

SIEMENS

VADEMECUM SIEMENS CEI 0-16

7SJ80



Siemens S.p.A.
Energy Sector



Sede sociale e Direzione:
V.le Piero e Alberto Pirelli, 10
I-20126 Milano
C.P. 17154 – I-20170 Milano

Telefono +39 02.243.1
Fax +39 02.243.62212

SOMMARIO

1 INTRODUZIONE	3
1.2 NOMENCLATURA.....	4
1.2.1 Dispositivo Generale (DG)	4
1.2.2 Protezione Generale (PG)	4
1.2.3 Sistema di Protezione Generale (SPG)	4
1.2.4 Dispositivo di Interfaccia (DDI)	5
1.2.5 Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)	5
1.2.6 Protezione di Interfaccia (PI)	5
1.2.7 Dispositivo di generatore (DDG)	5
1.3 SCHEMA.....	6
1.3.1 Schema tipico del sistema di protezione	6
1.3.2 Posizionamento TA, TO, TV	6
1.4 CAMPO DI APPLICAZIONE.....	7
1.5 CLASSIFICAZIONE UTENZE.....	8
2 CARATTERISTICHE SPG	10
2.1 FUNZIONI PROTETTIVE DELLA PG.....	10
2.1.1 Protezione di massima corrente (50/51)	10
2.1.2 Protezione di massima corrente omopolare (50N/51N)	11
2.1.3 Protezione direzionale di terra a due soglie di intervento (67N)	12
2.2 TRASFORMATORI PER SPG DI MISURA PER UTENTI MT.....	14
2.2.1 TA di fase	14
2.2.2 TO	14
2.2.3 TV omopolari	15
2.3.1 Bobina di mancanza di tensione	15
2.3.2 Bobina a lancio di corrente + Data Logger	16
3 CARATTERISTICHE SPI	17
3.1 FUNZIONI PROTETTIVE PI.....	17
3.1.1 Protezione di minima tensione concatenata (27) (ritardo tipico 300ms)	17
3.1.2 Protezione di massima tensione concatenata (59) (istantanea)	17
3.1.3 Protezione di minima frequenza (81U) (istantanea)	18
3.1.4 Protezione di massima frequenza (81O) (istantanea)	18
3.2 TRASFORMATORI PER SPI DI MISURA PER UTENTI MT.....	19
3.2.1 TV	19
3.2.2 TV omopolari	19
3.3 CIRCUITI DI COMANDO.....	19
3.3.1 Bobina di mancanza di tensione	19
4 LA PROPOSTA SIEMENS	20
4.1 FUNZIONI DI PROTEZIONE AGGIUNTIVE.....	20
4.1.1 Inrush Restaint	20
4.1.2 Data logger 74TC	21
4.1.3 Mancata apertura interruttore 50BF	21
4.1.4 Carico squilibrato 46 (sequenza negativa)	21
4.1.5 Autoritenuta 86 (lockout relè)	23
4.1.6 Immagine termica 49	23
4.1.7 Controllo sequenza fasi 47	23
4.1.8 Funzioni flessibili	24
4.1.9 Localizzazione guasto 21 FL (opzionale)	24
4.1.10 Autorichiusura 79 (opzionale)	24
4.2 INTERFACCIA DI COMUNICAZIONE.....	24
4.3 MISURE.....	25
4.4 LOGICA PROGRAMMABILE CFC.....	25

1 Introduzione

Responsabilità

Il contenuto è stato verificato, comunque non potendo escludere la presenza di imprecisioni nella descrizione, non si accettano responsabilità per errori o omissioni.

Siemens si riserva il diritto di eseguire modifiche a miglioramento del prodotto senza preavviso.

Copyright

Tutti i diritti osservati; è vietata la riproduzione parziale del presente documento senza autorizzazione SIEMENS.

Adozione norma cei 0-16

La Norma CEI 0-16 ha introdotto regole generali per la connessione di utenti alle reti AT e MT delle imprese distributrici dell'energia elettrica.

L'Autorità dell'Energia Elettrica e Gas ha deliberato di riconoscere la Norma CEI 0-16 quale Regola Tecnica di Riferimento (RTC) per la connessione di utenti che immettono o prelevano energia dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

1.2 Nomenclatura

La Norma pone particolare attenzione su alcuni elementi dell'impianto:

- Dispositivo Generale (DG)
- Protezione Generale (PG)
- Sistema di Protezione Generale (SPG)
- Dispositivo di interfaccia (DDI)
- Protezione di Interfaccia (PI)
- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)
- Dispositivo di Generatore (DDG)

1.2.1 Dispositivo Generale (DG)

Gli impianti d'utenza per la connessione devono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

Il Dispositivo Generale (DG) è un'apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'utente dalla rete ed è tipicamente costituito da:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare installato a monte dell'interruttore.

1.2.2 Protezione Generale (PG)

Relé di protezione con relativa alimentazione UPS atto a provvedere alle protezioni di massima corrente trifase e corrente omopolare aventi le caratteristiche (soglie, curve e tempi di intervento) minime richieste dalla Norma.

1.2.3 Sistema di Protezione Generale (SPG)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, è composto da:

- trasduttori di corrente (e, se previsti, trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di Protezione Generale (PG) con relativa alimentazione
- circuiti di apertura dell'interruttore.

1.2.4 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) è un'apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura comandata dal (Sistema di Protezione di Interfaccia) assicura la separazione di una porzione di rete Utente (generatore e carichi privilegiati) permettendo il funzionamento in isola e può essere installato in MT o in BT.

Nel caso in cui venisse installato in MT è tipicamente costituito:

- interruttore tripolare in esecuzione esaltabile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione ed un sezionatore installato a monte e/o a valle dell'interruttore (Foglio interpretativo F1 edizione 2009 04)

Se installato in BT è tipicamente costituito:

- interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore
- contattore combinato con fusibili conforme alla Norma CEI EN 60947-1.

1.2.5 Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Il sistema di protezione di interfaccia costituito da trasduttori e relè di frequenza tensione ed eventualmente di tensione omopolare.

