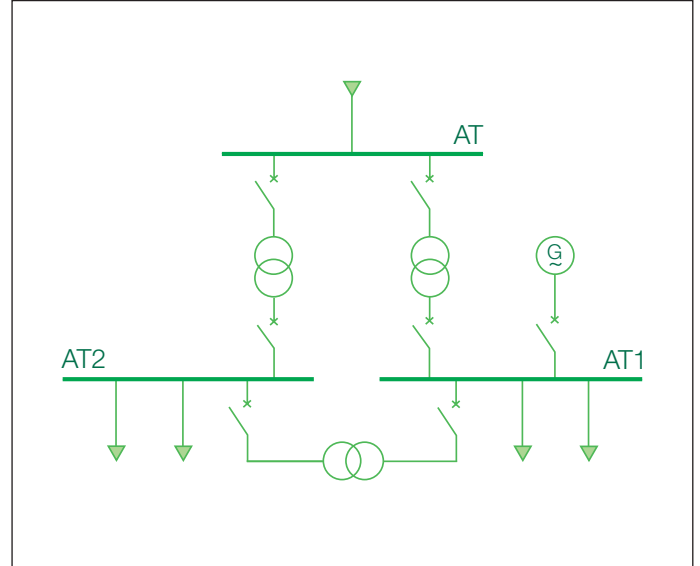
2. Schemi di rete

nell'intervento delle protezioni. In passato questo fenomeno non si evidenziava in quanto non essendovi TA toroidali il guasto a terra rimaneva in allarme (neutro isolato) oppure l'intervento delle protezioni era sicuro in quanto con correnti di guasto a terra elevate che erano molto lontane dai possibili squilibri dovuti alle caratteristiche dell'impianto.

2.4 Rete magliata

È lo schema tipico delle reti di trasmissione, non ha particolari applicazioni negli impianti industriali.

Questo schema è caratterizzato da una molteplicità di collegamenti fra i nodi della rete, tale da consentire, per alcuni di questi, vie di alimentazione alternative, atte non solo a stabilire una connessione di riserva, ma anche a migliorare la suddivisione del carico nei vari rami e fra diverse sorgenti di alimentazione.



3. Scelta degli apparecchi di manovra

Tre sono le tipologie principali di dispositivi di apertura e chiusura dei circuiti elettrici che si utilizzano nelle reti di media tensione.



Interruttori

Apparecchi in grado di chiudere ed interrompere la corrente di cortocircuito.



Contattori

Apparecchi in grado di compiere un elevato numero di manovre ed interrompere correnti di cortocircuito limitate.

Sezionatori

Interruttori di manovra-sezionatori o sezionatori in grado di aprire o meno la corrente nominale (ovviamente con fattore di potenza elevato). Insieme ai dispositivi precedentemente citati vanno considerati anche i fusibili che si associano sia ai contattori come pure spesso ai sezionatori. Esistono altri dispositivi per applicazioni particolari (quali ad esempio dispositivi limitatori di cortocircuito) che sono oggetto di particolari applicazioni. Nel seguito si analizzano per le varie tipologie di circuito i vantaggi e gli svantaggi della scelta del dispositivo di manovra con il solo criterio del sistema di protezione. Si escludono dalla presente analisi altre considerazioni di tipo impiantistico, manutentivo, etc. che il progettista deve tener ben presente nella scelta del dispositivo di manovra.

Generatori

L'importanza ed il costo della macchina, lo scarso numero di manovre richieste, la necessità di ritardare l'apertura in caso di guasto per garantire l'intervento

selettivo delle protezioni, consigliano l'utilizzo di un interruttore. Attenzione deve essere comunque posta al valore di asimmetria che l'interruttore è in grado di interrompere in quanto nelle reti in prossimità di generatori è elevata la componente unidirezionale della corrente di guasto.

Trasformatori

Quanti e quali possibili guasti nella macchina si vuol riconoscere ed eliminare condizionano la scelta del dispositivo di manovra. Per operare una scelta corretta occorre conoscere quale dispositivo di manovra e relative eventuali protezioni si utilizzano al secondario. Mentre per i sovraccarichi ed i cortocircuito bifase e trifase la misura della corrente lato primario fornisce indicazioni precise in merito al tipo e posizione del guasto, in caso di guasto a terra (se il gruppo di collegamento del trasformatore è triangolo stella come normalmente per i trasformatori di distribuzione) ci sono due circuiti indipendenti che devono essere monitorati. Utilizzando sezionatori con fusibili si può

3. Scelta degli apparecchi di manovra

garantire alla macchina la sola protezione di cortocircuito (ed eventualmente importanti sovraccarichi tramite i fusibili), ma non si può realizzare una sicura e rapida protezione contro i guasti a terra nel secondario, con il rischio di poter danneggiare gravemente la macchina senza che alcun dispositivo elimini il guasto entro i tempi cui normalmente sono garantiti i trasformatori (2 secondi). Se si sceglie di utilizzare contattori con fusibili occorre verificare che il fusibile abbia corrente nominale sufficientemente elevata per evitare interventi intempestivi alla magnetizzazione del trasformatore, mentre per i sovraccarichi ed i guasti a terra si possono prevedere relè di protezione che comandano l'apertura del contattore.

Attenzione va comunque al fatto che i fusibili esistono solo con correnti nominali abbastanza limitate (poche centinaia di Ampere) e quindi potrebbero essere un limite importante alla scelta di questo tipo di apparecchio di manovra.

L'utilizzo dell'interruttore è sempre obbligatorio quando si vogliono utilizzare protezioni differenziali che hanno inter-

vento istantaneo (non compatibili con partenze equipaggiate con contattori più fusibili) per una rapida eliminazione del guasto.

Motori

La scelta è normalmente tra contattori più fusibili ed interruttori.

Dal punto di vista della protezione i due sistemi sono equivalenti con un vantaggio per la soluzione con contattori e fusibili in quanto per guasti gravi il tempo di eliminazione del guasto dei fusibili (qualche millisecondo) è nettamente inferiore al tempo richiesto per le partenze con interruttore (circa 80 ms per il relè più circa 50 ms per il tempo di interruzione dell'arco da parte dell'interruttore, totale circa 130 ms).

Come per le partenze trasformatore, anche per le partenze motore l'utilizzo dell'interruttore è obbligatorio nel caso in cui si voglia attivare la protezione differenziale.

La corrente nominale del fusibile è funzione della corrente nominale del motore (generalmente maggiore di almeno 1.35 volte la corrente nominale del motore)

e delle caratteristiche di avviamento (corrente, tempo e numero di avviamenti ora).

La massima taglia (corrente nominale) dei fusibili è spesso un vincolo alla possibilità di utilizzare contattori anziché interruttori.

Condensatori

Dover manovrare correnti di tipo capacitivo esclude l'utilizzo di sezionatori. Per il resto nella scelta tra contattore con fusibile ed interruttore valgono le considerazioni fatte a proposito dei trasformatori con la solita accortezza di verificare che il fusibile non intervenga all'inserzione del banco di condensatori.

Linee

La richiesta di realizzare la selettività di intervento per guasti di cortocircuito polifase può essere decisiva per la scelta del dispositivo di manovra. L'utilizzo dei fusibili non consente di ritardare il tempo di intervento e conseguentemente elimina la possibilità di ottenere selettività cronometriche che possono essere ottenute solo se si utilizza un interruttore.



4. Trasformatori di corrente e tensione

I TA (trasformatori di corrente) e i TV (trasformatori di tensione) vengono previsti negli impianti per:

- ridurre i valori di tensione e corrente dell'impianto a valori tali da poter essere rilevati da apparecchiature di misura e protezione;
- rendere galvanicamente indipendenti i circuiti secondari di misura e protezione rispetto al circuito primario di potenza, garantendo nel contempo una maggiore sicurezza per gli operatori (un punto dell'avvolgimento secondario del trasformatore di misura deve essere sempre collegato a terra).

Per una corretta individuazione e rimozione del guasto è necessario che tutti i componenti operino correttamente. In particolare tutti gli apparecchi che concorrono ad eseguire la misura (TA e TV e relè) forniscano un'indicazione coerente con i parametri primari della rete e che gli attuatori (organi di manovra) operino correttamente per interrompere il circuito ed eliminare il guasto.

I trasduttori, TA e TV, rappresentano un elemento estremamente importante nella catena di protezione e la scelta non adeguata delle rispettive caratteristiche può portare ad una non adeguata protezione della rete e delle macchine oppure ad interventi intempestivi (che in molti casi sono ancora più dannosi). La strumentazione che si installa negli impianti è generalmente di tipo elettronico o digitale che ha un consumo ridotto

sul secondario dei trasduttori di misura, TA e TV (in generale minore o pari a 0.5 VA a differenza delle vecchie apparecchiature elettromeccaniche che avevano consumi di vari VA ad es. 5-10 VA per fase).

La presenza di strumentazione di tipo digitale ha avuto un impatto significativo anche sui trasformatori di corrente e tensione portando alla realizzazione di TA e TV con tecnologie differenti. In pratica, essendo richiesto al secondario del TA e del TV solo un segnale (la potenza necessaria a far funzionare il relè di protezione è prelevata dall'alimentazione ausiliaria) e non più una potenza significativa, si va sempre più diffondendo l'utilizzo di trasformatori in aria (TA) e partitori di tensione (TV).

4.1 Trasformatori di tipo induttivo

I principali riferimenti Normativi per i TA e TV di tipo induttivo (con lamierini in ferro) nelle reti di media tensione sono:

- EN 60044-1 trasformatori di corrente;
- EN 60044-2 trasformatori di tensione.

In queste Norme sono riportate le caratteristiche costruttive e la definizione delle classi di precisione. Va considerato che la classe di precisione per TA e TV di misura ed i TV di protezione, è funzione del carico che viene collegato al secondario: la precisione è garantita solo quando il carico secondario è maggiore del 25% della prestazione nominale del trasformatore.

In considerazione degli attuali bassi consumi della apparecchiatura collegata la secondario è quindi essenziale che anche la prestazione dei TV (sia di misura che di protezione) come pure dei TA di misura sia limitata per garantire che il trasduttore operi all'interno della classe di precisione per cui è stato previsto.



4.2 Trasformatori di corrente (TA) di tipo induttivo

Una precisazione importante va fatta a proposito dei TA relativamente alla forma costruttiva ed al metodo di misura. Il riferimento è in particolare ai TA toroidali che sono TA a tutti gli effetti e come tali devono essere classificati.

Il TA può essere di:

- tipo avvolto (come normalmente sono i TA all'interno dei quadri di media tensione) con riportati all'esterno i due morsetti terminali del circuito primario ed i due morsetti terminali del circuito secondario. Il circuito primario può essere in questo caso con numero di spire anche diverso da 1;
- tipo a barra passante in cui vi è un pezzo di sbarra (generalmente di rame) già annegata nella resina. In questo caso i

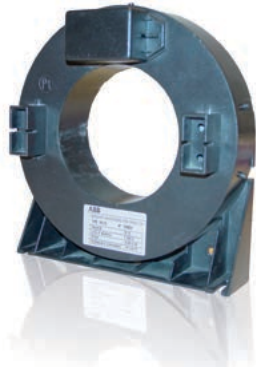


4. Trasformatori di corrente e tensione

terminali dell'avvolgimento primario sono gli estremi della sbarra, mentre gli estremi dell'avvolgimento secondario vengono riportati su due morsetti esterni. Il numero di spire primarie in questo caso è comunque sempre pari a 1;

- tipo toroidale ove il primario non è previsto e sarà costituito dal conduttore che passa nel foro centrale del TA; gli estremi dell'avvolgimento secondario vengono riportati su due morsetti esterni. Il numero di spire primario in questo caso è comunque in generale pari a 1 a meno che non venga fatto passare il conduttore più volte nel TA.

Questi TA possono anche essere costruiti di tipo apribile per una più facile installazione in impianti esistenti.



Per tutte le tipologie di TA, le classi di precisione sono analoghe e definite in accordo alla Norma.

A seconda di come il TA viene inserito in rete può eseguire misure di significato diverso. In particolare:

- il TA che viene inserito su una sola fase (ad esempio TA toroidale che abbraccia solo una fase) misura correnti di linea (di fase);
- il TA che viene inserito sulle tre fasi (ad esempio TA toroidale che racchiude al suo interno i conduttori delle tre fasi) misura la somma vettoriale delle correnti (in realtà la somma dei flussi) e quindi la corrente omopolare.

Quanto precedentemente evidenziato per indicare che indipendentemente dalla forma costruttiva, la misura che si ottiene al secondario dei TA è funzione del modo con cui viene inserito in rete.

I TA servono a tradurre correnti dal circuito di potenza al circuito di misura. Sono dalla Norma classificati in due tipologie:

- TA di misura a cui si collegano strumenti di misura quali amperometri, wattmetri, convertitori, ecc.;
- TA di protezione al cui secondario vengono collegati i relè di protezione.

Questa classificazione fa riferimento a sistemi di misura e protezioni indipendenti. Oggi con le apparecchiature digitali (Unità REF 54x) la protezione e la misura sono svolte dal medesimo apparecchio e non sono previsti ingressi separati da TA con caratteristiche differenti (misura e protezione). Conseguentemente per ottenere corretto utilizzo dei relè digitali, i TA vanno scelti con la doppia classe di precisione ad esempio:

100/1 - 4 VA - Cl. 0.5 + 5P10

Le due classi di precisione sono definite per diversi campi di funzionamento del TA e possono quindi coesistere.

Analogamente a quanto descritto per i TA, lo stesso ragionamento si può fare per i TV. Quindi quando si utilizzano relè digitali tipo

REF 54x, l'accortezza è di scegliere TV con la doppia classe di precisione, ad esempio:

6000:√3 / 100:√3 - 10 VA - Cl. 0.5 + 3P

4.2.1 TA di misura

Dato essenziale nella scelta delle caratteristiche dei TA di misura è che la classe di precisione è garantita per carichi secondari maggiori del 25% rispetto alla prestazione nominale. Quando la strumentazione era elettromeccanica era quindi logico acquistare TA con elevate prestazioni, ma oggi con la strumentazione digitale diventa obbligatorio acquistare TA con prestazioni veramente limitate (tipicamente 5 massimo 10 VA).

I TA di misura hanno come prerogativa la caratteristica di saturare per correnti di poco al di sopra della corrente nominale primaria per garantire la protezione degli strumenti (tipicamente in grado di sopportare al massimo 20 I_n per 0.5 secondi) in caso di cortocircuito. Per i TA di misura, in accordo alla Norma, deve quindi essere definito un fattore di sicurezza (F_s) tale per cui, per correnti superiori F_s x I_n, il TA è sicuramente saturato (proteggendo conseguentemente il circuito secondario).

Nella realtà il TA non viene caricato al secondario con la sua prestazione nominale ma ad un carico inferiore. Il fattore di sicurezza reale (F'_s) risulta quindi maggiore del nominale ed una verifica è essenziale per garantire che la strumentazione collegata al circuito secondario risulti adeguatamente protetta. Il fattore limite di sicurezza vero, può essere calcolato con la relazione seguente:

$$F'_s = F_s \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}}$$

Con	F' _s	=	fattore di sicurezza vero al carico secondario reale;
	F _s	=	fattore di sicurezza nominale del TA;
	S _N	=	prestazione nominale del TA;
	S _{TA}	=	autoconsumo del TA = R _{TA} x I _{2N} ² ;
	I _{2N}	=	corrente nominale secondaria del TA;
	R _{TA}	=	resistenza secondaria del TA a 75 °C;
	S _{VERO}	=	carico vero a secondario del TA = I _{2N} ² x (R _{STRUMENTI} + R _C);
	R _C	=	esistenza del circuito di cablaggio;
	R _{STRUMENTI}	=	carico (autoconsumo) della strumentazione collegata al secondario del TA.

Due esempi possono essere di ausilio relativamente alla scelta delle caratteristiche dei TA di misura ed agli errori che si commettono in caso di sovradimensionamento.

Si consideri un TA con rapporto 100/1 con carico secondario costituito da un amperometro (autoconsumo 0.5 VA) ed un convertitore multifunzione (autoconsumo 0.5 VA). Resistenza

del circuito secondario tra morsetti del TA e strumentazione 0.1 ohm.

Esempio 1

TA 100/1 - Cl. 0.5 - 4 VA - $F_s = 5$ - $R_{TA} = 0.8$ ohm

Il carico reale secondario è pari a 1.1 VA ovvero il 27.5% della prestazione nominale, quindi la classe di precisione è garantita.

Il fattore di sicurezza reale vale:

$$F'_s = F_s \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}} = 5 \cdot \frac{0.8 + 4}{0.8 + 1.1} = 12.6$$

Il TA satura per correnti inferiori alla tenuta degli strumenti collegati al secondario e quindi risulta adeguatamente dimensionato.

Esempio 2

TA 100/1 - Cl. 0.5 - 10 VA - $F_s = 10$ - $R_{TA} = 0.8$ ohm

Il carico reale secondario è pari a 1.1 VA ovvero 11.5 % della prestazione nominale, quindi la classe di precisione non è garantita. Il fattore di sicurezza reale vale:

$$F'_s = F_s \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}} = 10 \cdot \frac{0.8 + 10}{0.8 + 1.1} = 57$$

Il TA satura per correnti superiori alla tenuta degli strumenti collegati al secondario e quindi in caso di cortocircuito in rete si può avere la distruzione degli strumenti e la conseguente apertura del circuito secondario con grave rischio per la sicurezza del personale (sovratensioni).

Risulta quindi evidente come ogni secondario dei TA di misura debba essere accuratamente dimensionato onde evitare gravi danni in impianto in caso di guasto e poter ottenere misure nella classe di precisione richiesta.

4.2.2 TA di protezione

I TA che vengono associati alle protezioni hanno la peculiarità di non saturare fino a quando l'intervento della protezione non è garantito per la massima corrente di cortocircuito.

Il parametro che nei TA di protezione definisce il valore entro cui la risposta risulta lineare è il fattore limite di precisione (F_L) normalmente pari a 10-15-20 oppure anche maggiore.

Nella scelta delle caratteristiche del TA di protezione (prestazione e fattore limite di precisione) occorre rispettare le seguenti condizioni:

- la prestazione del TA deve essere superiore al carico secondario (relè e cablaggio);
- i TA da associare alle protezioni di massima corrente non devono saturare fino a quando non ne è garantito il sicuro funzionamento. Generalmente per i relè ABB si può considerare che la saturazione deve avvenire almeno al doppio del valore di regolazione con un minimo di 20 In, ma valori precisi sono reperibili nei cataloghi delle varie tipologie di relè;
- i TA da associare a protezioni particolari quali relè differenziali, distanziometrici, ecc. devono avere fattore di sicurezza definiti caso per caso e riportati nei cataloghi dei relè;
- i TA devono saturare per correnti molto alte al fine di preservare i relè ed i circuiti secondari in caso di cortocircuito. Tipicamente i relè di massima corrente hanno una sopportabilità pari a 100 In per 1 secondo e 250 In di picco, ma valori più precisi sono reperibili nei cataloghi dei vari relè.

L'ultima condizione è generalmente poco considerata e può essere causa di gravi danni ai componenti se non verificata. Come per il fattore limite di sicurezza per i TA di misura, anche per i TA di protezione il fattore limite di precisione vero deve essere calcolato in funzione del carico realmente collegato al secondario, e può essere calcolato con la relazione seguente:

$$F'_L = F_L \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}}$$

Con	F'_L	=	fattore limite di precisione vero al carico secondario reale;
	F_L	=	fattore limite di precisione nominale del TA;
	S_N	=	prestazione nominale del TA;
	S_{TA}	=	autoconsumo del TA = $R_{TA} \times I_{2N}^2$;
	I_{2N}	=	corrente nominale secondaria del TA;
	R_{TA}	=	resistenza secondaria del TA a 75 °C;
	S_{VERO}	=	carico vero a secondario del TA = $I_{2N}^2 \times (R_{RELE} + R_C)$;
	R_C	=	resistenza del circuito di cablaggio;
	R_{RELE}	=	carico (autoconsumo) dei relè collegati al TA.

Come per i TA di misura, due esempi possono essere significativi per la verifica delle caratteristiche di TA di protezione. Si consideri un TA con rapporto 100/1 con carico secondario costituito da un relè di massima corrente (autoconsumo 0.05 VA). Resistenza del circuito secondario tra morsetti del TA e relè 0.1 ohm, quindi il carico reale secondario è pari a 0.15 VA.