1.2.6 Protezione di Interfaccia (PI)

Relé di protezione con relativa alimentazione UPS atto a provvedere alle protezioni di massima e minima tensione e massima e minima frequenza aventi le caratteristiche (soglie, curve e tempi di intervento) minime richieste dalla Norma.

1.2.7 Dispositivo di generatore (DDG)

Il Dispositivo di Generatore (DDG) è un'apparecchiatura di manovra e sezionamento installato sul montante di ciascun generatore.

Nel caso in cui venisse installato in MT è tipicamente costituito:

- interruttore tripolare in esecuzione esaltabile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione ed un sezionatore

Se installato in BT è tipicamente costituito:

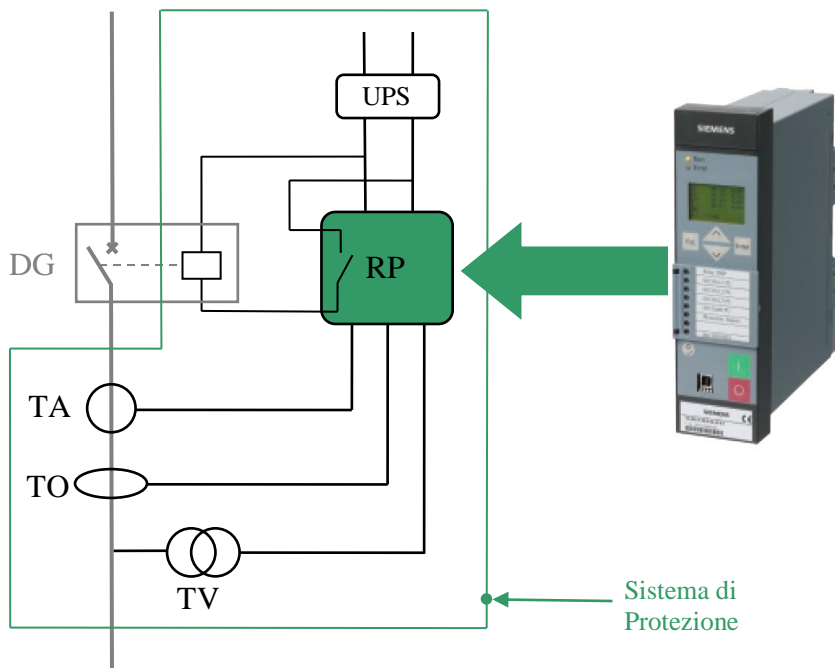
- interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, ma fra la generazione e la rete di distribuzione, è necessario che siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e ed un contattore.

1.3 Schema

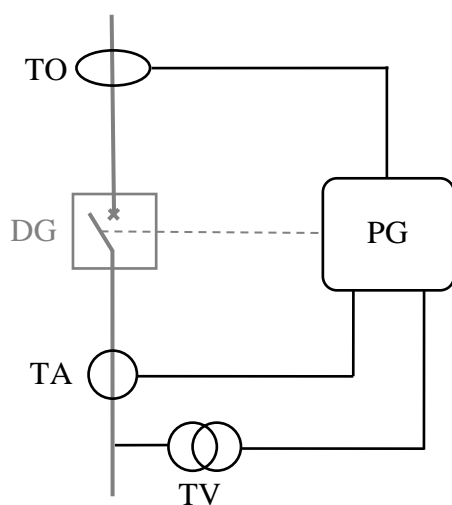
1.3.1 Schema tipico del sistema di protezione

Il sistema di protezione non comprende l'organo di manovra.



1.3.2 Posizionamento TA, TO, TV

La norma ammette diversi posizionamenti dei trasformatori di protezione ma consiglia la seguente (*).



* In caso di sostituzione del TO occorre la messa in sicurezza del cavo di collegamento dal Distributore

1.4 Campo di applicazione

L' allegato B della delibera ARG/elt 33/08 stabilisce che, il sistema di protezione integralmente conforme alla norma CEI 0-16 si applica ai nuovi utenti.

Sono definiti nuovi utenti quelli:

- che hanno richiesto una nuova connessione dopo il 1 settembre 2008
- che hanno richiesto dopo il 1 settembre 2008 uno spostamento fisico del punto di consegna all'esterno dell'area dedicata all'impianto di rete per la consegna

con esclusione dei punti di consegna:

- di emergenza
- su palo
- in cabine di elevazione con potenza uguale o inferiore a 100 kW.

Inoltre stabilisce la parziale o totale applicazione della norma CEI 0-16 agli utenti esistenti in determinati casi, mentre nei restanti casi l'allegato C della delibera ARG/elt 33/08 stabilisce i requisiti minimi che deve presentare il sistema di protezione.

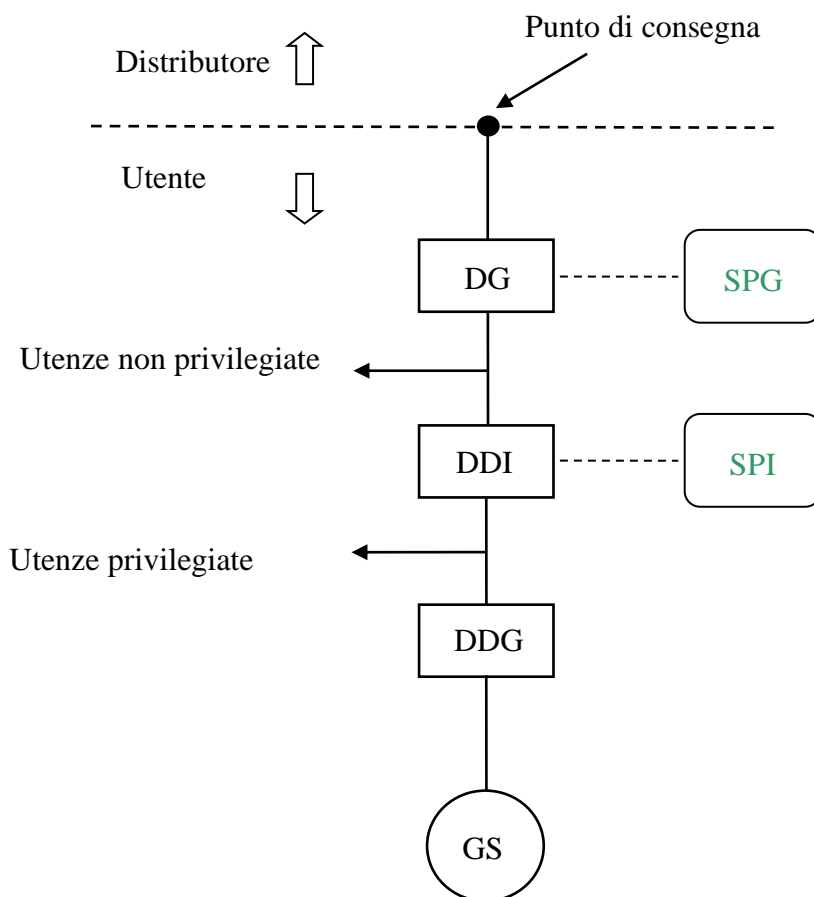
Casi di applicazione totale o parziale:

- Subentro a seguito di un fuori servizio superiore ad un anno richiede adeguamento DG e SPG
- Sostituzione DG richiede adeguamento del DG e SPG
- Sostituzione SPG richiede adeguamento del solo SPG
- Aumento della estensione della rete utente MT tale da richiedere la protezione direzionale di terra 67N richiedono l'adeguamento del solo SPG.
- Installazione o aumento di potenza < di 50 KW di un impianto di produzione richiede l'adeguamento del SPI e del DDI
- Installazione o aumento di potenza \geq a 50 KW di un impianto di produzione richiede adeguamento SPI, DDI, SPG e DG.
- Utenti con $P \leq 400$ Kw che richiedano aumenti della $P > 50$ Kw tali da non superare 400 Kw totali devono installare DG e SPG.
- Utenti con $P > 400$ Kw che richiedano aumenti della $P > 100$ Kw sono tenuti ad adeguare l'DG e SPG.

1.5 Classificazione UtENZE

La tipologia del sistema di protezione dipende per gli utenti connessi alla rete dalla natura dell'impianto dell'utente, in particolare secondo le regole tecniche di connessione (CEI 0-16 paragrafo 4), gli utenti della rete di distribuzione si distinguono in:

Utenti attivi: a tale categoria appartengono gli impianti che contengono qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per il funzionamento in parallelo (anche transitorio) con la rete.



La regola tecnica prevede la presenza del Sistema di Protezione Generale (SPG) conforme all'allegato D della norma CEI 0-16.

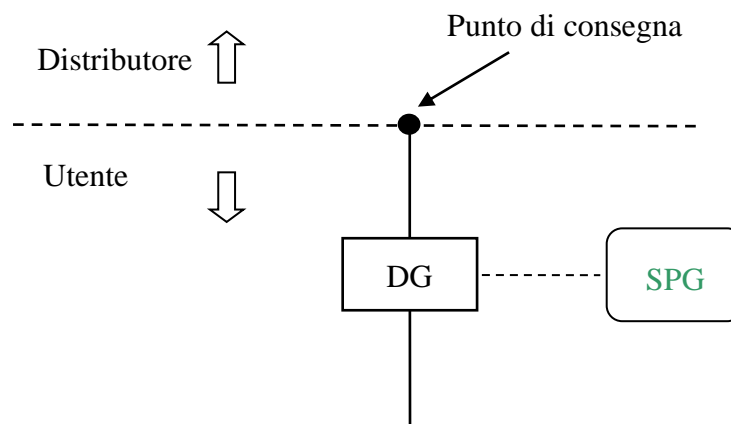
La regola tecnica prevede la presenza del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) conforme all'allegato E della norma CEI 0-16.

Almeno uno dei dispositivi DG, DDI e DDG deve essere equipaggiato con dispositivo di controllo dell'interruttore stesso che verifichi le condizioni di parallelo immediatamente a monte ed a valle dell'organo di manovra.

Se uno dei dispositivi (DG DDI DDG) non è equipaggiato con controllo di parallelo, lo stesso deve essere munito di automatismo che ne impedisca la chiusura in caso di presenza di tensione.

Il dispositivo di controllo di parallelo è di norma esterno alle protezioni sovradimensionate.

Utenti Passivi : a tale categoria appartengono tutti gli impianti non ricadenti nella definizione precedente.



2 Caratteristiche SPG

Il SPG può prevedere:

- singoli PG TA TO TV ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento (verifica funzionamento combinazione)
- un'unica apparecchiatura intergrata che svolga le funzioni di PG, TA, TO, TV (SPG integrato), comunque realizzata a regola d'arte.

Si riportano le caratteristiche dei singoli componenti adatti per il sistema non intergrato.

2.1 Funzioni protettive della PG

Nel seguito sono riportate le funzioni protettive e le regolazioni minime (limite inferiore) stabilite dalla CEI 0-16, l'utente può implementare soglie di corrente più ridotte e/o tempi di intervento più brevi se lo ritenesse opportuno.

Per utenti con potenza superiore a 3 MW (3 MVA se attivi) è prevista la possibilità di concordare con il Distributore regolazioni differenti.

2.1.1 Protezione di massima corrente (50/51) bipolare a tre soglie di intervento

Prima soglia I> (51)

Caratteristica a tempo dipendente molto inverso IEC 60255, VIT

Il relè deve essere equipaggiato di tale soglia ma la sua attivazione e regolazione sono da concordare con il distributore.

Distacca gli utenti che superano il limite contrattuale della fornitura evitando il possibile intervento della protezione di sovraccarico della linea del distributore che causerebbe il disservizio a tutti gli utenti collegati a quella linea.

Seconda soglia I>> (51)

Caratteristica a tempo indipendente 250 A tempo di estinzione 500 ms ([†]).