Esempio 1

TA 100/1 - 4 VA - 5P10 - $R_{TA} = 0.8$ ohm

Il fattore limite di precisione reale vale:

$$F'_L = F_L \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}} = 10 \cdot \frac{0.8 + 4}{0.8 + 0.15} = 50.5$$

4. Trasformatori di corrente e tensione

Il TA satura per corrente sufficientemente elevata per una protezione di massima corrente (massima regolazione del relè in generale non superiore a 20 In). Il relè e tutto il circuito secondario (morsetti e cavetteria) sono adeguatamente protetti da correnti di cortocircuito molto elevate.

Esempio 2

$$TA\ 100/1 - 10\ VA - 5P20 - R_{TA} = 0.8\ ohm$$

Il fattore limite di precisione reale vale:

$$F'_L = F_L \cdot \frac{S_{TA} + S_N}{S_{TA} + S_{VERO}} = 20 \cdot \frac{0.8 + 10}{0.8 + 0.15} = 227$$

Se il TA è inserito in un circuito in cui la corrente di cortocircuito è elevata (ad esempio un quadro da 31.5 kA) in caso di cortocircuito anziché l'intervento della protezione per comandare l'apertura dell'interruttore, si ha la probabile distruzione del relè con le conseguenze che è possibile immaginare.

Risulta quindi evidente come anche per i TA di protezione, ogni secondario debba essere accuratamente calcolato onde evitare gravi danni in impianto in caso di guasto e poter garantire la sicura la protezione della parte di rete sottesa.

4.3 Trasformatori di tensione (TV) di tipo induttivo

Per i trasformatori di tensione sia per strumenti di misura che per relè di protezione vale la stessa regola dei TA di misura relativamente al campo entro cui è garantita la classe di precisione: la classe di precisione è garantita solo se il carico secondario è maggiore del 25% della prestazione nominale. Non è facile riuscire a garantire che un TV operi nella classe di precisione quando al secondario si collega una strumentazione (relè o strumenti di misura) che ha un autoconsumo di frazioni di VA.

L'utilizzo di carichi zavorra (resistenze) da inserire al secondario dei TV quando questi sono stati scelti con prestazioni troppo elevate per poter garantire la classe di precisione, ha due inconvenienti:

- si aggiunge nel circuito (che può anche essere di protezione) un elemento che si può guastare e quindi riduce l'affidabilità complessiva del sistema;
 - si introduce un elemento riscaldante nella cella misure del quadro con evidenti problemi di estrazione del calore.
- Nella scelta dei TV occorre tener conto anche di eventuale ferrorisonanza. Il fenomeno della ferrorisonanza è un aspetto tipico dei TV, inseriti su reti in cavo con neutro isolato o non



efficacemente messo a terra. La capacità del cavo, insieme all'induttanza dei TV, costituisce un circuito oscillante (R L C). Sul circuito si possono quindi verificare delle condizioni per cui il circuito stesso entri in risonanza (reattanza capacitiva=reattanza induttiva satura del TV) e, pur cessando la causa che ha provocato la saturazione (ad esempio un guasto a terra), permane un'oscillazione transitoria (cioè a frequenza multipla di quella della rete) di energia reattiva messa in gioco dai componenti del circuito oscillante. A causa della frequenza di questa oscillazione, si produce una permanente ed elevata circolazione di corrente nel solo avvolgimento primario. Essendo tale corrente solo magnetizzante, l'avvolgimento secondario è scarsamente interessato, per cui si ha un elevato riscaldamento al primario e trascurabile al secondario. L'anormale riscaldamento degli avvolgimenti produce sempre una forte pressione interna con conseguente rottura dell'involucro esterno.

Gli accorgimenti che si prendono per evitare fenomeni di ferrorisonanza sono principalmente:

- aumentare l'impedenza di magnetizzazione del TV;
- utilizzare TV che lavorano ad induzione inferiore a quella preconizzata;
- utilizzare TV con lamierini ad alta permeabilità;
- inserire resistenze di smorzamento (o comunque dispositivi con resistenza non lineare) in serie agli avvolgimenti secondari collegati a triangolo aperto (il relè di tensione deve essere collegato in parallelo alla resistenza antiferrorisonanza).

Per la misura delle tensioni omopolari (necessarie per identificare i guasti a terra) si utilizzava in passato una terna secondaria dei TV collegata a triangolo aperto. Nelle moderne apparecchiature digitali (relè tipo REF 54) non è più necessario prevedere questo secondario dei TV in quanto la tensione omopolare (somma vettoriale delle tre tensioni di fase) viene calcolata internamente al relè stesso (spesso il segnale che proviene dal secondario a triangolo aperto ha una precisione inferiore).

Sensori combinati di corrente - tensione



4.4 Sensori di corrente e tensione non induttivi

Essendo estremamente ridotta la potenza assorbita dai dispositivi che vengono collegati sul circuito secondario non è più necessario disporre di circuiti magnetici per l'accoppiamento tra circuito primario e secondario. Sono stati quindi sviluppati sensori di corrente o TA in aria (bobina di Rogowsky) e sensori di tensione (partitori di tensione) che eliminano gli aspetti negativi dei trasformatori di tipo induttivo (ciclo di isteresi). Si fa riferimento in particolare a:

- saturazione: con i sensori di corrente non esiste il fenomeno della saturazione (non vi è ferro) e quindi la definizione del fattore limite di precisione non è più un problema;
- prestazione: si è visto negli esempi precedenti come sia difficile conciliare la prestazione dei trasformatori di misura con i carichi collegati al secondario. Infatti la necessità di avere almeno il 25% di carico per garantire la precisione non è più un problema;
- correnti e tensioni nominali primarie: la linearità di risposta consente di coprire il 95% delle applicazioni con solo due o tre tipi di trasduttore con vantaggi notevoli per la standardizzazione delle celle del quadro e la possibilità di una loro rapida riconversione;
- non esiste più la necessità di avere TA o TV di misura e/o TA o TV di protezione in quanto la precisione è costante e non vi è più la problematica della saturazione.

Le Norme di riferimento per i sensori di corrente e di tensione sono:

- IEC 60044-8 (2002-07) TA in aria (trasformatori elettronici di corrente);
- IEC 60044-7 (1999-12) Partitori di tensione (TV) (trasformatori elettronici di tensione).

Per i sensori di corrente o TA in aria, la principale caratteristica è che si tratta di trasformatori in cui il circuito magnetico è sostituito dall'aria. Dato peculiare di questi tipi di TA è che il segnale secondario non è proporzionale alla grandezza primaria, bensì alla sua derivata (che opportunamente integrata nei dispositivi collegati al secondario consente di ottenere la misura della corrente). Come già evidenziato non si hanno fenomeni di saturazione, ma come aspetto negativo vi è in generale la classe di precisione che allo stato attuale della progettazione non raggiunge le caratteristiche che si possono avere per i TA di misura di tipo induttivo.

Per i sensori di tensione la principale caratteristica è l'assenza del fenomeno di ferrorisonanza (ovvio in quanto non esiste più ferro). Questo è un vantaggio non trascurabile ove vi è ancora l'utilizzo di reti esercite con il neutro isolato. Come per i TA in aria, anche per i partitori di tensione (TV), allo stato attuale della tecnologia, la classe di precisione non raggiunge ancora quella dei TV di tipo induttivo.



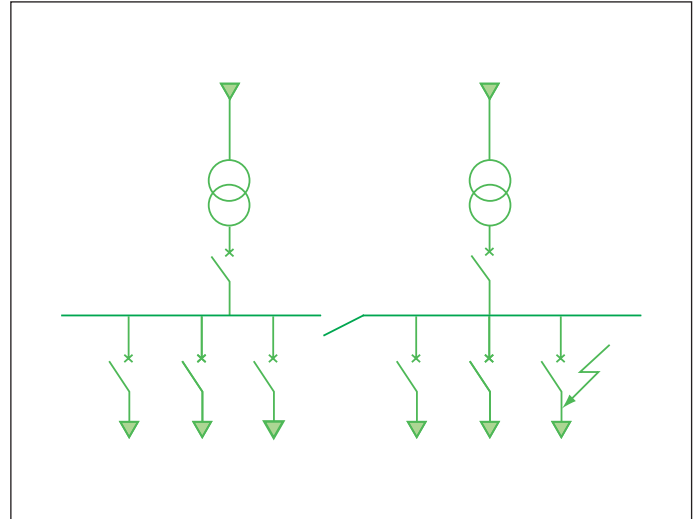
5. Cortocircuito

Cortocircuito

Contatto accidentale o intenzionale, di resistenza o impedenza relativamente basse, tra due o più punti a diversa tensione di un circuito.

Corrente di cortocircuito

Sovracorrente risultante da un cortocircuito dovuto ad un guasto o ad un allacciamento scorretto di un circuito elettrico.



Dal punto di vista teorico, il calcolo delle correnti di cortocircuito dovrebbe essere elaborato con i dati ottenuti dallo studio dei profili di tensione. Nella realtà le Norme prevedono che il calcolo sia svolto ai valori nominali di impianto e si introducano a compensazione opportuni coefficienti correttivi (fattore di tensione 'c').

È necessario calcolare le correnti di cortocircuito per:

- stabilire un adeguato dimensionamento degli organi di manovra e interruzione;
- determinare le sollecitazioni termiche e meccaniche degli elementi di impianto;
- calcolare e scegliere le regolazioni del sistema di protezione;
- operare un'adeguata protezione delle persone e degli impianti.

Nello studio delle reti elettriche è importante determinare le correnti di cortocircuito nelle diverse condizioni di funzionamento. In particolare le correnti di cortocircuito massime sono importanti per il dimensionamento dell'apparecchiatura, le correnti di cortocircuito minime consentono di verificare il coordinamento delle protezioni: la corrente di intervento della protezione deve essere sempre inferiore alla corrente minima di cortocircuito nel punto di inserzione.

Si rammenta che un cortocircuito provoca il passaggio di correnti attraverso la connessione accidentale o intenzionale costituente il cortocircuito stesso e attraverso i diversi componenti fino alla sorgente, quindi potenziale causa di danni ed incendi.

Le Norme di riferimento per il calcolo delle correnti di cortocircuito sono:

- CEI EN 60909-0 2001-12 (CEI 11-25): Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata
- IEC 61363-1 – 1998-02: Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units – Part 1: procedures for calculating short-circuit currents in the three-phase a.c.

La Norma IEC 61363 è per gli impianti navali, ma prevede una metodologia di calcolo che ben si adatta alle piccole reti alimentate da generatori in quanto prevede il calcolo delle correnti di cortocircuito nel tempo tenendo conto delle costanti di tempo delle macchine rotanti (motori e generatori).

La Norma EN 60909 prevede alcune ipotesi di base per lo sviluppo del calcolo:

- 1) per tutta la durata del cortocircuito non vi sono modifiche nel circuito coinvolto (i cortocircuiti trifase restano trifase, i cortocircuiti monofase a terra non evolvono in polifase);
- 2) Per la durata del cortocircuito non vi sono modifiche nella rete coinvolta;
- 3) i commutatori sottocarico e non dei trasformatori sono considerati in posizione principale;
- 4) non si tiene conto della resistenza d'arco;
- 5) vengono trascurate tutte le capacità di linea, le ammettenze in derivazione e i carichi rotanti salvo quelli dei sistemi di sequenza omopolare.

La relazione con cui la Norma EN 60909 calcola la corrente di cortocircuito è:

$$I = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Il parametro 'c' denominato fattore di tensione assume diversi valori (nel campo 0.95-1.1) in funzione del valore di tensione del punto di guasto e del tipo di calcolo (cortocircuito massimo oppure cortocircuito minimo).

5. Cortocircuito

La Norma giustifica l'introduzione del fattore di tensione per:

- 1) le variazioni di tensione nello spazio e nel tempo;
- 2) le variazioni nelle prese dei trasformatori;
- 3) la non tenuta in conto dei carichi e delle capacità nei calcoli;
- 4) tener conto del comportamento subtransitorio degli alternatori e dei motori.

Il prodotto $c \times U_n$ non dovrà comunque superare la tensione massima delle apparecchiature della rete.

Diversi sono i tipi di guasto che si possono avere in un sistema trifase:

- cortocircuito trifase (sono cortocircuitate tra loro le fasi);
- cortocircuito bifase (sono cortocircuitate tra loro solo due fasi);
- cortocircuito bifase a terra (sono cortocircuitate tra loro due fasi e la terra);
- cortocircuito monofase a terra (cortocircuitate tra una fase e la terra).

Esistono diverse statistiche in merito alla percentuale dei vari tipi di guasto che evidenziano come in generale oltre l'80% inizi come guasto monofase a terra. Questa situazione deve essere tenuta in evidenza quando si studia e si progetta il sistema di protezione di un impianto: riuscire ad identificare (ed eventualmente ad eliminare) rapidamente e selettivamente un guasto a terra consente di evitare che lo stesso

evolva in guasti bi-trifase con danni e perdita del servizio ben superiori.

Quando si sviluppa il calcolo delle correnti di cortocircuito si tende ad esaminare il caso in cui vi sono le massime correnti di guasto (ed è in effetti molto importante questa verifica per il dimensionamento dei componenti di impianto). Quando si analizza il sistema di protezione è viceversa importante conoscere le correnti di cortocircuito minime ed ancora più in dettaglio le correnti nei vari rami e non sulle sbarre dei quadri. Infatti le protezioni di massima corrente sono inserite sulle linee e quindi proprio la corrente di cortocircuito minima di ciascun ramo deve essere utilizzata come riferimento per determinare la regolazione del sistema di protezione.

Si tenga presente che il sistema di protezione è veramente tale quando si è installata una protezione e la si è regolata correttamente. Una protezione di massima corrente regolata a 10 kA quando nel ramo in cui è inserita si ha una corrente di cortocircuito di 8 kA è un relè ma non è la protezione dell'impianto.

Un ulteriore aspetto da considerare quando si calcolano le correnti di cortocircuito è il contributo dei motori. Questo dato è essenziale per il dimensionamento dell'apparecchiatura, ma va tenuto conto che per guasto trifase il contributo si estingue dopo pochi cicli, mentre per guasti di tipo bifase i motori continuano a sostenere il guasto (pur se con correnti inferiori a quelle di contributo per guasto trifase).

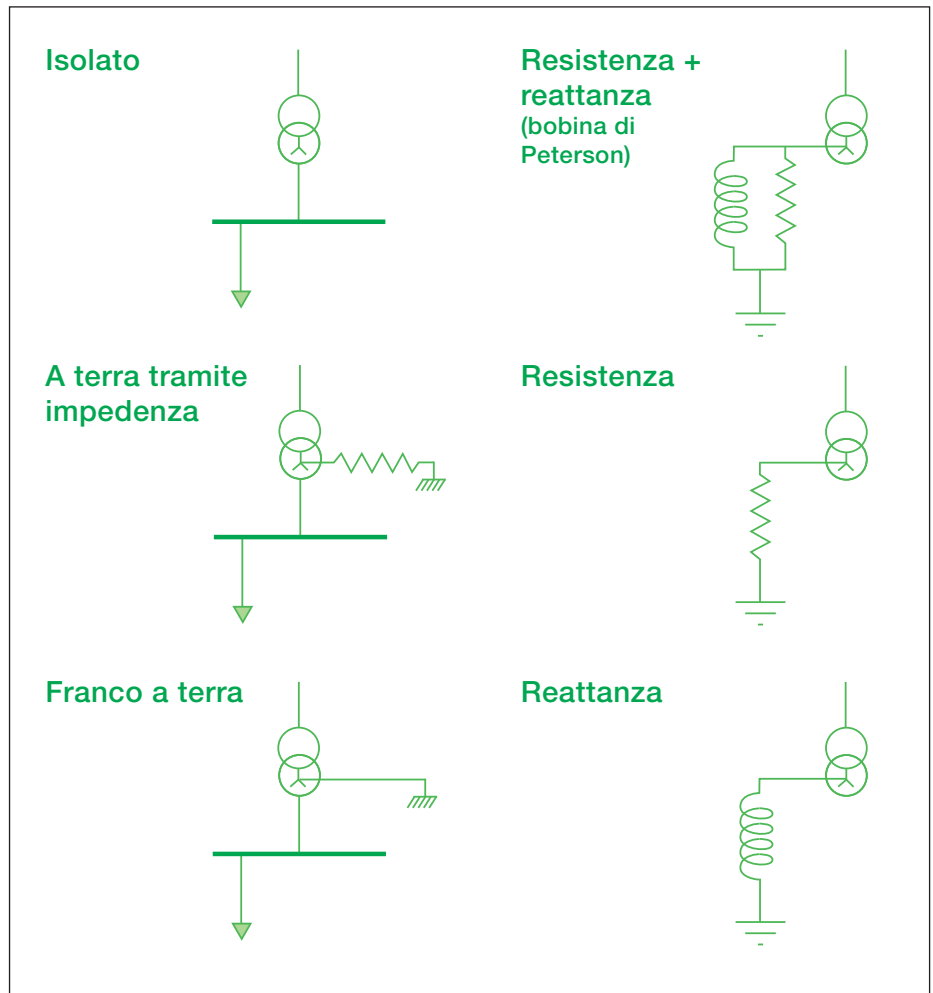


6. Stato del neutro

Per individuare i guasti a terra in una rete e quindi operare una efficace protezione, è necessario conoscere in dettaglio come viene esercito il neutro. L'individuazione dei guasti a terra è effettuata tramite misure di tensione e/o corrente omopolare e quindi conoscere l'esistenze e l'entità di questi parametri è fondamentale per poter scegliere e regolare il sistema di protezione.

A differenza delle protezioni per sovraccarico o cortocircuito polifase, alle protezioni che devono individuare i guasti a terra normalmente non arriva alcun segnale (di tensione o corrente), che viceversa si presenta solo in presenza di guasto a terra in rete. Questa condizione rende molto semplice il sistema di protezione da prevedere richiedendo in generale solo una soglia (di tensione e/o corrente) con tempi di intervento relativamente brevi.

Analizzando i vari tipi di stato del neutro si possono determinare le tipologie delle protezioni che si possono associare.



6.1 Neutro Isolato

Nelle reti a neutro isolato, non si genera volutamente (tramite sistemi di messa a terra) alcuna circolazione di corrente omopolare in caso di guasto tra una fase e la terra. In impianto vi è però una circolazione di corrente omopolare legata alle capacità fase terra delle macchine e delle condutture (per quanto concerne i trasformatori le capacità fase terra sono molto piccole ed è possibile trascurarle). Da qui si evince la difficoltà (in qualunque assetto possa trovarsi ad essere esercita la rete) di poter individuare guasti a terra utilizzando protezioni selettive che misurano la corrente di guasto. Il solo modo per poter assicurare una individuazione del guasto è la misura della tensione omopolare (tensione normalmente uguale a zero in assenza di guasto e diversa da zero solo in presenza di guasto fase-terra). Purtroppo la protezione omopolare di tensione (come del resto tutte le protezioni di tensione) non è di tipo selettivo, ovvero non è in grado di individuare la posizione del

guasto, ma è in grado solo di indicare che vi è un guasto in rete senza precisare la posizione.

Corrente omopolare, tensione omopolare ed angolo tra tensione e corrente omopolare in rete sono:

- corrente omopolare solo di contributo capacitivo (funzione della rete metallicamente interconnessa) di valore comunque variabile ed, in generale, non garantita per tutte le condizioni in cui può essere esercita la rete. L'individuazione dei guasti non è sempre certa tramite misure di corrente omopolare;
- tensione omopolare sempre presente in caso di guasto a terra. Risulta quindi sicura l'individuazione ma con l'incertezza legata alla posizione del guasto in quanto il segnale voltmetrico è praticamente uguale per tutta la rete e non consente individuazione selettiva;
- angolo tra tensione e corrente omopolare: la corrente è in anticipo di 90° rispetto alla tensione (rete di tipo capacitivo).

6. Stato del neutro

6.2 Neutro francamente a terra

Con neutro francamente a terra la corrente di guasto mono-fase a terra è dello stesso ordine di grandezza della corrente di cortocircuito per guasti polifase. Conseguentemente è possibile una semplice e selettiva individuazione dei guasti tramite protezioni che misurano la corrente omopolare (oppure si potrebbe addirittura omettere la protezione omopolare ed utilizzare soltanto la protezione di fase).

Corrente omopolare, tensione omopolare ed angolo tra tensione e corrente omopolare in rete sono:

- corrente omopolare di valore elevato. Pertanto l'individuazione dei guasti tramite misura della corrente è sempre certa e di tipo selettivo (si riesce ad individuare correttamente la parte di rete sede del guasto);
- tensione omopolare: se questa tensione viene misurata tra centro stella e terra la tensione è nulla, se viceversa si misura la somma vettoriale delle tre tensioni di fase questa è diversa da zero e fornisce indicazione di guasto in rete (ma non di tipo selettivo).
- angolo tra tensione e corrente omopolare: la corrente è in ritardo (valori tipici $75-85^\circ$) rispetto alla tensione (rete di sorgente di tipo induttivo).