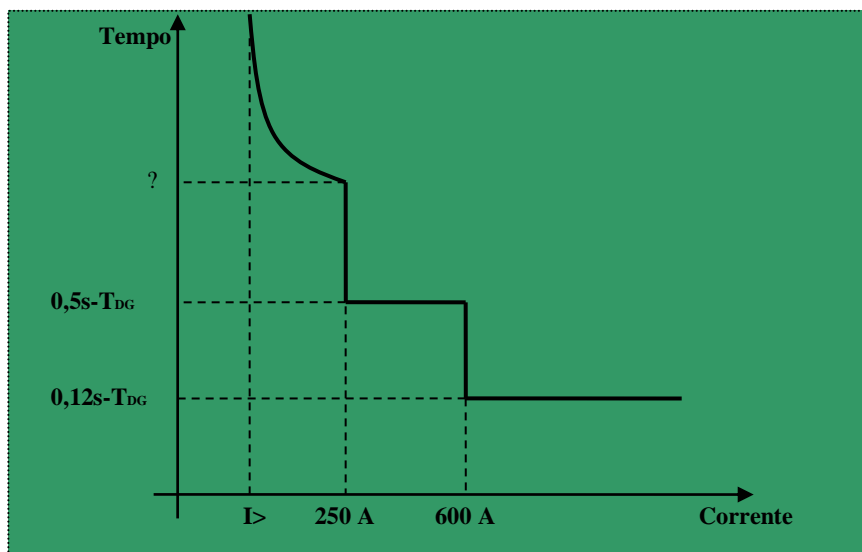
Rilevazione di cortocircuito polifase non franco (oppure sovraccarico di elevata entità) all'interno dell'impianto di Utente.

Terza soglia I>>> (50)

Caratteristica a tempo indipendente 600 A tempo di estinzione 120 ms

Rilevazione di cortocircuito polifase franco all'interno dell'impianto dell'utente

[†] somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura del DG con estinzione dell'arco



2.1.2 Protezione di massima corrente omopolare a due soglie di intervento (50N/51N)

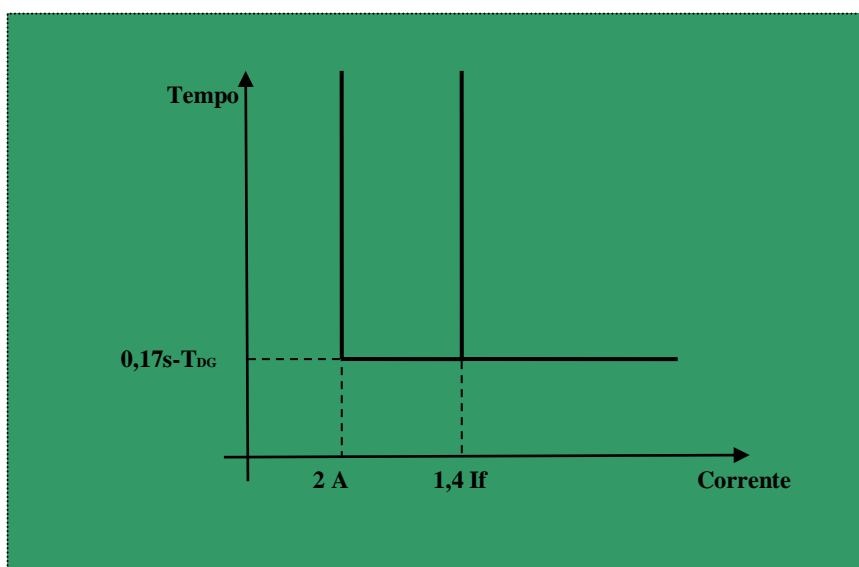
Neutro isolato

Prima soglia $I_{0>}$ (51N)

Caratteristica a tempo indipendente 2 A ([†]) tempo di estinzione 170 ms
Rilevazione guasto monofase a terra (franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente.

Seconda soglia $I_{0>>}$ (50)

Caratteristica a tempo indipendente, 140% della corrente di guasto a terra monofase comunicata da distributore tempo di estinzione 170 ms (obbligatoria presenza della 67N)
Rilevazione del doppio guasto a terra con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto dell'Utente.



([†]) Per reti poco estese si possono avere soglie non inferiori a 1 A

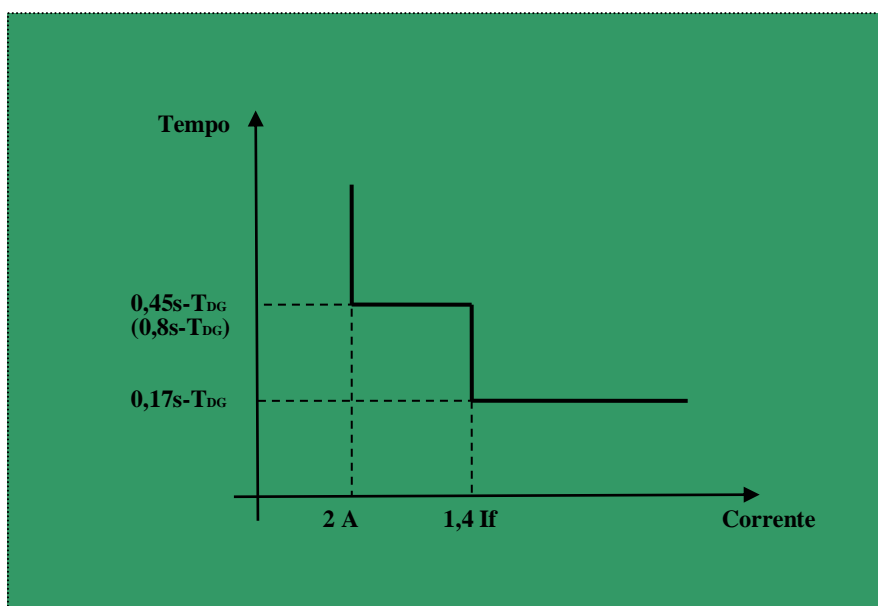
Neutro compensato

Prima soglia $I_{0>}$ (51N)

Caratteristica a tempo indipendente 2 A (*) tempo di estinzione 450 ms
Rilevazione guasto monofase a terra (franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente (obbligatoria assenza 67N)

Seconda soglia $I_{0>>}$ (50)

Caratteristica a tempo indipendente, 140% della corrente di guasto a terra monofase comunicata da distributore, tempo di estinzione 170 ms (sempre presente anche con la 67N)
Rilevazione del doppio guasto a terra con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto dell'Utente.



2.1.3 Protezione direzionale di terra a due soglie di intervento (67N)

Prima soglia (67N S1)

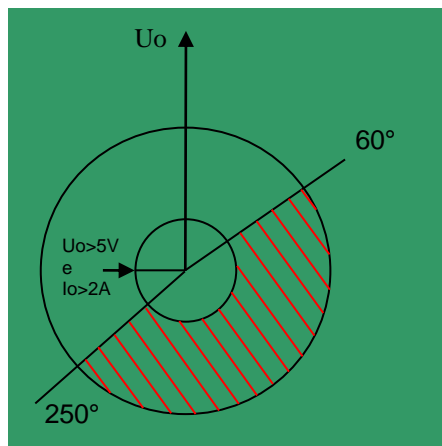
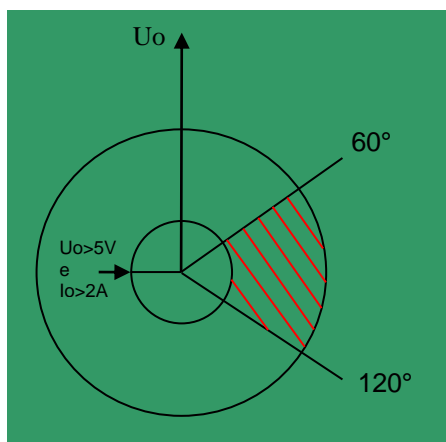
Caratteristica a tempo indipendente I_0 2 A (*) V_0 2 V da 60° a 120° tempo di estinzione 170 ms
Rilevazione guasto monofase a terra a neutro isolato.

Seconda soglia (67N S2)

Caratteristica a tempo indipendente I_0 2 A V_0 2 V da 60° a 250° tempo di estinzione 450 ms
Rilevazione guasto monofase a terra a neutro compensato.

La direzionale di terra (entrambe le soglie) sono obbligatorie solo se il contributo capacitivo dell'utente ad un guasto monofase a terra supera 80% della regolazione richiesta dal Distributore per la soglia $I_{0>}$.

Essendo entrambe attive rilevano il guasto a terra indipendentemente dallo stato del neutro.



Per sapere se è necessario utilizzare la direzionale di terra (67N) si deve calcolare il contributo capacitivo dell'utente ad un guasto monofase a terra tramite la formula reperibile dalla norma CEI EN 60909,

$$I_C = 2 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{3} \pi f U \cdot \sum_{k=1}^N C_K \cdot L_K$$

Dove:

- f frequenza nominale [Hz]
- U tensione nominale [V]
- N numero totale di linee il cui contributo viene misurato dalla PG
- C_k capacità chilometrica verso terra della k -esima linea il cui contributo viene misurato dalla PG [$\mu\text{F}/\text{km}$]
- Lunghezza della K -esima linea [Km]

Oppure da una formula approssimata reperibile dalla norma CEI 11-25

$$I_C = U \cdot (0,003 \cdot L_1 + 0,2 \cdot L_3)$$

Dove:

- U tensione nominale [V]
- L_1 somma delle lunghezze di linee aeree allo stesso livello di tensione il cui contributo capacitivo viene misurato dalla PG [Km]
- L_2 somma delle lunghezze di linee in cavo allo stesso livello di tensione il cui contributo capacitivo viene misurato dalla PG [Km].

Se $0,8 \cdot I_0 \geq I_C$ non è necessario l'utilizzo della direzionale di terra, viceversa se $0,8 \cdot I_0 < I_C$ è obbligatorio l'utilizzo della funzione 67N.

Si sottolinea che il valore della I_C calcolato con formula approssimata può risultare sovra stimato, producendo così un'indicazione errata sull'utilizzo della 67N (si consiglia la formula esatta).

2.2 Trasformatori per SPG di misura per utenti MT

2.2.1 TA di fase

I TA devono avere i seguenti requisiti minimi indispensabili:

- corrente nominale termica permanente $1,2 I_n$
- corrente nominale termica per $1 s \geq I_{cc}$ comunicata dal distributore, non inferiore a 12,5 kA
- corrente nominale dinamica $\geq I_{ccp}$ comunicata da distributore, non inferiore a 31,5 kA
- livello di isolamento 24 kV per TA avvolti, 0,72 kV per i TA toroidali

Si definiscono Trasformatori amperometrici automaticamente idonei quei TA lineari aventi le seguenti caratteristiche riportate in tabella.

Rapporto di trasformazione	300/5	300/1
Prestazione nominale	10 [VA]	5 [VA]
Classe di precisione	5p	
Fattore limite di precisione	30	
Prestazione effettiva	0,4 [Ω]	5 [Ω]

I TA lineari per i quali è stato verificato che: $F'1 \times I_p \geq 9$ kA (secondo la Guida CEI 11-35) e che tempo di saturazione è ≥ 10 ms (secondo la Norma CEI EN 60044-6) sono trasformatori amperometrici Idonei cioè non sono necessarie ulteriori prove funzionali.

Se si utilizzano TA non lineari, cioè trasformatori amperometrici che incorrono in saturazione nel campo di correnti di interesse, ma il segnale secondario viene comunque correttamente interpretato dalla PG, si devono prevedere prove funzionali le quali prevedono la caratterizzazione del segnale secondario.

È previsto l'utilizzo di TA non convenzionali (esempio segali non in corrente oppure assenza del nucleo magnetico) previa superamento prove e verifiche eseguite nel caso di SPG intergrato.

2.2.2 TO

Il trasformatore omopolare di corrente deve consentire il corretto funzionamento delle protezioni di massima corrente di terra e direzionali di terra in qualsiasi condizione di esercizio del neutro.