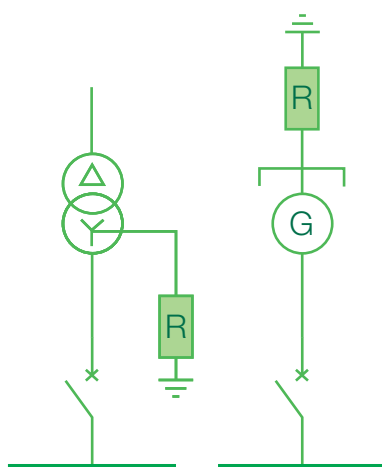
6.3 Neutro a terra tramite resistenza

La messa a terra del neutro tramite resistenza consente di avere una corrente certa in caso di guasto e conseguentemente poter realizzare una protezione selettiva della rete. A seconda del valore della resistenza che si installa si ottengono valori più o meno elevati della corrente di guasto, ma:

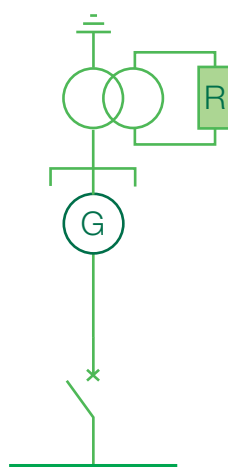
- minore è la corrente di guasto, minori sono i danni alle macchine;
- maggiore è la corrente di guasto e più facilmente lo stesso viene identificato il guasto (e la protezione è richiesta con sensibilità inferiore).

Corrente omopolare, tensione omopolare ed angolo tra tensione e corrente omopolare in rete sono:

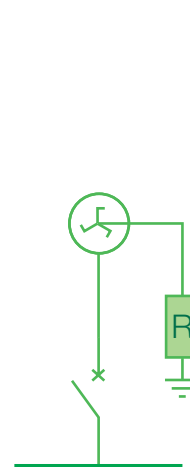
- corrente omopolare di valore conosciuto. È possibile l'individuazione dei guasti tramite misura della corrente omopolare. La protezione risulta quindi del tipo selettivo;
- tensione omopolare: se questa tensione viene misurata tra centro stella e terra la tensione è variabile in funzione del valore della resistenza di messa a terra (per resistenze di messa a terra di valore elevato si ricade nella situazione di neutro isolato, per resistenze di messa a terra di valore molto piccolo si ricade nella situazione di neutro francamente a terra). Se si misura la somma vettoriale delle tre tensioni di fase questa è diversa da zero e fornisce indicazione di guasto in rete (ma non di tipo selettivo);



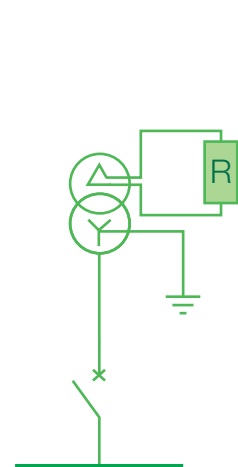
Collegamento diretto al centro stella reale.



Collegamento al centro stella reale attraverso un trasformatore mono-fase di potenza.



Collegamento diretto al centro stella artificiale, nei casi di neutro non accessibile, di una reattanza a zig-zag.



Collegamento indiretto con trasformatore trifase primario a stella collegata a terra e secondario a triangolo aperto caricato con una resistenza.

- angolo tra tensione e corrente omopolare: teoricamente uguale a zero (in fase). Nella realtà l'angolo è comunque capacitivo per il contributo delle capacità fase-terra della rete. Esistono vari metodi per creare la messa a terra di una rete in funzione della disponibilità o meno del centro stella come riportato in figura.

6.4 Neutro a terra tramite impedenza (bobina di Petersen)

La messa a terra del neutro tramite impedenza consente di compensare le correnti capacitive della rete e pertanto ridurre in caso di guasto la corrente a valori relativamente piccoli (in Italia i distributori limitano la corrente di guasto a 40-50 A) e con angolo di guasto circa uguale a zero (rete compensata). Corrente omopolare, tensione omopolare ed angolo tra tensione e corrente omopolare in rete sono:

- corrente omopolare di valore conosciuto. È possibile l'individuazione dei guasti tramite misura della corrente omopolare. La protezione risulta quindi del tipo selettivo;
- tensione omopolare: la misura della somma vettoriale delle tre tensioni di fase è diversa da zero e fornisce indicazione di guasto in rete (ma non di tipo selettivo).
- angolo tra tensione e corrente omopolare: teoricamente uguale a zero (rete accordata). Nella realtà l'angolo può comunque discostarsi leggermente sia in anticipo che in ritardo in funzione della regolazione della reattanza di compensazione e delle modifiche nell'assetto di rete.

6.5 Misura della corrente di guasto a terra ed individuazione della fase guasta

Con l'avvento delle protezioni elettroniche prima e digitali poi che presentano un basso assorbimento sul circuito amperometrico, è stato possibile utilizzare TA di tipo toroidale (in grado di erogare prestazioni generalmente molto piccole) che consentono di misurare la somma vettoriale dei flussi concatenati anziché la somma vettoriale delle tre correnti (collegamento residuo).

Quando una protezione di massima corrente omopolare viene inserita sulla connessione residua dei TA di fase (collegamento Holmgreen) opera una somma vettoriale delle correnti e la risultante risente pertanto delle componenti aperiodiche legate alla magnetizzazione dei trasformatori o di avviamento dei motori. In questo caso sono richieste regolazioni molto conservative delle protezioni e la stabilità delle stesse non è in generale garantita (rischio di interventi intempestivi).

Si suggerisce quindi di utilizzare sistematicamente (ovviamente ove possibile) TA di tipo toroidale associati alla protezione di massima corrente omopolare.

Nel caso in cui sia richiesto di individuare quale delle fasi è sede del guasto a terra, la individuazione è possibile utilizzando protezioni di minima tensione con misura per ciascuna fase indipendente collegate tra fase-terra (ovviamente al secondario dei TV).



7. Codici dei relè di protezione

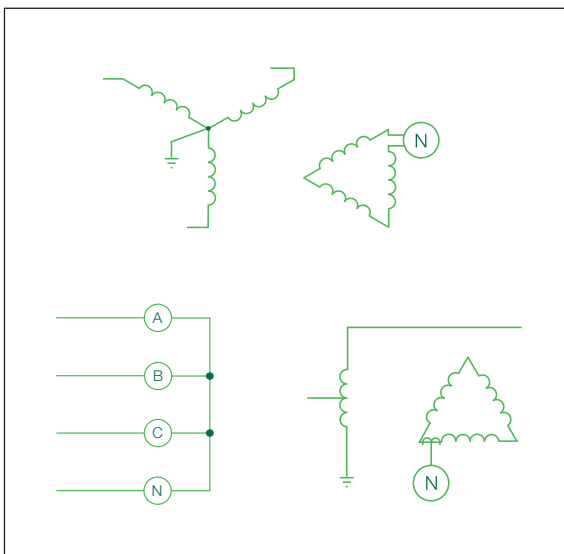
Nella definizione dei relè di protezione si usano a volte codici numerici, mentre in altri casi si utilizzano simboli. I codici numerici fanno riferimento alla Norma IEEE C37-2, mentre i simboli fanno riferimento alle norme CEI/IEC. Nella definizione dei simboli le Norme CEI/IEC non hanno precisato tutti i simboli da utilizzare e quindi nella pratica si utilizzano ancora i codici di cui alla C37-2.

Nel seguito è riportato un estratto dei codici numerici, così come riportati nella Norma C37-2 relativi ai sistemi di protezione. La descrizione è un sunto di quanto riportato nella Norma:

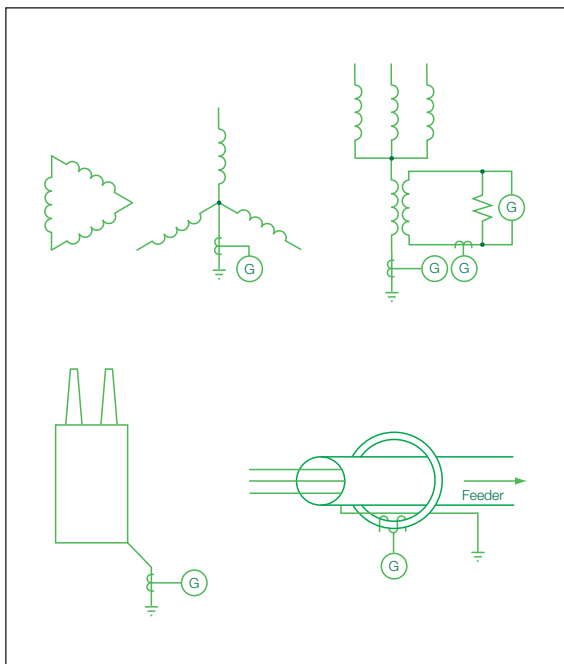
- 2 temporizzatore per avviamento;
 - 21 relè distanziometrico (impedenza);
 - 24 relè di massimo flusso (volt per hertz);
 - 25 sincronizzatore o verificatore di sincronismo;
 - 26 apparato per il controllo della temperatura;
 - 27 relè minima tensione;
 - 32 relè direzionale di potenza;
 - 37 relè di minima corrente o minima potenza;
 - 40 relè di mancanza campo;
 - 46 relè di sequenza inversa o bilancia di corrente tramite misura di corrente;
 - 47 relè di sequenza ciclica tramite misura di tensione;
 - 48 relè di sequenza incompleta;
 - 49 relè termico per trasformatori o macchine;
 - 50 relè di massima corrente istantaneo;
 - 51 relè di massima corrente a tempo inverso;
 - 55 relè per il controllo del fattore di potenza;
 - 59 relè di massima tensione;
 - 60 relè a bilancia di tensione;
 - 62 temporizzatore per arresto;
 - 63 sensore di pressione;
 - 64 relè per individuare guasti a terra (non si usa per reti con neutro a terra);
 - 66 apparecchio che individua un determinato numero di operazioni;
 - 67 relè di massima corrente direzionale per corrente alternata;
 - 68 relè di blocco (ad esempio per impedire richiusure a seguito di perdita di passo);
 - 74 relè di allarme;
 - 76 relè di massima corrente per corrente continua;
 - 78 relè di perdita di passo o misura di angolo di fase;
 - 79 relè di richiusura per corrente alternata;
 - 81 relè di frequenza;
 - 82 relè di richiusura per corrente continua;
 - 83 relè di commutazione automatica o controllo selettivo;
 - 85 relè a filo pilota;
 - 86 relè di blocco;
 - 87 relè differenziale;
 - 90 dispositivo regolatore;
 - 91 relè direzionale di tensione;
 - 92 relè di tensione e potenza direzionale;
 - 94 relè di scatto.
- Si precisa più in dettaglio il significato dei codici utilizzati più frequentemente in quanto spesso causa di fraintendimenti e incomprensioni.
- codice 48: è un codice poco conosciuto che però si utilizza ormai comunemente per indicare la protezione contro gli avviamenti prolungati dei motori. A volte la si confonde con la protezione denominata 51LR (massima corrente 'locked rotor' – rotore bloccato). Due sono le codifiche da utilizzare per indicare le protezioni che servono per controllare l'avviamento ed il blocco rotore dei motori: 48 per la fase d'avviamento (avviamento prolungato) e 51LR per il blocco rotore (quando il motore è già in marcia);
 - codice 50: per la Norma si tratta di una protezione di massima corrente di tipo istantaneo. La definizione di relè istantaneo era valida per i relè elettromeccanici, oggi le varie soglie dei relè di massima corrente hanno sempre la possibilità di introdurre un ritardo. Nella prassi comune è considerata la protezione di massima corrente che individua correnti forti tipiche del cortocircuito;
 - codice 51: per la Norma si tratta di una protezione di massima corrente del tipo a tempo dipendente (tempo inverso). La definizione di relè a tempo inverso è tipica della tradizione americana. Nella prassi comune si utilizza il codice 51 sia relè di massima corrente con caratteristica a tempo dipendente (inverso) che con caratteristica a tempo indipendente (definito). In generale è considerata la protezione di massima corrente che individua correnti deboli tipiche del sovraccarico o dei cortocircuiti ad elevata impedenza di guasto.
- Ulteriori precisazioni sono necessarie nella definizione dei codici numerici da utilizzare per le protezioni contro i guasti a terra. La Norma C37-2 precisa solo un codice da utilizzare per i guasti a terra: 64, ma precisa che questo codice non si può utilizzare per le protezioni collegate al secondario di TA nelle reti messe a terra ove si deve utilizzare il codice 51 con suffissi N oppure G.

Nella definizione dei suffissi N e G la Norma C37-2 è molto chiara e gli stessi vanno utilizzati come segue:

- N quando la protezione è inserita tramite trasduttori che misurano i parametri di fase ed al relè è inviata la somma vettoriale del parametro da misurare (corrente o tensione). Questa inserzione è generalmente denominata collegamento in residua (Holmgreen);



- G quando la protezione è collegata direttamente al secondario di un trasduttore (TA o TV) che misura direttamente il parametro omopolare (corrente o tensione);



Pertanto per la protezione di guasto a terra è corretto utilizzare le seguenti definizioni:

- 51G per la protezione di massima corrente collegata al secondario di TA toroidale che misura la corrente di terra;
- 51G per la protezione di massima corrente omopolare collegata al secondario di TA posizionato sulla messa a terra della macchina (centro stella generatore o trasformatore);
- 51N per la protezione di massima corrente omopolare inserita in collegamento residuo a tre TA di fase;
- 59N per la protezione di massima tensione omopolare inserita sulla somma vettoriale dei tre TV di fase (triangolo aperto - tensione residua);
- 59G per la protezione di massima tensione omopolare inserita al secondario di TV posizionato sulla messa a terra della macchina (centro stella generatore o trasformatore);
- 64 applicabile solo nelle reti a neutro isolato sia per protezione di massima corrente che di massima tensione.

Oltre ai suffissi N e G si aggiungono a volte altri suffissi per indicare in dettaglio l'applicazione della protezione.

Ad esempio:

- G generatore (ad esempio 87G protezione differenziale per generatore);
- T trasformatore (ad esempio 87T protezione differenziale per trasformatore);
- M motore (ad esempio 87M protezione differenziale per motore);
- P pilota (ad esempio 87P protezione differenziale a filo pilota);
- S statore (ad esempio 51S massima corrente statore);
- LR protezione motore per blocco rotore in marcia (51LR);
- MAI/BF mancata apertura interruttore 50 BF (BF = breaker failure);
- R utilizzato per diverse applicazioni:
 - reattanza (ad esempio 87R protezione differenziale);
 - minima tensione per indicare tensione residua (27R);
 - rotore di una macchina sincrona (64R terra rotore);
- V associato alla protezione di massima corrente (51) indica che vi è il controllo di tensione (51V);
- t indicare che la protezione è temporizzata (ad esempio 50t protezione di massima corrente di cortocircuito con ritardo aggiunto).

8. Filosofia di regolazione delle protezioni

Obbiettivi del sistema di protezione sono:

- limitare i danni alle persone e all'impianto;
- permettere le diverse condizioni di esercizio;
- garantire la massima continuità di servizio alle zone di impianto non affette da guasti;
- attivare gli automatismi previsti.

Le caratteristiche peculiari del sistema di protezione di una rete elettrica sono:

- dipendenza: può essere chiamato ad operare dopo un periodo breve o lungo dall'installazione. Comunque deve operare quando è chiamato ad operare;
- sicurezza: non deve intervenire quando non è richiesto (non deve intervenire durante i transitori). Deve permettere le diverse condizioni di esercizio e attivare gli automatismi previsti;
- selettività: deve intervenire solo e quando è necessario, garantendo la massima continuità d'esercizio con il minimo distacco della rete;
- velocità: rappresentata dalla durata minima del guasto e dei danni ai macchinari;
- semplicità: misurata con il numero di equipaggiamenti necessari a proteggere la rete;
- economia: valutata come costo del sistema di protezione in rapporto al costo di malfunzionamenti.

Il sistema di protezione è l'insieme dei trasformatori di misura e dei relè con le regolazioni adeguate. Il relè è solo uno dei componenti del sistema di protezione. La scelta del tipo di funzione e delle funzioni richieste per proteggere adeguatamente una macchina o un impianto deve essere fatta in base a:

- norme;
- interfaccia con la rete esterna;
- rischio accettabile (conseguenze del guasto);
- correnti di cortocircuito (massime e minime);
- stato del neutro;
- presenza di autoproduzione in impianto;

- coordinamento con il sistema esistente;
- configurazioni e criteri di esercizio della rete;
- abitudini.

Obbiettivo è raggiungere il miglior compromesso tecnico-economico che consenta di proteggere adeguatamente dai "guasti" con "significativa" probabilità e verificare che l'investimento sia adeguato all'importanza dell'impianto.

Le protezioni elettriche sono di diversa tipologia ed applicazione:

- protezioni di zona (es. differenziali o a impedenza);
- protezioni di macchina (es. ritorno di energia);
- protezioni selettive (es. massima corrente);
- protezioni non selettive (es. minima tensione, frequenza);
- protezioni di ricalzo (es. fusibili, massima corrente, minima tensione);
- protezioni di interfaccia (es. protezioni di minima tensione; minima/massima e derivata di frequenza; massima corrente per il distacco tra la rete di impianto e la rete del distributore);
- protezioni per la realizzazione di automatismi (es. verificatori di sincronismo).

Il criterio che si segue quando si calcola la regolazione di una protezione è quello di proteggere efficacemente la macchina o l'impianto ed in seguito ricercare la selettività di intervento. Selettività di intervento significa isolare in caso di guasto nel più breve tempo possibile (selettività) la più piccola area di impianto e poi assicurare una riserva (ricalzo) in caso di fallimento della protezione primaria.

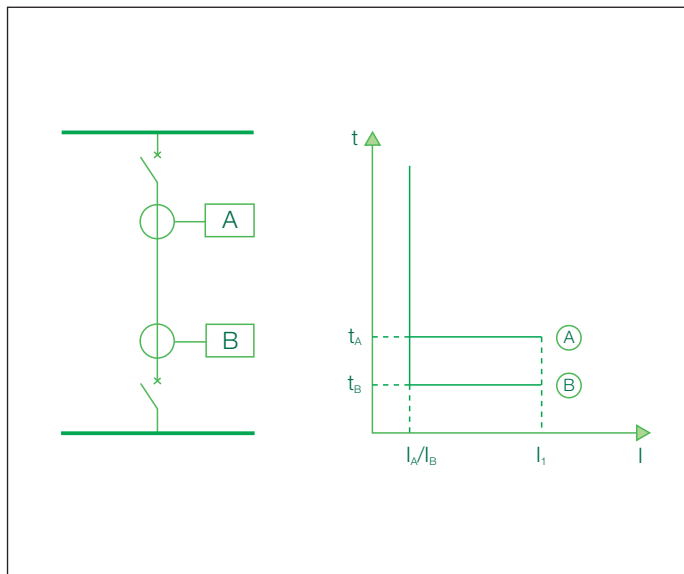
Diversi sono i criteri di selettività che si possono utilizzare negli impianti.

8.1 Selettività cronometrica

La selettività di tipo cronometrico, è ottenuta graduando i tempi di intervento delle protezioni (discriminazione in tempo o selettività cronometrica) in modo che il relè più vicino al guasto intervenga in un tempo inferiore rispetto a quelli più lontani.

Le regolazioni delle protezioni sono calcolate assegnando tempi man mano crescenti a partire dall'utenza fino ad arrivare alle sorgenti di energia. Con questo criterio si elimina solo la parte di impianto affetta dal guasto. Questo criterio ha il grave svantaggio che i tempi di eliminazione del guasto non possono essere comunque troppo lunghi perché:

- i materiali non sopportano guasti per tempi elevati;
- in presenza di cortocircuito vi è un abbassamento di tensione (con, ad esempio, conseguente possibile fermata di carichi di bassa tensione per la diseccitazione dei contattori);
- più il cortocircuito rimane alimentato, maggiori sono i danni che si creano nel punto di guasto (anche con conseguenze gravi quali incendi, ecc.).