Il TO toroidali deve avere i seguenti requisiti minimi indispensabili:

- tensione massima per l'apparecchio 0,72 kV
- corrente termica nominale permanente $1,2 I_n$
- corrente termica nominale di cortocircuito per 1s: 12,5 kA

Si definiscono automaticamente idonei quei TO aventi le seguenti caratteristiche:

- rapporto di trasformazioni nominali: 100/1 A
- prestazione nominale 2 VA
- precisione:

Corrente (I/I _n)	Errore di rapporto (%)	Errore d'angolo (°)
0,01	±5	±2
0,05	±1	±2
1	±1	±2
20	±5	±2

Devono superare prove funzionali di accoppiamento con le funzioni 51N e 67N.

TO non automaticamente idonei che non hanno le caratteristiche descritte precedentemente. Devono superare diverse prove funzionali in accoppiamento alla protezione 51N e 67N.

È previsto l'utilizzo di TO non convenzionali (esempio segnali non in corrente oppure assenza del nucleo magnetico) previa superamento prove e verifiche eseguite nel caso di SPG integrato.

2.2.3 TV omopolari

Il TV deve avere i seguenti requisiti minimi indispensabili:

- Fattore di tensione nominale 1,9 per 30 s
- Tensione massima di isolamento per l'isolamento 24 kV

Si definiscono automaticamente idonei quei TV aventi le seguenti caratteristiche:

- Classe di precisione 0,5-3P
- Induzione di lavoro $\leq 0,7T$
- Tensione nominale secondaria 100/3 V
- Collegamento a triangolo aperto
- Prestazione nominale 50VA e potenza termica adeguata.

TV non automaticamente idonei che non hanno le caratteristiche descritte precedentemente. Devono superare diverse prove funzionali in accoppiamento alla protezione 67N.

È previsto l'utilizzo di TV non convenzionali (esempio segnali non in corrente oppure assenza del nucleo magnetico) previa superamento prove e verifiche eseguite nel caso di SPG integrato.

N.B. è a carico del progettista il cablaggio a regola d'arte e la verifica della tenuta dei circuiti amperometrici del PG

2.3 Circuiti di comando

Onde evitare l'apertura intempestive del DG, l'Utente può mettere in essere i seguenti accorgimenti:

- Prevedere alimentazione di emergenza per i circuiti ausiliari come UPS o batteria tampone (con almeno 1 ora di autonomia)
- Allarme entrata in servizio alimentazione ausiliaria di riserva
- Tempo di scarica alimentazione di riserva superiore al tempo di ripristino tensione ordinaria
- Effettuare manutenzione all'alimentazione ordinaria e di emergenza

Il comando di apertura del DG per azione del PG deve essere impiegata una bobina di mancanza di tensione, in alternativa per limitare gli scatti intempestivi è possibile impiegare una bobina di apertura a lancio di corrente, purchè il PG sia dotato di un sistema di controllo e registrazione con determinate caratteristiche (data logger).

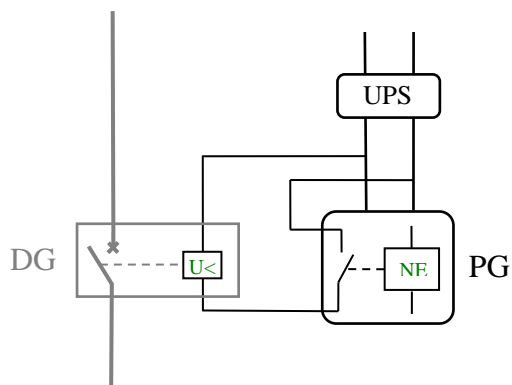
2.3.1 Bobina di mancanza di tensione

Garantisce l'apertura del DG al mancare della tensione ausiliaria evitando disservizio a tutti gli utenti dovuto alla eventuale apertura del interruttore di linea del distributore.

Il PG deve essere dotato di un contatto NA che in presenza di tensione ausiliaria (ordinaria o di emergenza) risulta chiuso.

Allo scatto del PG in assenza di tensione (anche in presenza di UPS o batteria tampone) o per interruzione del circuito di comando il contatto si apre disaccitando la bobina di minima tensione e provocando l'apertura del DG.

Sia il PG che la bobina devono essere alimentati dalla medesima tensione.



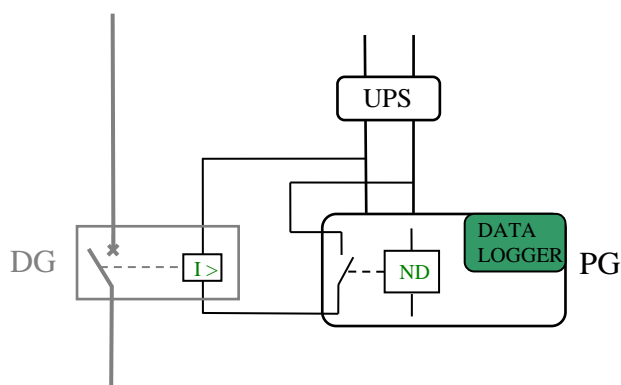
2.3.2 Bobina a lancio di corrente + Data Logger

Il PG deve essere dotato di un contatto NA che in presenza della tensione ausiliaria (ordinaria o di emergenza) risulti aperto.

Allo scatto del PG il contatto si chiude eccitando la bobina di lancio di corrente e provocando l'apertura del DG.

Ha il vantaggio di evitare aperture intempestive del DG dovute alla mancanza della tensione ausiliaria o per interruzioni del circuito di comando.

Il PG la bobina e il Data Logger devono essere alimentati dalla medesima tensione.



Il Data Logger , interno o esterno alla protezione, deve garantire la registrazione e la consultabilità dei seguenti stati in caso di mancata alimentazione o di interruzione circuiti di comando;

- 1 presenza del collegamento tra PG e Logger (solo se non integrato)
- 2 presenza dell'alimentazione del Logger (solo se non integrato)
- 3 presenza dell'alimentazione del relè
- 4 presenza di continuità del circuito di comando
- 5 soglie di regolazione imposta dall'installazione in poi
- 6 eventi che hanno causato l'installazione l'attivazione della PG
- 7 eventi che hanno causato l'attivazione del comando di apertura del DG
- 8 funzionalità del relè
- 9 presenza circuiti amperometrici
- 10 presenza circuiti voltmetrici

Dal 1 al 4 sono caratteristiche minime richieste dalla Norma CEI 0-16

Dal 1 al 7 sono caratteristiche richieste dalla delibera 247/04

I punti 8,9 e 10 sono facoltativi.