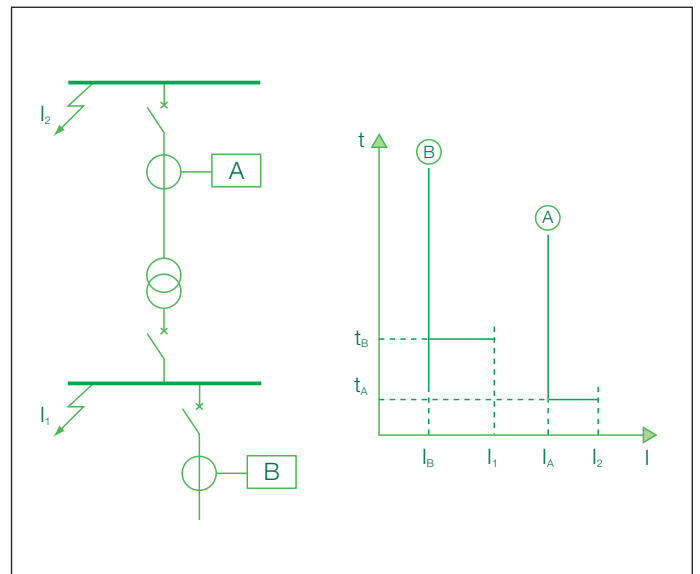


8.2 Selettività amperometrica

La selettività di tipo amperometrico si ottiene graduando la soglia di intervento delle protezioni a valori di corrente superiori a quelli che possono interessare le protezioni a valle (discriminazione in corrente o selettività amperometrica). Ciò è facilmente realizzabile quando tra due protezioni in serie è prevista una impedenza di valore significativo (tipicamente un trasformatore o una reattanza).

La selettività amperometrica tra le due protezioni è calcolata regolando la protezione a monte al di sopra della massima corrente che può interessare la protezione a valle.

Con questa regolazione non è necessario introdurre tempi di ritardo tra le due protezioni e la protezione a monte può essere di tipo istantaneo in quanto interviene solo per guasti nella parte di impianto compresa tra le due protezioni.



Per quanto riguarda la graduazione in tempo questa deve tenere conto delle caratteristiche delle apparecchiature presenti nell'impianto, e nel caso specifico delle reti di media tensione:

- tempo di apertura degli interruttori di media tensione: ≈ 60 ms;
- tempo di inerzia delle protezioni: ≈ 20 ms;
- massimo errore dell'intervento temporizzato: ≈ 60 ms;
- margine di sicurezza: $\approx 50-100$ ms;

da cui risulta necessaria una graduazione di circa 200-250 ms tra due protezioni in serie.

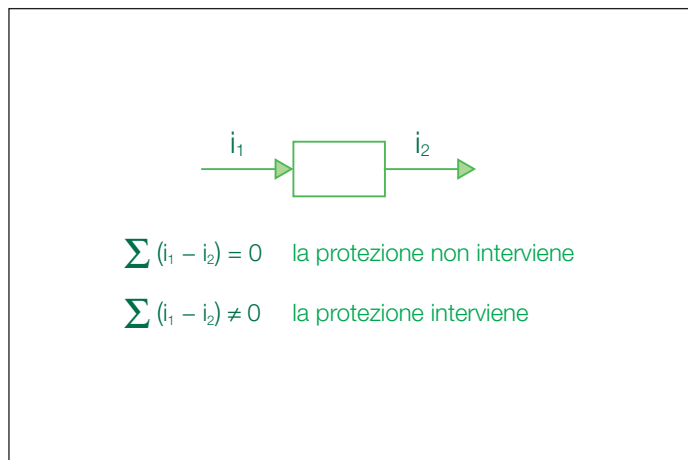
8. Filosofia di regolazione delle protezioni

8.3 Selettività con protezioni differenziali o distanziometriche

Questa selettività sfrutta la prima legge di Kirchoff al nodo, ovvero la somma delle correnti in un nodo deve essere uguale a zero, se la sommatoria delle correnti è diversa da zero significa che vi è un guasto.

L'applicazione più conosciuta è con i relè differenziali (di trasformatore, di generatore, di conduttura, di motore, di sbarra, ecc.). Con questo criterio, la protezione individua solo guasti all'interno del componente che gli viene affidato e conseguentemente non è necessario alcun controllo di selettività con altre protezioni della rete e l'intervento può essere di tipo istantaneo.

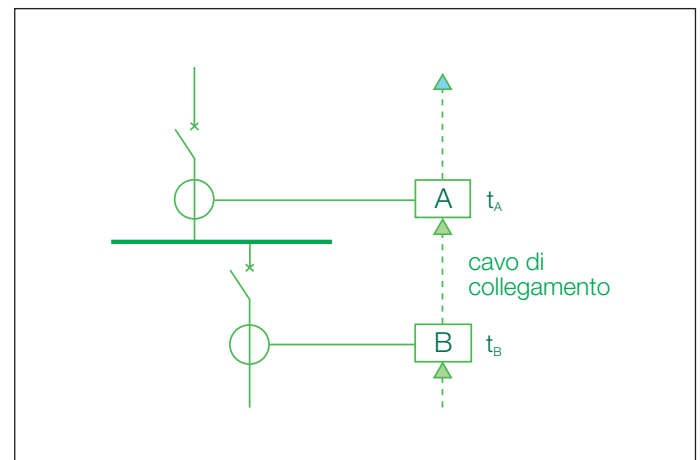
Questo criterio di selettività trova la sua piena applicazione anche in alta tensione nella regolazione delle protezioni di minima impedenza (o distanziometriche) che individuano guasti solo nella zona di loro competenza.



8.4 Selettività logica

La selettività logica, detta anche selettività di zona, è un criterio di selettività che è stato introdotto solo in tempi recenti con l'avvento delle protezioni digitali. Questo criterio di selettività può essere applicato sia alle protezioni di massima corrente che individuano i guasti di fase, sia alle protezioni di massima corrente che individuano i guasti a terra.

La logica di intervento delle protezioni prevede che ciascuna protezione interessata da guasto invii un segnale di blocco alla/e protezione/i posta/e immediatamente a monte inibendone l'intervento. La protezione più vicina al guasto non risulta bloccata da alcuna protezione a valle e conseguentemente allo scadere del proprio tempo di intervento comanda l'apertura dell'organo di manovra isolando selettivamente il guasto. La selettività di tipo logico consente di ridurre i tempi di intervento e ottenere comunque la piena selettività.



Le protezioni devono essere interconnesse per permettere lo scambio di blocchi e consensi (attraverso conduttori pilota e non attraverso sistemi di supervisione che hanno tempi di risposta non compatibili) per consentire un corretto funzionamento. Se le protezioni non fossero interconnesse si avrebbe l'intervento rapido di tutte le protezioni percorse dalla corrente di guasto.

Per garantire il corretto funzionamento della selettività logica tra le protezioni è necessario introdurre un breve tempo di ritardo per consentire alle protezioni il corretto scambio (invio e/o acquisizione) dei segnali di blocco.

Generalmente quando si attiva la selettività logica, si prevedono in rinalzo anche altre soglie di massima corrente di fase e di terra non soggette a blocchi logici.

8.5 Studio di coordinamento delle protezioni

Installare protezioni in una rete e non regolarle in modo adeguato equivale a non installare il sistema di protezione. Il sistema di protezione è realmente tale solo se vengono previste le funzioni di protezioni necessarie e le stesse sono regolate in modo adeguato.

Lo studio di coordinamento delle protezioni o studio della selettività ha proprio questo obiettivo: assicurare che in caso di guasto o sovraccarico di un componente la rete elettrica, sia solo ed esclusivamente quel componente ad essere eliminato dal servizio e non altre macchine o parti di impianto.

Lo studio di coordinamento delle protezioni consiste essenzialmente di tabelle di regolazione delle protezioni e di diagrammi della selettività (su scala bilogaritmica) ove si evidenzia per ciascun valore di corrente che interessa il circuito quale è la sequenza di intervento delle protezioni di rete.

Per elaborare un corretto studio di coordinamento delle protezioni bisogna tener conto di alcuni fattori fondamentali quali:

- lo studio deve essere basato sulle correnti di cortocircuito. Va tenuto presente che la protezione è inserita in un circuito e quindi la corrente che può misurare è solo quella che passa in quel circuito (può essere anche di molto inferiore alla massima corrente di cortocircuito del quadro ove il circuito è collegato);
- per le protezioni di terra con neutro isolato o a terra tramite impedenza limitatrice, deve essere previsto diagramma di selettività indipendente per protezioni di fase o di terra.

Viceversa, in caso di neutro francamente a terra, essendo al corrente di guasto a terra dello stesso ordine di grandezza della corrente di guasto polifase, le curve di selettività delle protezioni di fase e di terra dovranno essere confrontate sul medesimo foglio;

- nei diagrammi di selettività dovrà essere riportata la sopportabilità dei vari componenti l'impianto per verificare che risultino adeguatamente protetti. Ad esempio la tenuta dei trasformatori o delle condutture;
- ove particolari criteri di esercizio dell'impianto lo richiedano, è necessario che nei diagrammi di selettività siano riportate anche le curve di intervento dei relè di tensione a dimostrazione della selettività di intervento tra protezioni di corrente e tensione;
- per le protezioni dirette di bassa tensione si riportano sui diagrammi di selettività le curve di intervento corrispondenti ai tempi di funzionamento della protezione, che coincidono con i tempi dell'interruttore. Per le protezioni di media o di alta tensione (quindi per i relè indiretti) si riportano generalmente sui diagrammi di coordinamento le curve di intervento dei relè cui va ovviamente aggiunto il tempo di manovra dell'interruttore per ottenere il tempo totale di eliminazione del guasto, quindi le due famiglie di curve non sono omogenee.

Attenzione particolare nello studio di coordinamento delle protezioni deve essere riservata alla verifica che le protezioni non provochino interventi intempestivi. Questi ultimi infatti sono spesso più devastanti di un normale intervento delle protezioni in quanto l'operatore non trovando guasti in rete non sa come e con che tempi riprendere il servizio.



9. Protezioni interfaccia utente-distributore

La Norma CEI 0-16 ha introdotto regole generali per le protezioni di interfaccia tra utenti (anche auto-produttori) e distributori di energia. Nella Norma sono definite in dettaglio anche le caratteristiche e le regolazioni che devono essere previste. La Norma è applicabile per allacciamenti sia in media che in alta tensione, nel seguito si analizzano solo le protezioni di interfaccia relative alla media tensione (MT).

Le protezioni che vengono previste sul punto di interfaccia tra utenti e distributori non hanno lo scopo di proteggere le macchine e gli impianti, ma solo di definire valori contrattuali a cui l'utente deve scollegarsi dalla rete del distributore. Quindi l'installazione di una protezione sul punto di consegna non è garanzia di adeguata protezione della rete a valle (fare molta attenzione ad impianti con poca potenza installata).

In generale il sistema di protezione deve prevedere almeno le seguenti funzioni:

- protezione di massima corrente di fase con tre soglie:
 - prima soglia con caratteristica di intervento a tempo molto inverso per la protezione da sovraccarichi ($I >$);
 - seconda soglia per identificare guasti di cortocircuito polifase di lieve entità nella rete utente ($I >>$);
 - terza soglia per identificare guasti di cortocircuito polifase nella rete utente ($I >>>$);
- protezione di massima corrente omopolare (o di terra): questa protezione può essere realizzata in due modi differenti a seconda del contributo capacitivo della rete utente verso il distributore. In particolare se il contributo della rete utente verso il distributore è inferiore all'80% del valore richiesto dal distributore, la protezione può essere del tipo non direzionale in caso contrario deve essere necessariamente di tipo direzionale (con direzione di intervento per correnti che fluiscono dal distributore verso la rete utente).
- Per reti con contributo capacitivo inferiore o uguale all'80% della regolazione imposta sono richieste due soglie di massima corrente omopolare con le seguenti caratteristiche:
 - prima soglia con caratteristica di intervento a tempo definito per identificare guasti monofase a terra nella rete utente ($I_o >$);
 - seconda soglia con caratteristica di intervento a tempo definito per identificare doppio guasto monofase a terra nella rete utente ($I_o >>$).
- Per reti con contributo capacitivo superiore all'80% della regolazione imposta sono richieste tre soglie di



massima corrente omopolare con le seguenti caratteristiche:

- prima soglia di tipo direzionale con caratteristica di intervento a tempo definito per identificare guasti monofase a terra nella rete utente con regime di neutro isolato (lo-> la Norma la denomina 67N.S1);
- seconda soglia di tipo direzionale con caratteristica di intervento a tempo definito per identificare guasti monofase a terra nella rete utente con regime di neutro compensato (lo-> la Norma la denomina 67N.S2);
- terza soglia di tipo non direzionale con caratteristica di intervento a tempo definito per identificare doppio guasto monofase a terra nella rete utente (lo>>).

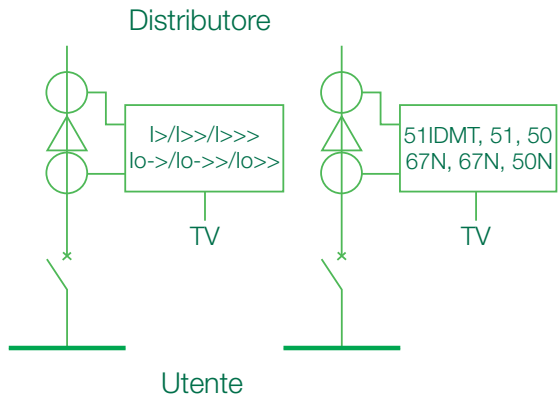
Nella Norma sono riportate anche alcune regolazioni tipiche delle protezioni ed in ragione di queste regolazioni si possono fare alcune considerazioni.

Le regolazioni minime indicate sono:

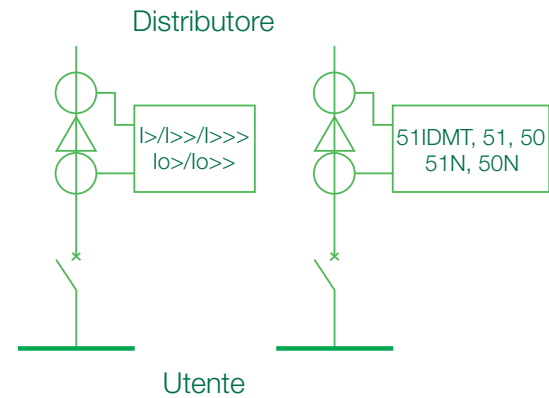
I>	prima soglia sovraccarico (opzionale)	da concordare con il distributore
I>>	seconda soglia cortocircuito polifase:	250 A ritardo 500 ms
I>>>	terza soglia cortocircuito polifase:	600 A ritardo 120 ms
lo>	prima soglia di terra (guasto monofase a terra): per reti con neutro isolato per reti con neutro compensato	2 A ritardo 170 ms 2 A ritardo 450 ms
lo>>	doppio guasto monofase a terra:	120 A ritardo 120 ms
lo->	prima soglia direzionale di terra con neutro isolato	lo 2Amp. Uo 2 Volt sette di intervento 60°-120° ritardo 170 ms
lo->>	seconda soglia direzionale di terra con neutro compensato	lo 2Amp. Uo 2 Volt sette di intervento 60°-250° ritardo 450 ms

Quando si utilizza la protezione direzionale di terra, la soglia di intervento è sempre di 2 A ed il tempo di intervento è pure uguale: 170 ms per la soglia per esercizio di rete a neutro isolato e 450 ms per la soglia per esercizio di rete con neutro compensato. I tempi indicati fanno riferimento al tempo totale di eliminazione del guasto quindi nel calcolare le regolazioni delle protezioni occorre sottrarre il tempo di apertura dell'interruttore (tipicamente 60-70 ms).

Protezioni di terra di tipo direzionale



Protezioni di terra di tipo non direzionale



9. Protezioni interfaccia utente-distributore

Le regolazioni indicate, che comunque debbono essere concordate caso per caso, evidenziano che è possibile in generale ottenere una buona e selettiva protezione solo per guasti a terra in regime di neutro compensato, mentre per guasti a terra in regime di neutro isolato o in caso di cortocircuito polifase (bifase a terra oppure no e trifase) la selettività tra protezioni MT all'interno della rete utente è praticamente impossibile (tenuto conto dei tempi di manovra degli interruttori).

La Norma prevede che in casi particolari si possa utilizzare anche la selettività logica ma questo deve essere concordato tra utente e distributore.

Altra funzione di protezione richiesta dalla CEI 0-16 che deve essere prevista in alcuni impianti è la minima tensione che ha però una applicazione di automatismo e non di protezione vera e propria. Ove la potenza totale dei trasformatori che possono essere rimagnetizzati contemporaneamente a seguito della mancanza di tensione (gli interruttori rimangono chiusi) sia maggiore del valore riportato nella Norma, è richiesto di procedere ad un distacco ed una seguente reinserzione a gradini per impedire che correnti di inserzioni troppo elevate facciano intervenire le protezioni di massima corrente che non sono dotate di funzione 'blocco magnetizzazione'.

9.1 Protezioni di interfaccia per autoproduttori

Quando nella rete utente sono presenti generatori che possono funzionare in parallelo con la rete del distributore è necessario prevedere un sistema di protezioni di interfaccia per disaccoppiare le due reti (distributore e impianto con propria rete preferenziale) in presenza di perturbazioni che possono essere generate essenzialmente dalla rete del distributore.

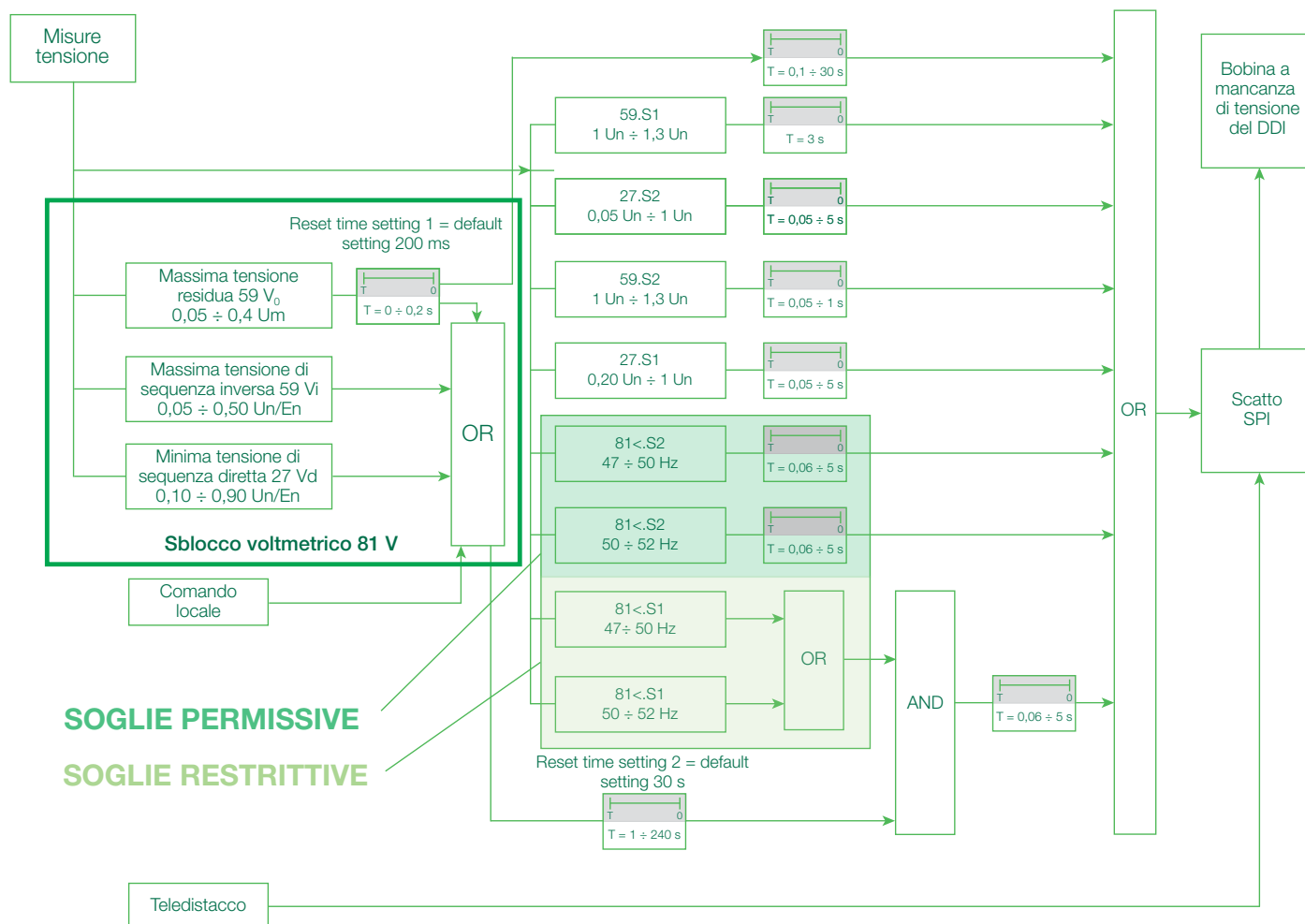
Le funzioni di protezione indicate nella Norma sono:

1. massima tensione (59, con due soglie);
2. minima tensione (27, con due soglie);
3. massima tensione residua lato MT (59V 0, ritardata);
4. massima frequenza ($81 > .S1$, con sblocco voltmetrico);
5. minima frequenza ($81 < .S1$, con sblocco voltmetrico);
6. massima frequenza ($81 > .S2$, ritardata);
7. minima frequenza ($81 < .S2$, ritardata).

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:

- a) massima tensione residua (59V 0, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive $81 > .S1$ e $81 < .S1$);
- b) massima tensione di sequenza inversa (59V i, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive $81 > .S1$ e $81 < .S1$);
- c) minima tensione di sequenza diretta (27V d, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive $81 > .S1$ e $81 < .S1$).

In figura è indicato lo schema logico funzionale della protezione di interfaccia secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-16.



9. Protezioni interfaccia utente-distributore

Le regolazioni previste per la protezioni di interfaccia sono quelle indicate nella tabella 8 nella Norma CEI 0-16.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento	Tempo di apertura DDI
Massima tensione (59.S1), basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S	1,10 Un	vedi paragrafo E.3.2 Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un	0,60 s	
Minima tensione (27.S1) ⁽¹⁾	0,85 Un	1,5 s	
Minima tensione (27.S2) ⁽²⁾	0,3 Un	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) ⁽³⁾ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) ⁽³⁾ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81<.S2) ⁽³⁾ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) ⁽³⁾ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % Un ⁽⁵⁾	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En ⁽⁴⁾		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En ⁽⁴⁾		

⁽¹⁾ Soglia obbligatoria per i soli generatori statici.

⁽²⁾ Nel caso di generatori rotanti convenzionali, il valore può essere innalzato a $0,7 U_n$ e $t = 0,150$ s.

⁽³⁾ Per valori di tensione al di sotto di $0,2 U_n$, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).

⁽⁴⁾ Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U_n (se la misura è effettuata in base ai metodi (c) e (d) di cui alle pagg. seguenti) o della tensione nominale di fase E_n (se la misura è effettuata in base ai metodi (a) e (b) oppure (a') e (b') di cui al paragrafo 8.8.8.8.1).

⁽⁵⁾ Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V_m misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ($V_m = 3E_n = \sqrt{3}U_n$).

Oltre a queste protezioni (se la potenza di generazione installata supera 400 kVA) è necessario prevedere un dispositivo di ricalzo che sia attivato dalla protezione di interfaccia in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

Nella Norma sono riportate alcune note relative alle protezioni di massima corrente che possono essere molto importanti per gli autoproduttori. Infatti la Norma consente di prevedere:

– sul punto di consegna, la terza soglia di fase (quella che generalmente è istantanea) può essere del tipo direzionale per evitare interventi intempestivi della protezione per contributo del generatore di utente per guasti sulla rete del distributore; sul punto di interfaccia può essere prevista una protezione di massima corrente per individuare guasti 'lontani'.

10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

Il sistema di protezione di una linea o di una macchina va scelto e studiato per l'applicazione cui è destinato e non è in generale possibile definire una unica soluzione.

Nella scelta del sistema di protezione entrano in gioco diverse varianti tra cui:

- tipo e potenza della macchina da proteggere;
- livello di tensione e corrente di cortocircuito polifase: in particolare occorre comunque assicurare una sicura protezione della macchina anche con minime correnti di guasto;
- stato del neutro: come già illustrato la presenza o meno di corrente in caso di guasto e la sua eventuale entità obbligano alla scelta di sistemi di protezioni tra loro totalmente differenti;
- servizio cui la macchina o il processo

industriale è asservito: ad esempio la protezione che sia applica a due motori della medesima potenza, dedicati a pompe centrifughe, è profondamente diversa nel caso in cui una macchina sia dedicata al sistema antincendio e l'altra al normale processo industriale;

- funzione del sistema di protezione: allarme o intervento.

Nel seguito si utilizzeranno i codici numerici della Norma C37-2 per indicare le funzioni di protezione e rendere conseguentemente più semplice la comprensione univoca delle stesse.

10.1 Protezioni per macchine sincrone (generatori)

Si analizzano solo i generatori di media tensione e si escludono dalla presente descrizione le grosse macchine (oltre 100 MVA) ove la scelta del sistema di protezione è necessariamente in funzione anche dell'interfaccia verso il sistema di trasmissione. La filosofia dei relè di protezione, è sviluppata sulla base della conoscenza che i guasti nei generatori possono essere suddivisi in due categorie principali:

a) Funzionamenti e condizioni di lavoro anormali quali:

- sovraccarico;
- sovravelocità o rallentamenti;
- massima e minima tensione;
- carichi squilibrati;
- guasti di eccitazione (circuito di campo o regolatore di tensione);
- guasti del motore primo (o del regolatore di velocità).

b) Guasti all'isolamento, quali:

- guasti a terra (inclusi i guasti di rotore);
- guasti fase-fase e trifase;
- guasti tra le spire della stessa fase.

L'individuazione della condizione di funzionamento anomale è fatta dai relè di protezione la cui regolazione deve mantenere in servizio il più a lungo possibile la macchina senza che esista rischio di danneggiamento. Il valore di regolazione della protezione deve essere calcolato al di sopra dei valori transitori di corrente, tensione e frequenza e il tempo di intervento deve essere tale da consentire il ripristino dei parametri elettrici nell'ambito dei valori normali di funzionamento.

Le protezioni di una macchina sincrona possono poi essere suddivise nei seguenti sottogruppi principali:

- 1 protezioni principali o protezioni di zona: sono le funzioni di protezione che devono intervenire istantaneamente per guasti che si verificano all'interno della rispettiva zona e devono rimanere stabili per guasti esterni (guasti passanti);
- 2 protezioni di ricalzo: sono le funzioni di protezione che devono intervenire per guasti che si verificano a valle del loro punto di inserzione. Queste funzioni di protezione devono avere un ritardo intenzionale per consentire un intervento selettivo onde operare solo nella zona guasta;
- 3 protezioni per il funzionamento e condizioni di lavoro anormali: sono le funzioni di protezione che devono intervenire o predisporre un allarme per ogni condizione anormale che possa verificarsi durante la marcia. Le anomalie sono rilevate con la misura di appropriati parametri elettrici.

La posizione dei TA che alimentano le varie funzioni di protezione di un generatore non è causale: i TA che alimentano le varie funzioni di protezione devono essere previsti lato centro stella e non lato linea.

A seconda della potenza nominale della macchina e del tipo di applicazione, tutte o in parte le seguenti funzioni di protezione possono essere adottate per la protezione del generatore:

- | | | |
|---|---------|---|
| a | relè 87 | protezione differenziale generatore (a volte denominata anche 87G); |
| b | relè 49 | protezione termica per sovraccarico statore; |
| c | relè 51 | protezione di massima corrente; |
| d | relè 40 | protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo); |
| e | relè 32 | protezione di potenza inversa (ritorno d'energia); |
| f | relè 46 | protezione di massima corrente di sequenza inversa; |

10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

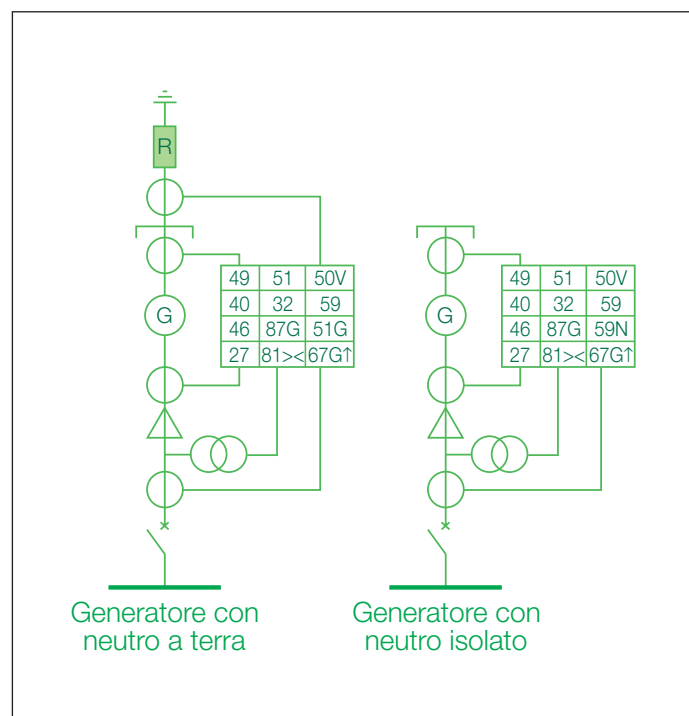
g	relè 21	protezione di minima impedenza (in alternativa alla protezione di massima corrente omopolare a controllo di tensione quando esiste trasformatore di unità);
h	relè 50V	protezione di massima corrente a controllo di tensione (in alternativa alla protezione di minima impedenza quando non esiste trasformatore di unità);
i	relè 27	protezione di minima tensione;
j	relè 59	protezione di massima tensione;
k	relè 81	protezione di massima e minima frequenza;
l	relè 24	protezione di massimo flusso;
m	relè 64R	protezione di terra rotore;
n	relè 64S	protezione di terra statore (funzione del tipo di stato del neutro).

Esistono altre funzioni di protezione che si usano per la protezione degli alternatori, quali ad esempio:

- 5 energizzazione accidentale;
- 37 relè di minima potenza;
- 49R (51R) sovraccarico rotore;
- 60 relè a bilancia di tensione;
- 78 perdita di passo;

ma vengono utilizzati in generale applicate per macchine di grossa potenza.

Nel seguito vengono descritte brevemente le tipiche funzioni di protezione per alternatore e si forniscono i criteri di base per l'applicazione.



10.1.1 '87G' protezione differenziale

La protezione principale dell'avvolgimento di statore viene affidata ad un relè differenziale a ritenuta. Questo relè confronta i valori di corrente ai terminali di ciascuna fase dell'avvolgimento e interviene quando la corrente differenziale supera il valore di taratura del relè; con ciò assicura anche una protezione contro i guasti fasi-fase all'interno dell'avvolgimento di statore.

Al fine di ottenere una migliore stabilità per guasti esterni, il relè è normalmente di tipo compensato per incrementare il valore di intervento in caso di guasto passante.

L'utilizzo della protezione differenziale può consentire di individuare anche i guasti a terra all'interno della zona protetta, ma la sua sensibilità è limitata dal valore della corrente di guasto a terra.

10.1.2 '49' protezione termica per sovraccarico statore

Tutti i sovraccarichi causano condizioni di riscaldamento anormali dell'avvolgimento di statore che devono essere eliminati prima che la temperatura raggiunga valori pericolosi per la macchina. Le protezioni tengono conto anche della condizione termica della macchina prima del verificarsi del sovraccarico.

10.1.3 '51' protezione di massima corrente

Questa funzione di protezione non è strettamente necessaria per gli alternatori in quanto il funzionamento in sovraccarico richiede che anche la turbina sia in grado di erogare più potenza o che il sistema di eccitazione sia in grado di aumentare il campo nella macchina oltre il valore nominale. Queste condizioni sono assai difficili da realizzare e conseguentemente questa protezione opera in generale per guasti esterni e per questo motivo deve essere ritardata per evitare interventi intempestivi. Si segnala che anche la Norma CEI 11-32 per grosse macchine non ne prevede l'utilizzo.

10.1.4 '40' protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo)

La protezione per mancanza di eccitazione è affidata al relè 40 che controlla la condizione di eccitazione ai terminali dello statore. In pratica questo relè misura la corrente che cambia da 'capacitiva' a 'induttiva' come conseguenza di una mancanza di eccitazione.

In condizioni di funzionamento normale, il generatore fornisce

potenza reattiva capacitiva e la sua impedenza è di conseguenza di tipo capacitivo (sovraeccitazione della curva di capacità).

Quando viene a mancare l'eccitazione, il generatore si comporta come un generatore asincrono che assorbe potenza reattiva dalla rete e la sua impedenza è conseguentemente di tipo induttivo (sottoeccitazione della curva di capacità). La regolazione della protezione deve essere calcolata per non provocare interventi intempestivi in condizioni transitorie quali ad esempio la messa in parallelo della macchina con altre sorgenti.

È evidente che la protezione opera solo quando il generatore funziona in parallelo con altre sorgenti (o banchi di rifasamento).

10.1.5 '32' protezione di potenza inversa (ritorno d'energia)

Quando viene a mancare la sorgente di potenza che trascina la turbina, il generatore (con la turbina sempre collegata all'asse) funziona come motore e la potenza attiva necessaria per mantenere in rotazione la macchina viene prelevata dalla rete. La minima potenza di trascinamento richiesta alla rete da un generatore accoppiato è funzione del tipo di turbina e può variare da meno dell'1% (turbine a vapore) fino a valori molto importanti per generatori accoppiati a motori diesel.

La funzione di protezione codice 32 individua una inversione di potenza, ovvero il flusso di potenza attiva che va dalla rete verso il generatore. La regolazione della protezione deve essere calcolata per non provocare interventi intempestivi in condizioni transitorie quali ad esempio la messa in parallelo. Come per la protezione di mancanza campo, è evidente che la protezione opera solo quando il generatore funziona in parallelo con altre sorgenti.

10.1.6 '46' protezione di massima corrente di sequenza inversa

I carichi trifasi equilibrati producono una reazione di campo nello statore che ruota in sincronismo con il rotore. In presenza di carichi squilibrati la componente di sequenza inversa nella corrente di statore induce una corrente nel rotore con frequenza doppia della nominale. Questa corrente che percorre l'avvolgimento di rotore causa gravi riscaldamento nel rotore. Condizioni di carichi squilibrati possono essere imposte dalla rete esterna al generatore ad esempio da:

- carichi monofase;
- impedenze diverse tra le fasi (es.: differente serraggio morsetti di fase);
- circuito aperto su di una linea di trasmissione;
- mancata trasposizione tra le fasi;
- guasti tra le spire;

- guasto ad un polo di un interruttore in chiusura;
- intervento solo di una fase di un banco fusibili;
- prolungato funzionamento squilibrato, ad esempio guasto fase-fase o guasto fase-terra;
- armoniche di sequenza inversa.

Per le ragioni indicate l'intervento in condizioni di carico squilibrato deve essere ritardato per consentire alle altre protezioni di impianto, o all'operatore, di eliminare selettivamente il guasto. Le regolazioni della protezione devono essere calcolate affinché la caratteristica tempo-corrente di intervento sia il più vicino possibile alla curva di sopportabilità termica del generatore ed al limite di sopportabilità permanente per carico squilibrato.

10.1.7 '21' protezione di minima impedenza

Questa protezione è necessaria per identificare i guasti esterni alla macchina e togliere dal servizio il generatore nel caso in cui gli stessi non siano eliminati da protezioni proprie. Questa protezione si trova generalmente applicata ai generatori con trasformatore di unità. Le regolazioni sono calcolate per individuare con una prima soglia (in tempi brevi) guasti all'interno del trasformatore e con una seconda soglia (tempi lunghi) guasti nella rete a monte del trasformatore di unità.

La protezione misura l'impedenza (rapporto V/I) ed interviene quando la stessa è inferiore ai valori di regolazione. Per la protezione degli alternatori si utilizza in generale un relè a caratteristica circolare con centro nell'origine del piano R-X.

10.1.8 '50V' protezione di massima corrente a controllo di tensione

Questa protezione è simile alla protezione di minima impedenza (in alcuni modelli misura proprio il rapporto V/I) e serve per individuare guasti esterni al generatore. La soglia di massima corrente varia in funzione del valore della tensione (di ritenuta). Più si abbassa la tensione in rete e più bassa è la soglia di intervento di corrente. Questa caratteristica previene il rischio di mancato funzionamento per un rapido decremento della corrente di guasto legato ad un rapido decremento della tensione e aggiunge il vantaggio di rendere il relè sensibile alle condizioni di sovraccarico normali quando la tensione si mantiene al valore nominale. Generalmente la caratteristica a ritenuta di tensione consiglia l'utilizzo di questo relè per individuare guasti quando, per qualunque ragione, il generatore opera senza il regolatore automatico di tensione. Essendo una protezione di rincalzo, deve essere coordinata con le restanti protezioni della rete per garantire un intervento selettivo.

10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

10.1.9 '27' protezione di minima tensione

Questa funzione protegge il generatore e gli utilizzatori per eccessivi abbassamenti di tensione che si possono verificare quando si avviano grossi utilizzatori, quando il regolatore di tensione non funziona correttamente oppure quando si ha un abbassamento di tensione a causa di un guasto non identificato da altre protezioni.

Questo relè deve essere regolato al valore minimo consentito per il funzionamento della rete e con un tempo di ritardo che consenta il ripristino dei valori transitori di tensione originati da detti fenomeni. Il tempo di ritardo deve considerare i tempi di risposta del regolatore di tensione e del circuito di eccitazione.

10.1.10 '59' protezione di massima tensione

Questa funzione protegge i generatori e gli utilizzatori per sovratensioni che possono verificarsi a causa di un brusco distacco dei carichi o per un malfunzionamento del regolatore di tensione. Generalmente la protezione è prevista con due soglie di intervento in quanto deve essere estremamente rapida per importanti sovratensioni che possono provocare guasti all'isolamento, mentre deve avere tempi lunghi per piccole sovratensioni che possono essere risolte dal regolatore di tensione.

10.1.11 '81' protezione di massima e minima frequenza

Il relè di massima e minima frequenza è utilizzato per individuare variazioni di frequenza generate da fluttuazioni di carico o cattivo funzionamento del regolatore di velocità del motore primo. La soglia di regolazione del relè deve essere calcolata per consentire il superamento di situazioni transitorie e prevenire danni al gruppo turbina-generatore. La regolazione della soglia deve essere calcolata ad un livello di frequenza corrispondente alla massima/minima velocità tollerabile dalla turbina e dal generatore con continuità o per brevi periodi (regolazione possibile utilizzando più soglie di frequenza).

10.1.12 '24' protezione di massimo flusso

Questa funzione di protezione misura il rapporto tensione/frequenza (V/f) e consente di monitorare che il circuito magnetico non vada in saturazione. La risultante di una condizione di massimo flusso è un riscaldamento del macchinario con conseguente riduzione di vita, pertanto la caratteristica normalmente utilizzata è di tipo termico (a tempo dipendente). Attenzione va prestata nella regolazione in quanto a frequenza nominale, questa protezione opera esattamente come protezione di massima tensione con cui va quindi coordinata.



10.1.13 '64R' protezione di guasto a terra rotore

Il circuito di campo di un alternatore è generalmente isolato da terra. Pertanto in presenza di un primo guasto a terra non è necessario fermare il generatore ed è possibile solo un allarme. Per poter monitorare il circuito di campo deve essere possibile sovrapporre al circuito in corrente continua un segnale a bassa frequenza (tipicamente circa 20 Hz) che opportunamente monitorato consente di evidenziare il livello di isolamento della macchina. La protezione è quindi associata ad un generatore a bassa frequenza a formare un unico sistema di misura.

10.1.14 '64S' protezione guasto a terra statore

L'individuazione dei guasti a terra in un generatore è funzione del modo con cui viene esercito il neutro. Nei generatori di media tensione esistono praticamente solo due tipologie:

- neutro isolato;
- neutro a terra tramite resistenza ed il valore della corrente di guasto è generalmente di pochi Ampere (tipicamente 5-10 A).

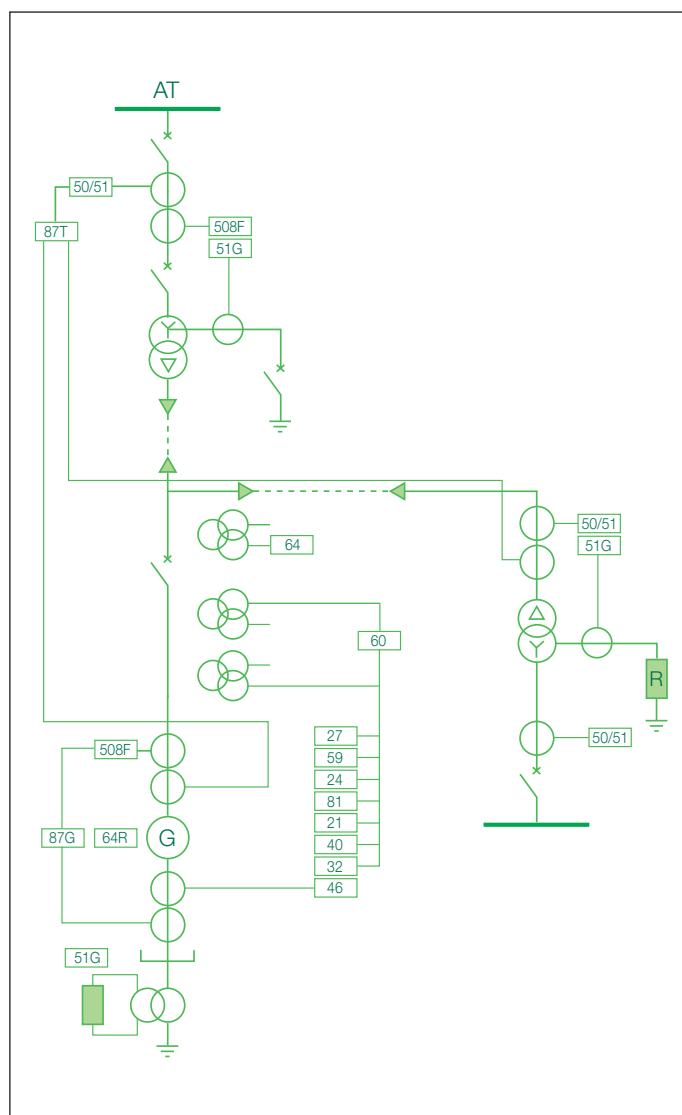
Per reti a neutro isolato deve essere prevista una protezione di massima tensione omopolare che è l'unica che assicura una certa individuazione del guasto. Associata a questa protezione (se vi è un minimo di corrente capacitiva nella rete) si installano protezioni direzionali di massima corrente omopolare che operano solo ed esclusivamente per guasto interno alla macchina consentendo una selettività di individuazione del guasto.