3 Caratteristiche SPI

Il SPI agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione evitando che:

- l'Utente alimenti la rete in caso di mancanza di tensione sulla rete stessa
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, L'Utente stesso possa alimentare il guasto
- L'Utente si trovi in discordanza di fase con la rete in caso di richiusura di interruttori di rete.

Poiché il Distributore durante il normale esercizio della rete può cambiare lo stato del neutro, si rende necessario che le protezioni dei guasti a terra di cui è dotato l'impianto dell'utente siano in grado di funzionare correttamente a prescindere dallo stato del neutro.

3.1 Funzioni protettive PI

3.1.1 Protezione di minima tensione concatenata (27) (ritardo tipico 300ms)

Caratteristica a due soglie a gradini 0,01 Vn a 50 Hz:

- soglia 27 S1 da 0,5 Vn a 1 Vn Tempo di intervento da 0,05 s a 1 s passo 0,01s
- soglia 27 S2 da 0,5 Vn a 1 Vn Tempo di intervento da 1 s a 60 s passo 1 s

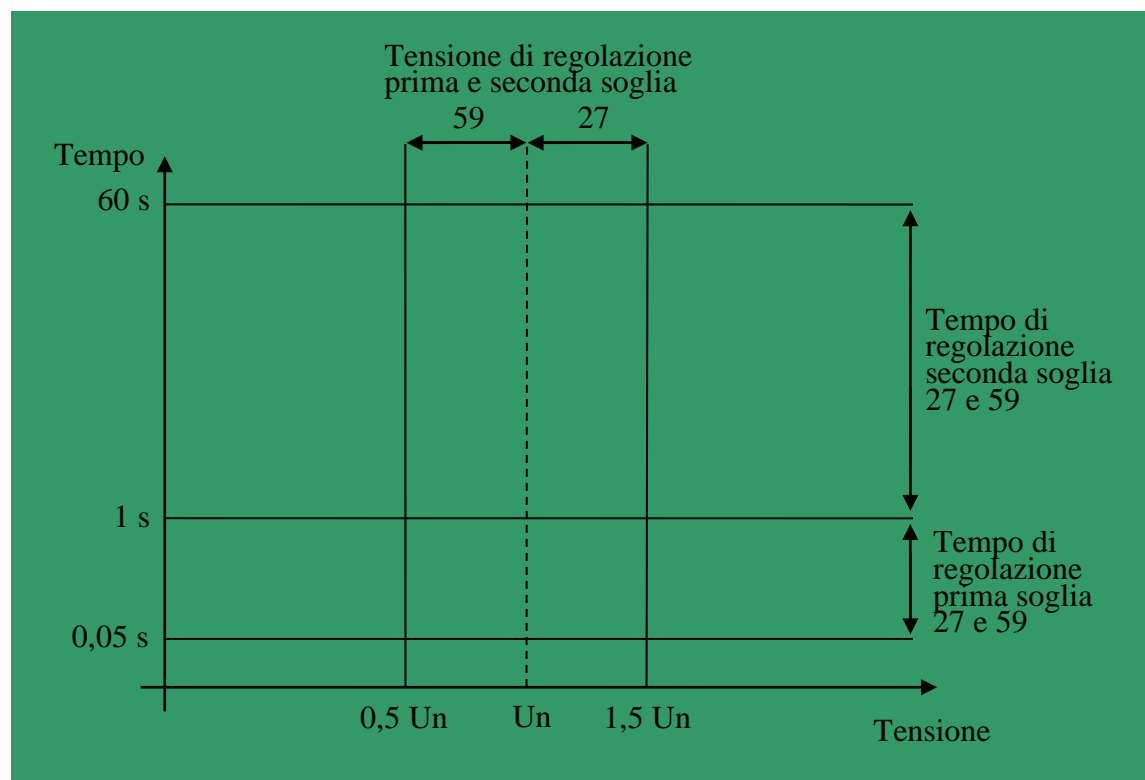
La soglia 27 S1 è quella normalmente attiva. La soglia 27 S2 deve poter essere abilitata o disabilitata tramite un comando esterno su ingresso dedicato.

3.1.2 Protezione di massima tensione concatenata (59) (istantanea)

Caratteristica a due soglie a gradini 0,01 Vn a 50 Hz:

- soglia 59 S1 da 1 Vn a 1,5 Vn Tempo di intervento da 0,05 s a 1 s passo 0,01s
- soglia 59 S2 da 1 Vn a 1,5 Vn Tempo di intervento da 1 s a 60 s passo 1 s

La soglia 59 S1 è quella normalmente attiva. La soglia 59 S2 deve poter essere inclusa tramite un comando esterno che esclude contemporaneamente la soglia 59 S1.



3.1.3 Protezione di minima frequenza (81U) (istantanea)

La caratteristica deve funzionare correttamente da 0,2 a 1,3 Vn e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 Vn.

Caratteristica a due soglie a gradini 0,01 Hz:

- soglia 81< S1 da 47 Hz a 50 Hz Tempo di intervento da 0,1 s a 1 s passo 0,01s
- soglia 81< S2 da 47 Hz a 50 Hz Tempo di intervento da 1 s a 60 s passo 1 s

La soglia 81< S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81< S2 deve poter essere abilitata o disabilitata tramite un comando esterno su ingresso dedicato.