Per reti con neutro a terra tramite resistenza (tipicamente sul centro stella dell'alternatore) è necessario prevedere una protezione sulla messa a terra (di tensione o corrente indifferente) ed inoltre nel caso in cui vi siano più punti di messa a terra nella rete allo stesso livello di tensione (reti metallicamente interconnesse) è necessario prevedere una protezione direzionale di massima corrente di terra anche lato linea (cella MT) con direzione di intervento dalla rete verso il generatore. La protezione di massima corrente direzionale (67G) individua guasti a terra solo nel generatore e quindi è primo gradino nella selettività potendo risultare anche molto rapida. La protezione sulla messa a terra (centro stella) (51G) individua viceversa guasti in qualunque punto della rete e quindi rappresenta l'ultimo gradino della selettività e deve essere ritardata.

10.1.15 Matrice di scatto protezioni

Non è sufficiente prevedere protezioni per garantire sicurezza ed elevata continuità di servizio nell'impianto, occorre anche assicurarsi che le protezioni operino e vadano ad agire sugli organi di manovra più appropriati.

Lo schema unifilare e la tabella sono l'esempio di un montante generatore ove sono dettagliate le funzioni di protezione previste ed è riportata l'esempio di una possibile matrice di scatto (intervento) con le indicazioni in merito alle possibili azioni che le varie funzioni di protezione devono realizzare.



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

Cod. relè	Descrizione relè	Grad	86 GE	86 GI	52	41	152	Stop turbina	Allarme	52-BT
87G	Differenziale di fase generatore			X	X	X		X		
46-1	Correnti squilibrate	1							X	
46-2		2		X						
40	Mancanza campo			X						
21-1	Minima impedenza	1	X							
21-2		2	X							
32	Ritorno di energia			X						
64S	Terra statore			X						
27	Minima tensione						X			
59-1	Massima tensione	1		X						
59-2		2		X						
24	Massimo flusso	1							X	
		2		X						
81<-1	Minima frequenza	1					X			
81<-2		2		X						
81>	Massima frequenza			X						
64R-1	Terra rotore	1							X	
64R-2		2		X						
51	Massima corrente trasformatore unità	1	X							X
50		2	X							X
51G	Massima corrente terra trasformatore unità		X							X
64Uo	Massima tensione omopolare						X			X
50BF	Fallimento interruttore				X		X			X
86GI	Relè blocco guasti interni				X	X		X	X	
86GE	Relè blocco guasti esterni				X	X	X	X	X	
	Guasto alimentazione ausiliaria								X	

Relè 60 (guasto TV) inibisce funzionamento relè: 27 – minima tensione;
40 – mancanza campo;
21 – minima impedenza.

Legenda: 86GE relè di blocco per guasti esterni;
86GI relè di blocco per guasti interni;
152 interruttore lato AT (Alta Tensione);
52 interruttore di macchina (generatore);
41 interruttore di campo del generatore;
STOP TURB fermata turbina.

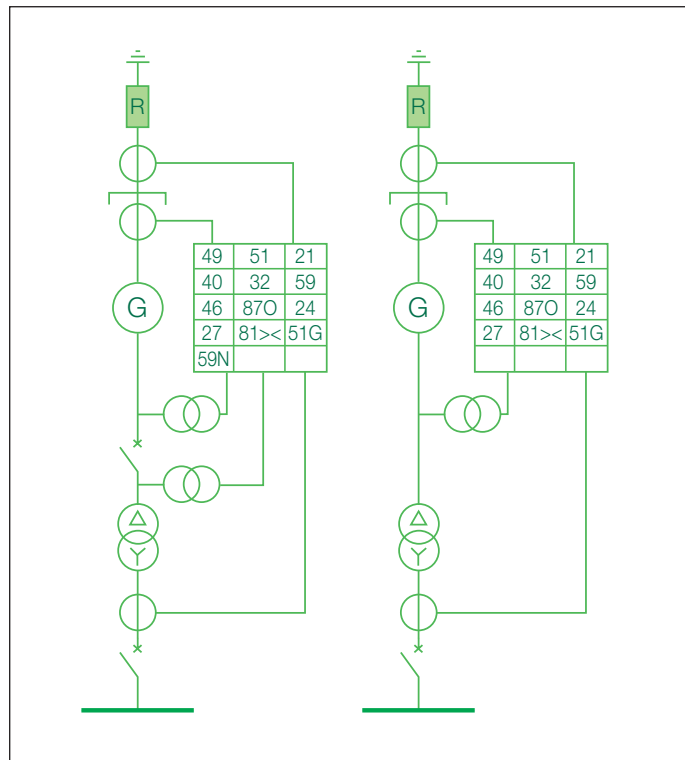
Relè consigliato:
– REG 630



10.2 Protezioni per gruppi generatore trasformatore

Quando un generatore è collegato direttamente alla rete tramite un trasformatore senza operare una distribuzione ai suoi morsetti, la protezione differenziale dell'alternatore può essere sostituita con una unica protezione differenziale di montante (generatore + trasformatore 87O overall) collegata tra i TA di centro stella dell'alternatore ed i TA sul quadro di arrivo al primario del trasformatore. In questo caso deve essere utilizzata una protezione differenziale di trasformatore e non di generatore in quanto è necessario correggere errori d'angolo e di rapporto.

La protezione principale per il gruppo generatore-trasformatore, diventa pertanto un relè differenziale compensato che deve disporre di filtri per evitare interventi intempestivi dovuti alla presenza della componente di seconda armonica originata dalla corrente di magnetizzazione all'inserzione del trasformatore. Di estrema importanza per il corretto funzionamento della protezione sono le caratteristiche dei trasformatori di corrente che devono avere tensione di ginocchio adeguata e mantenere la precisione anche per guasti esterni.



Relè consigliati:

- REG 630
- RET 615
- RET 620
- RET 630



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

10.3 Protezioni per linee

La protezione di una linea è adeguata quando si assicura la protezione dai sovraccarichi e si è in grado di identificare guasti di cortocircuito polifase e monofase a terra. Quindi la protezione è estremamente semplice ed in generale limitata alle seguenti funzioni di protezione:

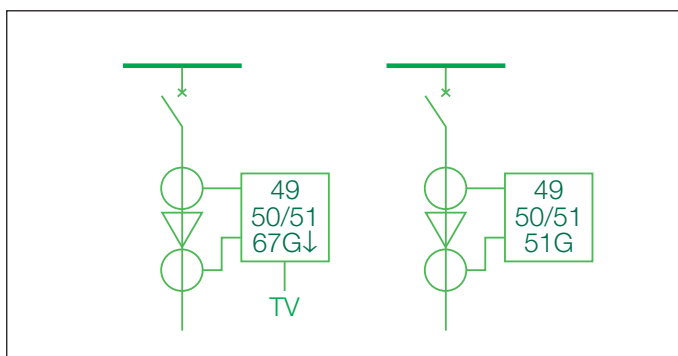
- a relè 49 protezione termica per sovraccarico;
- b relè 51 protezione di massima corrente per guasti ad elevata impedenza;
- c relè 50 protezione di massima corrente per cortocircuito;
- d relè 87L protezione differenziale di linea applicabile quando è richiesta una protezione selettiva in una particolare zona della rete di distribuzione. La protezione 87L è utilizzabile in impianti industriali con reti ad anello, reti magliate con presenza o meno di produzione di energia decentralizzata;
- e relè 50N protezione per guasti a terra.

La protezione termica (49) non veniva mai prevista in passato in quanto richiedeva l'installazione di un relè particolare con costi notevoli. Con l'avvento delle protezioni digitali, questa protezione è prevista generalmente in tutti i relè e quindi consente di ottenere una buona ed adeguata protezione evitando sovratemperature (con conseguente riduzione di vita) delle linee. Spesso viene utilizzata anche solo in allarme per il monitoraggio delle linee.

Le funzioni di protezione 51/50 sono massime correnti non direzionali e nel relè sono presenti più soglie (di cui almeno una a tempo dipendente) queste soglie devono essere regolate per correnti inferiori alla minima corrente di guasto e selettive con le protezioni a valle.

La protezione di terra è in generale di massima corrente alimentata da TA di tipo toroidale per garantire una elevata sensibilità e poter individuare guasti a terra anche di tipo resistivo. Si possono utilizzare due tipologie di protezioni:

- 51G: massima corrente di terra non direzionale: applicabile quando il contributo capacitivo della rete a valle è inferiore alla regolazione che si vuol impostare sulla protezione;
- 67G: massima corrente di terra direzionale: applicabile a qualunque rete ma con l'accortezza che deve essere presente sul quadro una terna di TV con collegamento a stella per poter disporre della tensione omopolare che consente di stabilire un riferimento per la direzione della corrente di guasto.



Relè consigliati:

- REF 601
- REF 611
- REF 615
- REF 620
- REF 630
- RED 615



10.4 Protezioni per trasformatori

Il trasformatore è una macchina di tipo bidirezionale, ovvero il flusso di energia può essere indifferentemente nei due sensi. Questa precisazione è molto importante in quanto negli impianti ove si può avere potenza che fluisce indifferentemente dal primario al secondario o viceversa è necessario predisporre protezioni su entrambi i lati, se invece il trasformatore viene utilizzato solo con flusso di potenza in una direzione, il sistema di protezione per guasti di fase può essere previsto solo lato alimentazione. Quanto affermato vale solo per le protezioni per i guasti di fase e non vale per le protezioni di terra in quanto i due circuiti omopolari sono generalmente indipendenti e necessitano ognuno di protezione dedicata per guasti a terra.

I guasti o le condizioni anomale di funzionamento nei trasformatori possono essere ricondotti a (e conseguentemente la protezione deve riconoscere):

- Sovraccarico;
- Cortocircuito;
- Guasto a terra lato primario;
- Guasto a terra lato secondario.

A loro volta queste condizioni anomale di funzionamento possono essere individuate con diverse funzioni di protezioni che possono essere anche una di riserva all'altra, ad esempio il cortocircuito può essere identificato utilizzando protezioni di massima corrente e/o protezioni differenziali.

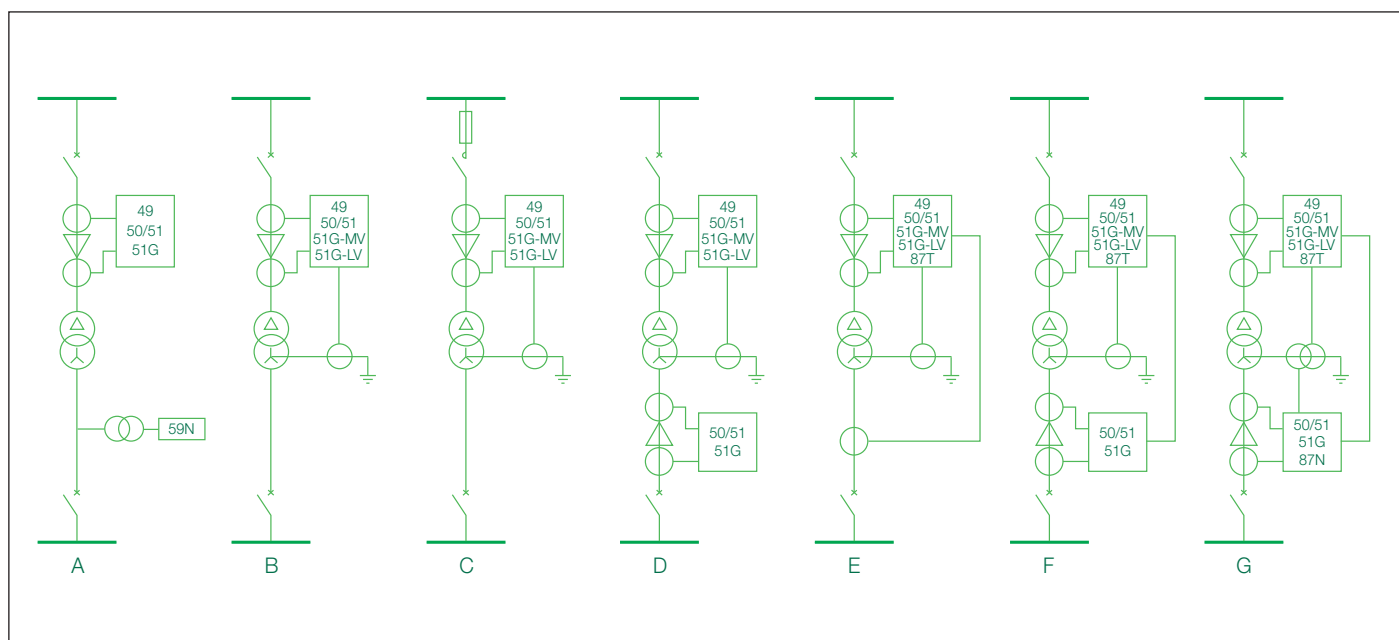
Le funzioni di protezioni da prevedere per un trasformatore sono:

a	relè 49	protezione termica per sovraccarico;
b	relè 51	protezione di massima corrente a tempo inverso;
c	relè 51 o 50t	protezione di massima corrente per cortocircuito lato secondario;
d	relè 50	protezione di massima corrente di cortocircuito lato primario;
e	relè 87T	protezione differenziale trasformatore;
f	relè 51G	protezione di massima corrente guasto a terra lato primario;
g	relè 51G	protezione di massima corrente guasto a terra lato secondario;
h	relè 26	protezione di sovratemperatura;
i	relè 63	protezione di sovrappressione (solo per trasformatori isolati/raffreddati in olio).

Altre protezioni possono essere previste per particolari applicazioni o per macchine di grossa potenza. Queste funzioni di protezione sono:

j	relè 24	protezione di massimo flusso;
k	relè 46	protezione di massima corrente di sequenza inversa;
l	relè 87N	protezione di differenziale di terra ristretta (per uno o entrambi gli avvolgimenti);
m	relè 51G	protezione di cassa.

Nella scelta del sistema di protezione si è indicata come protezione termica sia la funzione 49 ottenuta tramite misura delle corrente assorbita dal trasformatore sia la funzione 26 ottenuta da misure di temperatura rilevate direttamente internamente alla macchina. Ove sono installate, le sonde di temperatura (codice 26), queste consentono una più efficace e sicura



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

protezione termica e sono preferibili rispetto alla protezione termica ottenuta tramite misure di corrente (codice 49).

Come evidenziato nell'elenco, più soglie di protezione di massima corrente vengono normalmente previste al fine di poter scegliere regolazioni che sfruttino sia la selettività di tipo cronometrico (funzioni 51 o 50t) sia la selettività di tipo amperometrico (50) e consentano nel contempo un adeguato sovraccarico alla macchina e la possibilità di ottenere buona selettività con le protezioni a valle.

La protezione differenziale si installava in passato normalmente su macchine di potenza significativa (maggiore di 5 MVA). Alcuni tipi di relè di protezione (ad esempio REF 54x) consentono di attivare la protezione differenziale già di base e conseguentemente può essere attivata senza extracosti anche con macchine di piccola taglia.

La figura seguente mostra alcune configurazioni del sistema di protezione che possono essere scelte in funzione della potenza della macchina, del gruppo di collegamento, dello stato del neutro.

Di seguito vengono descritte brevemente le tipiche funzioni di protezione per trasformatore e si riportano figure che presentano soluzioni tipiche in funzione delle caratteristiche delle macchine.

10.4.1 '49' protezione termica per sovraccarico

Il sovraccarico di un trasformatore (ed in generale di tutte le macchine) corrisponde ad un aumento di temperatura interna alla macchina e come conseguenza una riduzione di vita. Le Norme forniscono una indicazione generale sul quanto si riduca la vita dei trasformatori in funzione dell'entità del sovraccarico e si può notare che sovraccarichi anche significativi possono essere sopportati con piccole riduzioni di vita della macchina.

La possibilità di disporre della reale temperatura interna della macchina potrebbero favorire uno sfruttamento migliore della macchina, infatti la temperatura interna del trasformatore è, a pari potenza circolante, profondamente diversa se la temperatura ambiente è di 0° o 40° centigradi.

10.4.2 '51/50' protezione di massima corrente

Diverse soglie di massima corrente sono utilizzate per garantire una buona protezione della macchina. In generale la prima soglia ha una caratteristica a tempo dipendente ed il tipo di caratteristica è scelto in base a criteri di selettività. Ad esempio quando occorre coordinare la protezione con sganciatori di bassa tensione, si utilizza normalmente la caratteristica a tempo estremamente inverso, mentre nelle reti di media tensione, se non vi sono motori con avviamento molto lungo, si sceglie una caratteristica generalmente a tempo molto inverso, ecc.

Sono in generale utilizzate poi due soglie con caratteristica a tempo indipendente (o tempo definito) per realizzare la protezione da cortocircuito con una soglia ritardata (selettiva) per i guasti lato secondario ed una soglia con intervento istantaneo (tempo base) per guasti lato primario.

10.4.3 '87T' protezione differenziale

La protezione differenziale del trasformatore è di tipo compensato, ovvero incrementa la soglia di intervento in funzione della corrente di linea. In pratica maggiore è la corrente sulla linea, maggiore è la corrente differenziale che serve a far intervenire la protezione. Questa soluzione consente elevata stabilità in caso di guasto passante anche in presenza di errori significativi nei trasformatori di corrente.

Tre sono le peculiarità di una protezione differenziale per trasformatore:

- operare una correzione di rapporto (le correnti che provengono dalle due terne di TA sono generalmente differenti);

- operare una correzione d'angolo per correggere il gruppo angolare del trasformatore;
- bloccare la sequenza zero che circola negli avvolgimenti a stella (senza questa precauzione si potrebbero avere interventi intempestivi per guasti esterni).

All'atto dell'inserzione in rete di un trasformatore le correnti che alimentano il trasformatore a vuoto salgono inizialmente a valori di picco paragonabili a quelli di un cortocircuito tra le fasi ai morsetti secondari per poi decrescere gradualmente, riducendosi ai valori nominali della corrente a vuoto. Queste correnti sarebbero rilevate da una normale protezione differenziale come correnti per guasto interno del trasformatore provocandone l'intervento intempestivo. La corrente di magnetizzazione è caratterizzata da una elevata componente di seconda armonica e le protezioni differenziali sono dotate di filtro che riconoscendo la presenza di seconda armonica consentono di evitare interventi intempestivi.

Sia la protezione differenziale che la protezione di massima corrente per cortocircuito operano normalmente in tempo base (la differenza in millisecondi è trascurabile se comparata con il tempo che impiega l'interruttore ad aprire). La differenza fondamentale consiste nella soglia di corrente di intervento che per la protezione differenziale è una percentuale della corrente nominale (indicativamente 30%) mentre per la protezione di massima corrente è un multiplo (da 10 a 20 volte) della corrente nominale. Quindi se risulta possibile è sempre utile attivare la protezione differenziale che è molto più sensibile e consente di rilevare guasti anche ad alta resistenza.

10.4.4 '51G' protezione di massima corrente per guasto a terra

Come già evidenziato, la protezione di terra deve essere prevista per entrambi i secondari del trasformatore. I trasformatori presentano in generale un circuito aperto (se è presente un secondario collegato a triangolo) per il passaggio da valle a monte (e viceversa) delle correnti di sequenza zero. I due avvolgimenti devono essere pertanto protetti indipendentemente contro i guasti verso terra e le relative protezioni fanno parte del sistema selettivo di protezione della rete.

Il criterio di protezione per guasti a terra è funzione del tipo di collegamento dell'avvolgimento:

- con avvolgimenti a triangolo e rete con neutro a terra, la macchina è un utente dal punto di vista dei guasti a terra (anche se l'arrivo è dalla sorgente di energia). La protezione di terra è in questo caso molto semplice e può essere affidata ad una protezione di massima corrente omopolare con regolazione ad alta sensibilità e tempo estremamente breve;
- con avvolgimenti a triangolo e rete con neutro isolato, l'unica protezione in grado di individuare guasti a terra è la

protezione di massima tensione omopolare che però non è di tipo selettivo;

- con avvolgimenti a stella vi sono due possibilità:
 - la stella è isolata da terra: la situazione è simile agli avvolgimenti a triangolo;
 - la stella è collegata a terra (franco a terra oppure tramite impedenza): qualunque guasto a terra nella rete metallicamente interconnessa (alla stessa tensione), si richiude sul centro stella e la corrente omopolare circola nella fase guasta del trasformatore. Una protezione sul centro stella consente di identificare la corrente di guasto, ma la regolazione deve risultare selettiva con quella delle altre protezioni per guasto a terra previste nella rete. A completamento va segnalato che in assenza di guasto, sui centri stella collegati a terra si richiudono le correnti di terza armonica e conseguentemente al fine di evitare interventi intempestivi è necessario che la protezione sia dotata di filtri adeguati.

Sovente sui trasformatori MT/BT non si prevede la protezione per guasti a terra sui centri stella a terra di bassa tensione.

In questo caso, per guasto nel secondario del trasformatore, l'eventuale protezione prevista sull'interruttore generale di arrivo di bassa tensione non rileva alcun guasto (la corrente circola tra il punto di guasto nel trasformatore ed il centro stella del trasformatore) e l'unica protezione che può identificare il guasto è la protezione di massima corrente di fase (per sovraccarichi) posta al primario, ma va fatta attenzione che per trasformatori triangolo-stella quali sono tipicamente i trasformatori MT/BT, la corrente che circola in due fasi al primario (corrispondenti ai terminali della bobina ove circola la corrente di guasto al secondario) si riduce di radice di tre e quindi la sua identificazione potrebbe essere ottenuta con tempi lunghi non compatibili con la sopportabilità del trasformatore.

10.4.5 '87N' protezione differenziale di terra per un avvolgimento del trasformatore

Questa protezione viene impiegata per i trasformatori con neutro franco a terra e quindi risulta necessario eliminare i guasti che sono di notevole entità senza attendere il tempo necessario a realizzare la selettività.

La protezione differenziale di terra ristretta può essere realizzata in due modi:

- ponendo in parallelo al relè i quattro TA (tre di linea e uno sul centro stella); il relè interviene quando la somma vettoriale delle tre correnti di linea più la corrente di neutro è diversa da zero. Questo sistema viene impiegato quando il relè è ad alto consumo o quando non sia possibile utilizzare trasformatori toroidali;

10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

- utilizzando trasformatori di corrente di tipo toroidale. Si collegano in parallelo due TA (uno che abbraccia i tre conduttori di linea e uno sul centro stella) ed il segnale risultante viene inviato al relè. I TA toroidali possono avere rapporto di trasformazione diverso da quello dei TA di linea e consentire conseguentemente una maggiore sensibilità.

10.4.6 '63' protezione contro anomalie interne per trasformatori in olio (relè Bucholz)

Il relè Bucholz è una protezione generalmente impiegata per i trasformatori in olio con cassa fornita di conservatore. È un dispositivo di tipo meccanico, il cui funzionamento è basato sul fatto che un arco elettrico nell'olio provoca un riscaldamento localizzato con formazione di bolle di gas a causa della scissione delle molecole degli idrocarburi che lo compongono. È questa una protezione per i soli guasti interni alla cassa, semplice, economica, ad intervento istantaneo (per i guasti importanti), molto efficace ed estremamente affidabile.

10.4.7 '26' protezione di sovratemperatura

Questa protezione ha lo scopo di prevenire il danneggiamento dell'isolamento degli avvolgimenti causato dall'eccessivo riscaldamento per correnti di sovraccarico che non raggiungano la soglia di intervento della protezione di massima corrente di fase, oppure causato da anomalie dell'impianto di raffreddamento.

La protezione si ottiene tramite centralini termometrici che rilevano la temperatura di più termosonde, collocate in par-

ticolari punti del nucleo magnetico e della cassa. È sempre opportuno prevedere soglie di allarme regolate con ragionevoli margini di anticipo sui valori di intervento.

10.4.8 '51G' protezione di cassa

La protezione di cassa è costituita da un relè di massima corrente collegato ad un riduttore di corrente inserito sul conduttore che collega la cassa del trasformatore a terra. Per guasto tra fase e terra la corrente tra i conduttori attivi e la terra percorre il conduttore suddetto e provoca l'intervento della protezione. Per il buon funzionamento della protezione di cassa bisogna evitare che la corrente di guasto verso terra passi attraverso altri percorsi, diversi da quello su cui è inserita la protezione, quindi è necessario adottare tutti gli accorgimenti intesi ad isolare il trasformatore da terra.

10.5 Protezioni per motori

Quando si analizza la protezione di un motore occorre ricordare che in fase di avviamento la macchina assorbe una corrente pari a circa 6 volte la nominale per un tempo variabile in funzione delle caratteristiche della macchina trascinata (da frazioni di secondo per piccole pompe fino a decine di secondi per i grossi ventilatori).

In presenza di cortocircuito in rete il motore si comporta nei primi istanti come generatore ed alimenta il guasto con una corrente teoricamente uguale alla corrente di avviamento. Sia la condizione di avviamento come pure il contributo al cortocircuito sono condizioni di esercizio della macchina e le protezioni vanno calcolate per evitare interventi intempestivi in

Relè consigliati:

- REF 601
- REF 615
- RET 615
- RET 620
- RET 630



queste condizioni di funzionamento.

I guasti o le condizioni anomale di funzionamento dei motori possono essere ricondotti a (e conseguentemente la protezione deve riconoscere):

- Sovraccarico;
- Cortocircuito;
- Guasto a terra;
- Avviamento prolungato;
- Blocco rotore in marcia;
- Carico squilibrato;
- Eccessivo numero di avviamenti.

Le condizioni anomale di funzionamento possono essere individuate con diverse funzioni di protezione che possono essere anche una di riserva all'altra, ad esempio il cortocircuito può essere identificato utilizzando protezioni di massima corrente e/o protezioni differenziali.

Le funzioni di protezioni da prevedere per un motore sono:

- | | | |
|---|-----------|---|
| a | relè 49 | protezione immagine termica per sovraccarico; |
| b | relè 50 | protezione di massima corrente di cortocircuito (che può essere in associazione ai fusibili); |
| c | relè 87M | protezione differenziale; |
| d | relè 51G | protezione di massima corrente guasto a terra; |
| e | relè 48 | protezione di massima corrente per avviamento prolungato; |
| f | relè 51LR | protezione di massima corrente per blocco rotore in marcia; |
| g | relè 46 | protezione di massima corrente di sequenza inversa; |
| h | relè 66 | protezione controllo numero di avviamenti. |

Altre funzioni di protezione possono essere previste per particolari applicazioni e sono:

- | | | |
|---|---------|--|
| i | relè 27 | protezione di minima tensione per distacco motore; |
| j | relè 37 | protezione di minima corrente (tipica per pompe sommerse); |
| k | relè 78 | protezione di perdita di passo per motori sincroni. |

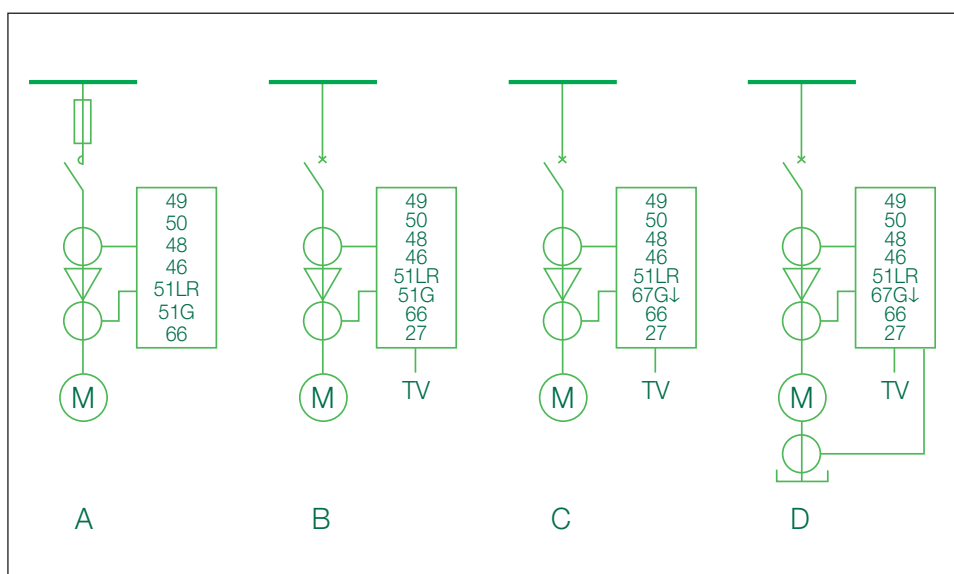
Il motore rappresenta una utenza 'terminale' del sistema elettrico e di conseguenza la regolazione del sistema di protezione non è condizionata da altre protezioni di rete.

Per quanto concerne la protezione differenziale, il suo utilizzo può risultare molto importante per i motori, a differenza delle altre macchine elettriche, quando le correnti di cortocircuito sono basse e perché il tempo di intervento rispetto ad una normale protezione di massima corrente può essere anche di molto ridotto (20 ms anziché 70-80 ms). La protezione di cortocircuito del tipo a massima corrente deve essere ritardata per evitare interventi intempestivi ai primi istanti in fase di avviamento del motore (corrente di inserzione o inrush), quindi per motori di potenza maggiore o uguale a 1500 kW viene normalmente prevista.

Le difficoltà principale nell'applicazione della protezione differenziale per i motori consiste nel dover prevedere TA lato centro stella e quindi prevedere esecuzioni a volte speciali per la scatola morsettiere del motore o addirittura armadi esterni per l'installazione dei TA e la formazione del centro stella.

La figura mostra alcune configurazioni del sistema di protezione che possono essere scelte in funzione della potenza della macchina, del gruppo di collegamento, dello stato del neutro.

Nel seguito vengono descritte brevemente le tipiche funzioni di protezione per motore.



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

10.5.1 '49' protezione immagine termica per sovraccarico

La protezione di immagine termica simulando la costante di tempo del motore consente di ottenere una buona ed efficace protezione del motore in caso di sovraccarico.

La curva caratteristica di intervento della protezione è di tipo esponenziale in accordo alla Norma dei relè termici.

Nella regolazione della protezione occorre verificare, se il motore è previsto per riavviamento 'a caldo', che la curva termica corrispondente sia tale da consentire il passaggio della corrente di avviamento per il tempo corrispondente.

Normalmente per la protezione termica è possibile impostare sia la costante di tempo di riscaldamento come pure la costante di tempo di raffreddamento.

10.5.2 '46' protezione di massima corrente di sequenza inversa (carichi squilibrati)

I carichi trifasi equilibrati producono una reazione di campo nello statore che ruota in sincronismo con il rotore. In presenza di carichi squilibrati la componente di sequenza inversa nella corrente di statore induce una corrente nel rotore con frequenza doppia della nominale. Questa corrente che percorre l'avvolgimento di rotore causa gravi riscaldamenti nel rotore. Questa funzione provvede alla protezione del motore nel caso di mancanza di una o due fasi dell'alimentazione e per correnti squilibrate di piccola ampiezza. È necessario che questa protezione intervenga in tempi lunghi per piccole correnti che possono essere di tipo transitorio. La protezione deve avere una caratteristica a tempo dipendente trattandosi del riscaldamento del circuito di rotore.

10.5.3 '50' protezione di massima corrente di cortocircuito

Questa funzione protegge il motore con relativo cavo di collegamento contro gravi guasti fase-fase o trifase. Per partenze equipaggiate con contattore e fusibile, la protezione di cortocircuito viene affidata anche al fusibile, ma la protezione di massima corrente di cortocircuito è comunque necessaria per identificare i guasti di piccola entità che possono essere risolti tramite l'apertura del contattore. In quest'ultimo caso la protezione deve avere un ritardo tale da poter essere coordinata con il potere di apertura del contattore e la curva di intervento del fusibile.

Quando la partenza è equipaggiata con interruttore, un ritardo sul tempo di intervento viene comunque previsto per lasciar transitare le correnti di picco all'avviamento.

10.5.4 '51G - 67G' protezione di massima corrente per guasto a terra

È una protezione di massima corrente omopolare per guasto a terra e la sola attenzione particolare consiste nel verificare la necessità o meno di prevedere la direzionalità. In particolare la protezione deve essere del tipo direzionale qualora il contributo capacitivo del motore e della conduttura associata siano maggiori del valore di soglia che si vuol impostare.

Come già evidenziato, il motore è una utenza terminale della rete elettrica e quindi questa protezione rappresenta il primo gradino della selettività per guasti a terra.

10.5.5 '48' protezione di massima corrente per avviamento prolungato

Questa funzione di protezione viene attivata solo in fase di avviamento (terminato il tempo di avviamento viene posta fuori servizio). Scopo di questa protezione è verificare che il motore si avvii nel tempo previsto. Se il tempo di avviamento eccede il valore calcolato, si verifica un sovrariscaldamento degli avvolgimenti con grave compromissione della durata della macchina.

Dato importante per definire la regolazione di questa protezione è il tempo di avviamento che è funzione anche e soprattutto della macchina operatrice che viene collegata all'asse.

10.5.6 '51LR' protezione di massima corrente per blocco rotore in marcia

Questa funzione di protezione è fuori servizio in fase di avviamento e viene attivata solo ad avviamento concluso.

Questa protezione verifica la condizione anomala di funzionamento della macchina dovuta ad un blocco causato ad esempio dal cedimento dei cuscinetti (oltre il 30% dei guasti nei motori), oppure dalla condizione di stallo.

La protezione presenta quindi un tempo rapido per correnti che possono essere paragonabili alle correnti di avviamento senza attendere la soglia di protezione termica che ha ritardi importanti. In questo modo si riesce ad intervenire in tempi brevi per blocchi di motore che ne comprometterebbero la durata, sovrariscaldando eccessivamente gli avvolgimenti statorici.

10.5.7 '66' protezione contro avviamenti ripetuti

Questa protezione verifica che il numero di avviamenti consecutivi (o entro tempi ristretti) siano compatibili con le caratteristiche del motore. Durante l'avviamento il motore assorbe una corrente multipla

della corrente nominale (5-6 volte) con ventilazione generalmente limitata (elica di ventilazione solidale con il rotore). Pertanto durante l'avviamento si ha un notevole sovrariscaldamento della macchina senza che venga asportato il calore. Se questi avviamenti sono ripetuti in tempi brevi portano ad un innalzamento della temperatura di macchina con conseguente riduzione di vita della stessa.

Questa funzione di protezione deve essere cablata per impedire la chiusura dell'interruttore e non l'apertura come tipicamente per le altre funzioni di protezione.

10.5.8 '27' protezione di minima tensione

Diverse sono le applicazioni di un relè di minima tensione a protezione del motore:

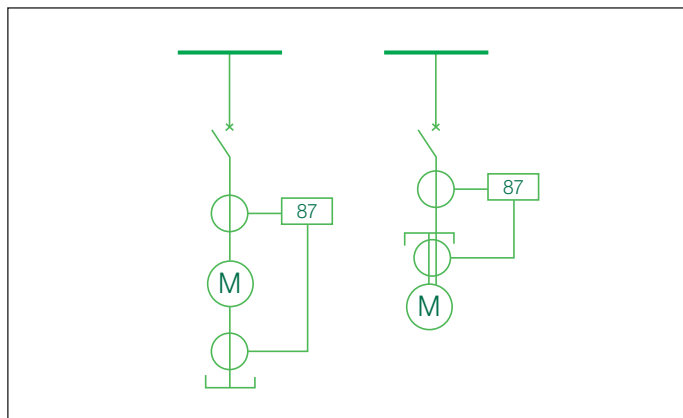
- verificare che abbassamenti di tensione in rete non risultino critici portando i motori in condizione di stallo;
- verificare che la tensione sia sufficientemente elevata alla chiusura dell'interruttore per consentire il corretto avviamento del motore;
- disconnettere il motore per mancanza tensione in rete al fine di evitare un contemporaneo riavviamento con altre macchine e conseguente completo fuori servizio, per collasso, della rete.

A seconda della funzione che si vuol ottenere cambia la regolazione da impostare sulla protezione, come pure il comando che la protezione effettua.

10.5.9 '87M' protezione differenziale

Due diverse tecniche di protezione sono utilizzate per realizzare la protezione differenziale del motore:

- protezione differenziale compensata (come per i generatori) che viene alimentata da terne di TA lato linea e lato centro stella. Questa protezione ha il grave inconveniente che i TA lato centro stella devono essere di prestazione notevole dovendo alimentare il cavo di collegamento tra TA e relè (distanza tra quadro e motore);
- protezione a bilancia (self balancing) che viene alimentata da una sola terna di TA lato centro stella. Il TA di ciascuna fase abbraccia i due terminali di una fase del motore misurando conseguentemente la somma vettoriale della corrente entrante e della corrente uscente. Se questo valore è diverso da zero vi è un guasto all'interno della macchina. Utilizzando questa funzione di protezione (semplice relè di massima corrente ad una soglia istantanea) si ha il vantaggio che i TA per la protezione differenziale possono avere corrente nominale primaria anche di molto inferiore alla corrente nominale del motore consentendo quindi una elevata sensibilità della protezione (addirittura superiore alla protezione differenziale classica).



Relè consigliati:

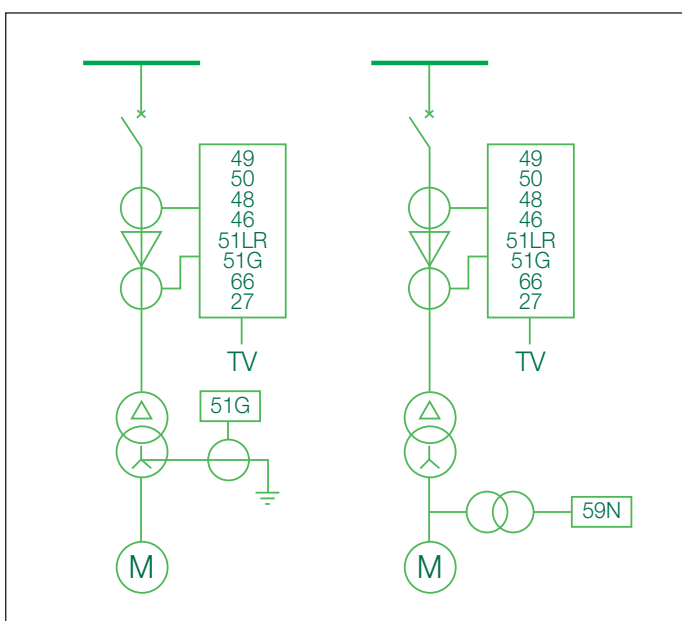
- REM 611
- REM 615
- REM 620
- REM 630



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

10.6 Protezioni monoblocco trasformatore-motore

Motori che sono previsti in collegamento rigido con trasformatore richiedono protezioni equivalenti a quanto descritto in precedenza per i motori alimentati alla tensione di rete. La regolazione delle protezioni deve essere calcolata sulla base delle caratteristiche della macchina con prestazioni inferiori (il motore), in quanto è unica in generale la protezione per le due macchine trasformatore e motore.



L'unica protezione che è necessario aggiungere è la protezione per guasto a terra al secondario del trasformatore (lato motore). Le due reti (al primario ed al secondario del trasformatore) sono indipendenti dal punto di vista dei guasti a terra. La protezione può essere di tipo amperometrico se dal lato motore la rete viene esercita con neutro a terra, viceversa deve essere prevista una protezione di massima tensione omopolare.

10.7 Protezioni per condensatori

I condensatori sono un carico statico ove la corrente assorbita è funzione solo della tensione di rete. I condensatori sono generatori di potenza reattiva capacitiva, hanno quindi l'effetto (oltre che di variare il fattore di potenza della rete) di elevare la tensione nel punto di inserzione. I condensatori rappresentano inoltre un punto critico nelle reti ad elevato contenuto armonico in quanto possono provocare fenomeni di risonanza con conseguenti correnti elevate che possono portare al danneggiamento del condensatore.

All'inserzione, il banco di rifasamento assorbe una corrente transitoria (durata brevissima) che può raggiungere anche 10 volte la corrente nominale.

I guasti o le condizioni anomale di funzionamento dei condensatori possono essere ricondotti a (e conseguentemente la protezione deve riconoscere):

- Correnti superiori alla nominale;
- Cortocircuito;
- Guasto a terra;

Relè consigliati:

- REM 611
- REM 615
- REM 620
- REM 630



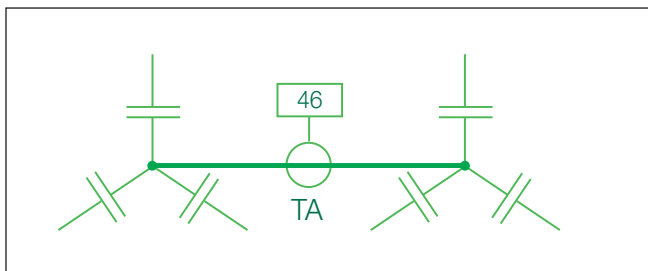
10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

Quando si installano banchi di rifasamento in impianto, normalmente vengono realizzati con collegamento a stella (minore tensione su ciascuna fase) ed in generale si prevedono due banchi a stella in parallelo tra loro. La disponibilità dei centri stella di due banchi consente di realizzare una protezione di squilibrio estremamente sensibile ed affidabile.

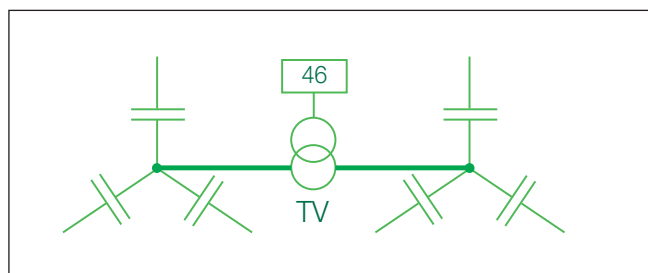
I centri stella reali dei due banchi di rifasamento sono coincidenti (con il centro stella teorico) in assenza di guasto. Viceversa in presenza di guasto in un condensatore elementare di uno dei due banchi si ha lo spostamento del centro stella reale del banco sede del guasto (tre impedenze diverse).

Due tecniche diverse si possono utilizzare per identificare il guasto con elevata sensibilità:

- utilizzo di relè di massima corrente monofase: in questo caso i centri stella dei due banchi di rifasamento vengono collegati tra loro e si inserisce un TA su questo collegamento. Un relè collegato al secondario misura la corrente che circola sul collegamento; corrente che in assenza di guasto è pari a zero (due banchi trifase equilibrati), mentre è diversa da zero in presenza di guasto;



- utilizzo di relè di massima tensione monofase: in questo caso i centri stella dei due banchi di rifasamento vengono collegati tra loro tramite un TV. Un relè collegato al secondario misura la tensione tra i due centri stella; tensione che in assenza di guasto è pari a zero (due banchi trifase equilibrati), mentre è diversa da zero in presenza di guasto.



I relè che si utilizzano per queste misure sono dei relè monofasi e devono preferibilmente avere il filtro alla terza armonica per impedire interventi intempestivi (sui centri stella si sommano le terze armoniche).

La definizione è tipica dei relè di terra (monofasi con filtro) e per questo motivo le protezioni che si collegano al centro stella dei banchi di rifasamento sono le stesse che si utilizzano per individuare i guasti a terra ma il codice che le contraddistingue è 46 (sequenza inversa) e non 51G o 64 in quanto è il metodo con cui si effettua la misura che definisce la funzione di protezione e non viceversa il tipo di relè che si utilizza.

Relè consigliato:

- REV 615



10.8 Protezioni per reti ad anello

La necessità di prevedere una alimentazione di riserva per ogni cabina con un investimento inferiore a quello richiesto per la configurazione a doppio radiale è alla base della scelta della configurazione ad anello. Il minore impegno in termini di costo ha come aspetto negativo una maggiore difficoltà di realizzazione di un sistema di protezione che garantisca contemporaneamente la selettività dell'intervento, il rispetto dei massimi valori di tempo di intervento richiesti dall'Ente distributore di energia e la rapida identificazione della zona guasta. Nelle reti di distribuzione del tipo ad anello la direzione delle correnti di guasto nelle linee che costituiscono l'anello non è predeterminata, ma dipende sia dalla localizzazione del punto di guasto, sia dalla configurazione della rete al momento del guasto.

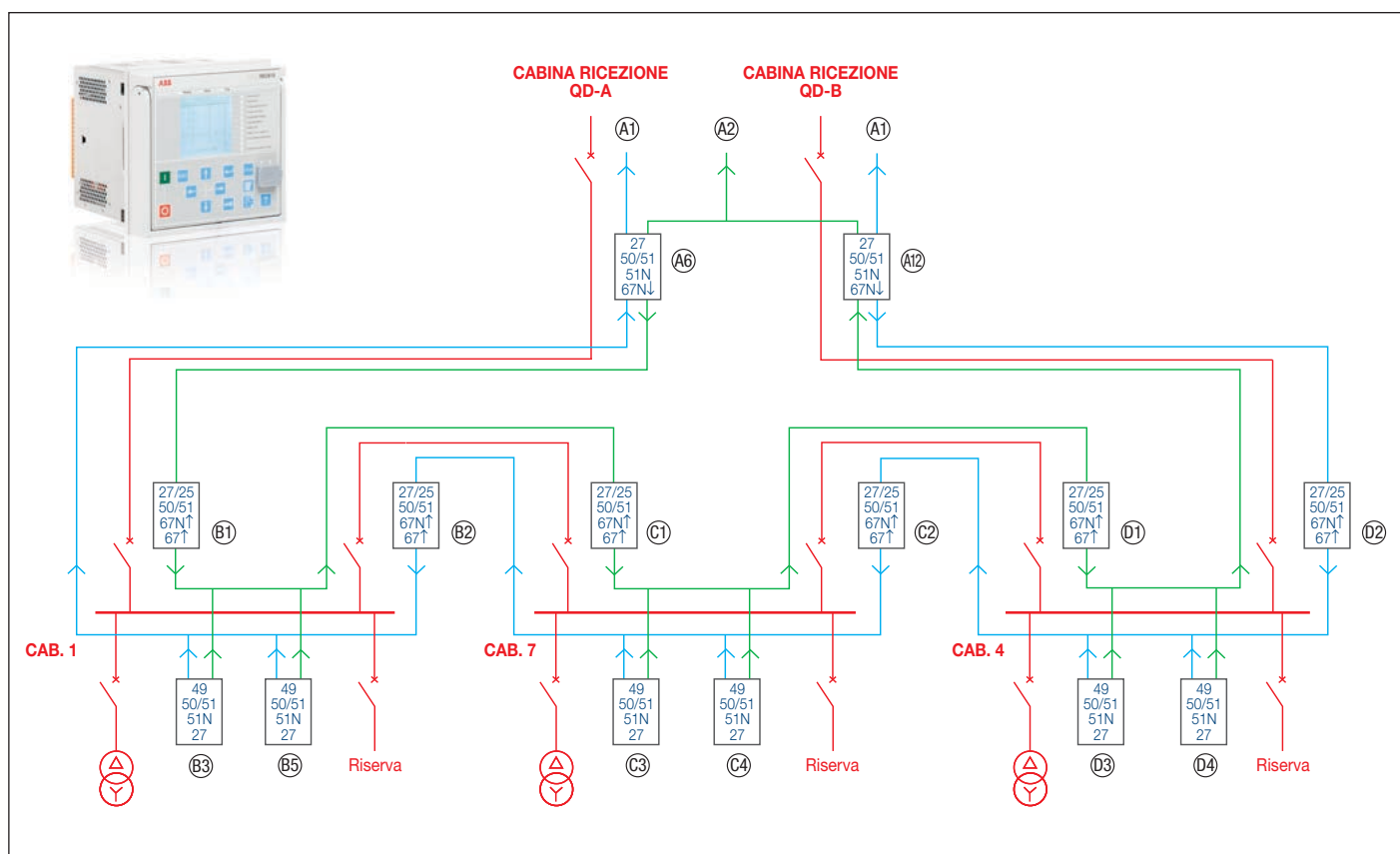
I sistemi di protezione normalmente utilizzati in una rete ad anello sono:

- se l'anello è esercito aperto, si tratta di una rete radiale e conseguentemente può essere adottata una selettività cronometrica o logica utilizzando normali protezioni di massima corrente (eventualmente direzionali per guasto a terra se vi è elevato contributo capacitivo);

- se l'anello è esercito chiuso e vi sono interruttori sugli entra-esce di cabina e si vuole porre fuori servizio solo la linea o la sbarra guasta, è necessario prevedere protezioni direzionali di fase e di terra con collegamento a filo pilota per realizzare la selettività logica. In alternativa a questa soluzione è possibile inserire protezioni differenziali sulle linee per identificare e porre fuori servizio in tempo base solo la linea sede del guasto.

10.8.1 Schemi a blocchi per selettività logica

La figura riporta un tipico schema di selettività logica che si può realizzare con le reti ad anello. Questo schema di blocchi è estremamente semplice e si ottiene il risultato di eliminare la parte di rete guasta selettivamente (magari anche più della parte guasta ma non si fermano cabine non affette dal guasto). È comunque evidente che si possono realizzare sistemi più complessi ove ad esempio si possono realizzare selettività logiche ancora più ricercate (con fuori servizio solo della sbarra o del cavo guasto) ed attivare funzioni particolari (importanti con trasformatori di piccola taglia quali sono tipicamente le reti ad anello) quali ad esempio la 50MAI (BF) mancata apertura interruttore.



10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

Relè consigliati:

- REF 630
- REF 615



10.9 Commutazione automatica

I sistemi di commutazione automatica non rientrano nell'ambito delle protezioni elettriche; sono semplicemente l'insieme dei dispositivi che forniscono in modo automatico ad alcune sbarre o a singole utenze l'alimentazione da una sorgente alternativa, quando manca l'alimentazione normale. Questa funzione è molto importante, perché migliora in modo rilevante la continuità di servizio.

Va precisato che esistono diverse filosofie e diversi livelli di complessità nella realizzazione delle logiche associate alle commutazioni automatiche e conseguentemente anche i sistemi di protezione devono adeguarsi.

L'impiego di commutazioni automatiche non è generalizzato: si giustifica soltanto per le utenze più importanti, in particolare negli impianti a ciclo continuo, quali gli impianti chimici o petrolchimici ed i servizi ausiliari delle centrali.

Esistono due tipologie di commutazioni automatiche (che hanno anche complessità e costo estremamente diverso tra loro):

- commutazioni rapide senza buco di tensione (tipiche delle pompe di alimento delle centrali);
- commutazioni lente con buco di tensione e perdita temporanea dei carichi (tipiche degli impianti petrolchimici).

L'argomento commutazioni automatiche è comunque intimamente legato a quello delle protezioni, perché queste ultime forniscono le informazioni e stabiliscono le condizioni affinché la commutazione possa avvenire o debba essere bloccata.

In presenza di più commutazioni in cascata (a tensione uguale o differente), i tempi di attesa della commutazione lenta devono essere coordinati in modo che le stesse si effettuino in successione di tempo dalla sorgente verso la cabina d'utenza (sempre comunque selettive con le protezioni di massima corrente).

I relè di misura (di corrente e di tensione) inseriti nelle logiche delle commutazioni automatiche, non svolgono funzioni di protezione.

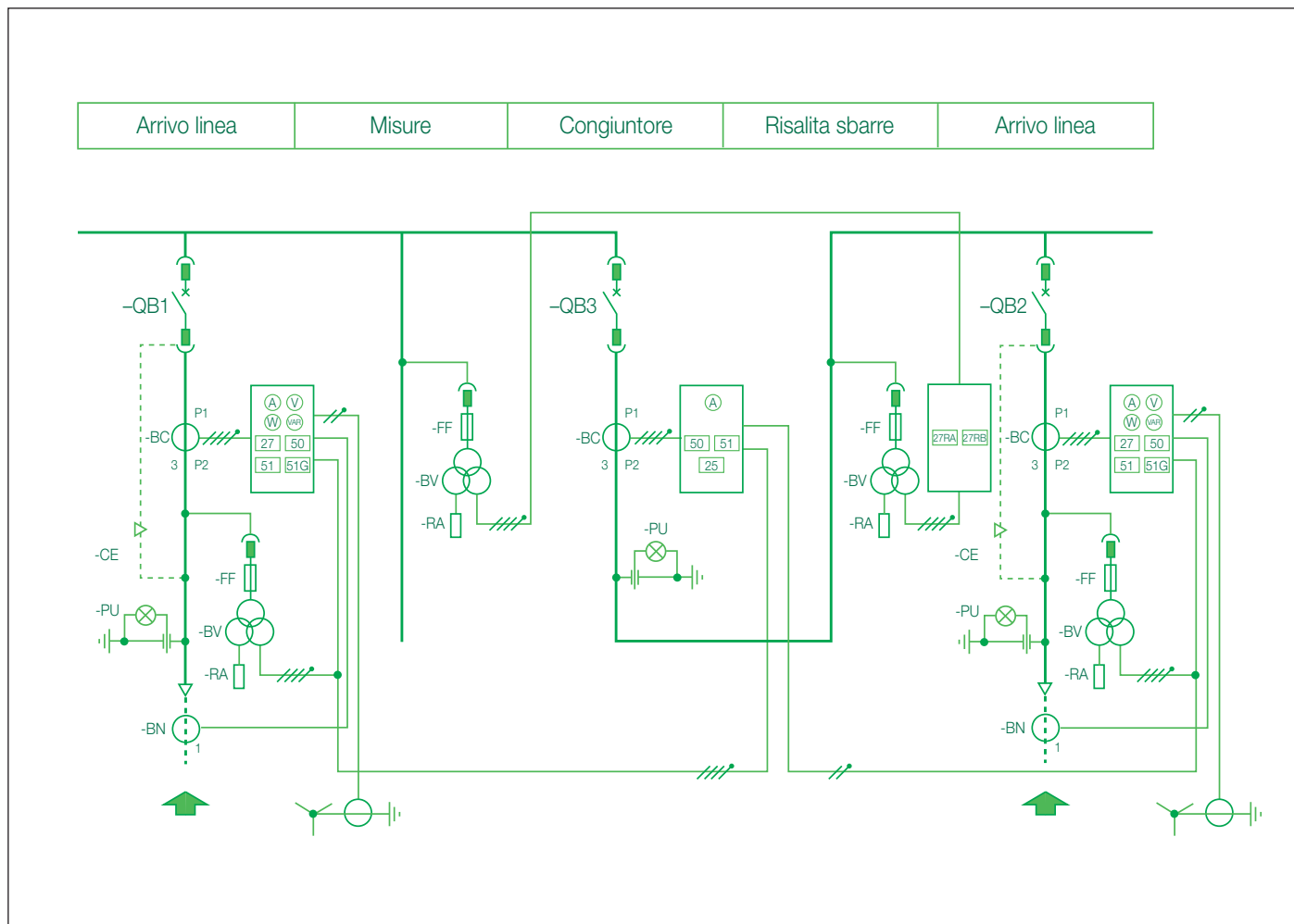
Diverse condizioni di funzionamento della rete devono essere analizzate e combinate per consentire oppure interdire la commutazione automatica. In particolare:

- posizione corretta degli interruttori;
- mancanza tensione permanente su un arrivo;
- presenza tensione sana sull'altro arrivo;
- carichi della sbarra scollegati o adatti per la riaccelerazione in controfase;
- basso valore della tensione residua di sbarra nel caso in cui i motori non vengano scollegati dalla sbarra oppure non siano in grado di riavviarsi in controfase;
- guasti di fase a valle chiariti o meno (consenso/blocco);
- guasti a terra a valle chiariti o meno (consenso/blocco).

Durante il ritorno alle condizioni normali, se le due sorgenti possono non essere in sincronismo, un relè per la verifica del sincronismo deve essere previsto per abilitare il parallelo momentaneo.

Le funzioni di protezione che si utilizzano per realizzare la commutazione automatica sono:

- | | | |
|---|---------------|--|
| a | relè 27 | protezione di minima tensione per avviamento; |
| b | relè 27I (59) | protezione di minima/tensione tensione per consenso (tensione sana altro montante); |
| c | relè 27R | protezione di minima tensione residua; |
| d | relè 27M | protezione di minima tensione per distacco motori; |
| e | relè 50 | protezione di massima corrente di fase per blocco commutazione in presenza di guasto a valle; |
| f | relè 50G | protezione di massima corrente di terra per blocco commutazione in presenza di guasto a valle; |
| g | relè 25 | relè verificatore di sincronismo (per consenso parallelo di passaggio). |



10.9.1 '27' protezione di minima tensione per avviamento commutazione

Questa funzione di protezione viene utilizzata per controllare l'abbassamento di tensione sul montante di arrivo al quadro; in pratica da il comando di avviamento alla commutazione.

Le condizioni che si possono verificare nella rete e che portano ad un intervento di questa protezione sono:

- mancanza di tensione della sorgente;
- guasto nel trasformatore o nella linea di alimentazione;
- guasto sulle sbarre del quadro di distribuzione;
- guasto su di un utilizzatore a valle non chiarito dal rispettivo interruttore.

È evidente che le ultime due condizioni citate non devono dar luogo a commutazione automatica (blocco dovuto alle protezioni 50 e 50G). Nel calcolo delle regolazioni di questa protezione va verificata la selettività con le protezioni amperometriche inserite a valle.

10.9.2 '27/59' protezione di minima/massima tensione per consenso alla commutazione

Questo relè viene utilizzato per controllare la bontà del valore di tensione sul montante opposto di arrivo al quadro e quindi verificare che sia in grado di accettare i carichi della sbarra andata fuori servizio.

Questa funzione deve disporre di un ritardo per poter a memorizzare perturbazioni eventuali nella sorgente di alimentazione al fine di non avviare la commutazione automatica se manca stabilità nella tensione di alimentazione.

10. Scelta del sistema di protezione di macchine ed impianti

10.9.3 '27M' protezione di minima tensione per distacco dei motori

Questa funzione (ove già non implementata su ciascun motore) serve per scollegare tutti gli utilizzatori rotanti dal quadro in caso di abbassamento della tensione.

Infatti, tutti gli interruttori e i contattori che hanno le bobine di controllo in corrente continua, rimangono chiusi durante la mancanza di tensione e provocano un grave sovraccarico al ripristino della tensione al valore nominale per il riavviamento di tutti i motori, con ciò potendo causare il collasso del sistema a causa della limitazione di potenza disponibile.

10.9.4 '27R' protezione di minima tensione residua

Questa funzione di protezione viene utilizzata per dare il consenso alla commutazione automatica quando la tensione residua generata dai motori che stanno decelerando scende al di sotto del valore prefissato.

Avviare la commutazione prima che la tensione sia al di sotto di questo valore può provocare gravi danni ai motori se non adatti al riavviamento in controfase, oppure creare problemi ai giunti che normalmente sono i punti deboli agli effetti degli sforzi di taglio.

10.9.5 '50-50G' protezione di massima corrente di fase e di terra per blocco commutazione

In caso di cortocircuito (monofase o polifase) sulle sbarre del quadro o in un utilizzatore non chiarito dal proprio interruttore o contattore vi è un abbassamento di tensione permanente nella rete di distribuzione. In questa situazione le condizioni per la commutazione automatica sono verificate ma la stessa rimane bloccata dall'intervento di questa protezione.

La protezione deve essere regolata al di sopra della massima corrente che si può avere nella rete senza guasti (ad esempio: aumento di corrente a causa di riaccelerazione oppure contributo di corrente di cortocircuito dei motori per un guasto nel trasformatore).

10.9.6 '25' relè verificatore di sincronismo

Il relè verificatore di sincronismo controlla che le tensioni alle due estremità dell'interruttore di parallelo abbiano approssimativamente lo stesso modulo, la stessa fase e la stessa frequenza.

Questo relè viene utilizzato perché durante il ripristino della condizione normale a seguito di una commutazione automatica si vuol realizzare un parallelo momentaneo tra le due sorgenti per evitare un nuovo fuori servizio a causa del buco di tensione.

I parametri che vengono verificati dalla protezione per dare o meno il consenso alla manovra di parallelo sono i seguenti:

- modulo delle tensioni;
- differenza di modulo tra le tensioni;
- differenza di fase tra le tensioni;
- scorrimento di frequenza.

Relè consigliato:

- REF 620



Note

Note

Handwriting practice lines consisting of 20 horizontal dotted lines.

ABB S.p.A.**Unità Operativa Sace-MV**

Via Friuli, 4

I-24044 Dalmine

Tel: +39 035 6952 111

Fax: +39 035 6952 874

E-mail: info.mv@it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

© Copyright 2016 ABB.
All rights reserved.