Deve evitare lo scatto per transitori ≤ 40 ms

3.1.4 Protezione di massima frequenza (81O) (istantanea)

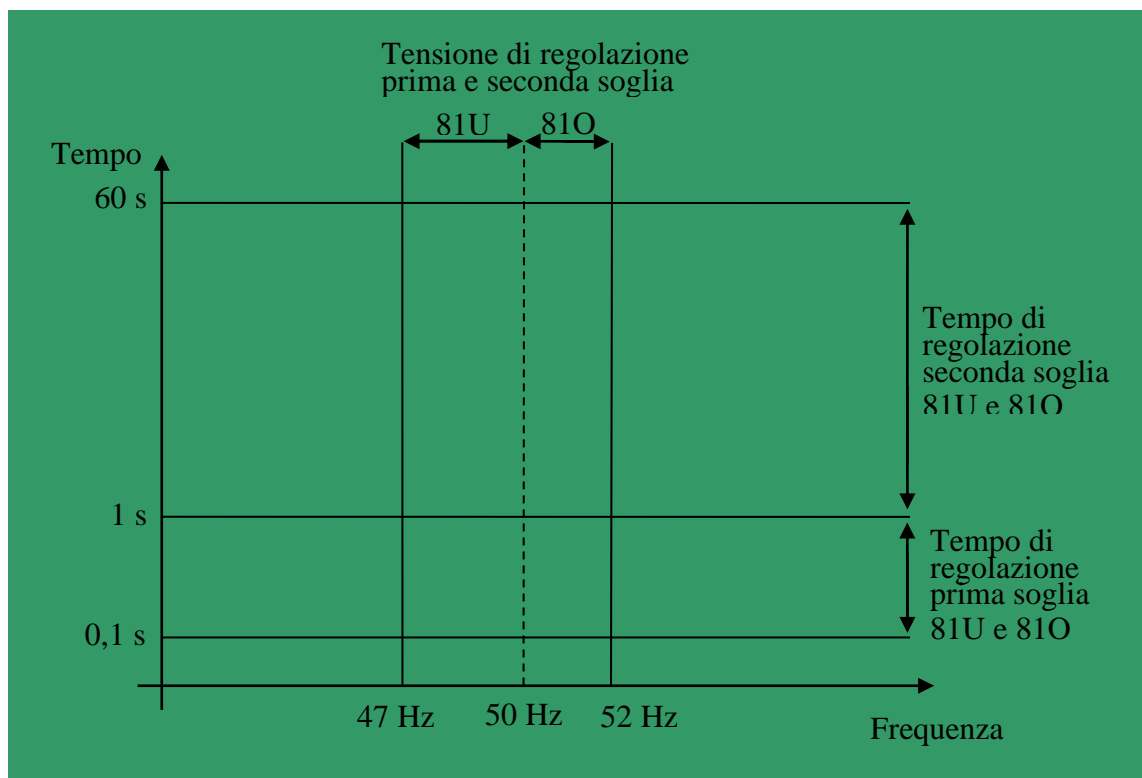
La caratteristica deve funzionare correttamente da 0,2 a 1,3 Vn e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 Vn.

Caratteristica a due soglie a gradini 0,01 Hz:

- soglia 81O S1 da 50 Hz a 52 Hz Tempo di intervento da 0,1 s a 1 s passo 0,01s
- soglia 81O S2 da 50 Hz a 52 Hz Tempo di intervento da 1 s a 60 s passo 1 s

La soglia 81> S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81> S2 deve poter essere abilitata o disabilitata tramite un comando esterno su ingresso dedicato.

Deve evitare lo scatto per transitori ≤ 40 ms



3.2.5 Protezione di massima tensione omopolare (59V0) (ritardata)

Obbligatoria solo per impianti in grado di sostenere la tensione di rete e con potenza ≥ 400 kVA.

Caratteristica a una soglia di intervento a gradini 0,01Vn:

- soglia 59V0.S1 da 0,1 Vn a 0,4 Vn Tempo di intervento da 5 s a 30 s passo 1s

L'ingresso del segnale di tensione omopolare deve essere filtrato da un filtro passa banda centrato sui 50Hz e con una attenuazione di 60db per decade.

3.2 Trasformatori per SPI di misura per utenti MT

3.2.1 TV

I trasformatori di tensione collegati tra fase e fase devono avere una classe di precisione 3P, fattore di tensione 1,3 per 30 s ed una prestazione nominale di almeno 5 VA.

3.2.2 TV omopolari

Terna di TV collegate tra le fasi di MT e secondario collegato a triangolo aperto con caratteristiche identiche a quelle richieste per l'SPG (può essere utilizzata la stessa terna di TV ai fini della protezione di massima tensione omopolare se presente).

3.3 Circuiti di comando

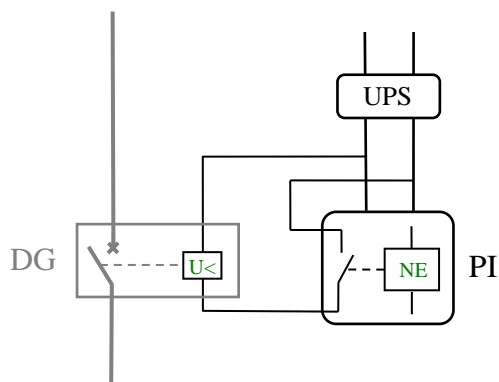
3.3.1 Bobina di mancanza di tensione

Garantisce l'apertura del'DDI al mancare della tensione ausiliaria evitando disservizio a tutti gli utenti dovuto alla eventuale apertura dell'interruttore di linea del distributore.

Il PI deve essere dotato di un contatto NA che in presenza di tensione ausiliaria (ordinaria o di emergenza) risulta chiuso.

Allo scatto del PI in assenza di tensione (anche in presenza di UPS o batteria tampone) o per interruzione del circuito di comando il contatto si apre diseccitando la bobina di minima tensione e provocando l'apertura del DDI.

Sia il PI che la bobina devono essere alimentati dalla medesima tensione.



4 LA PROPOSTA SIEMENS

Siemens propone un unico dispositivo multifunzionale la 7SJ80 conforme alla CEI 0-16. In particolare, la macchina in base alle funzioni implementate può assolvere alle richieste come PG, PI o PG+PI (§).

Grazie alle prove funzionali e alle verifiche (indicate dalla Norma e realizzate da un ente preposto) al dispositivo 7SJ80 associato con trasformatori automaticamente idonei o con trasformatori non automaticamente idonei, si può affermare che, l'SPG e/o l'SPI è conforme ai requisiti richiesti dalla normativa.

Il sistema usato come SPG dispone di un PG con codice 7SJ8012-xxxx-xFAx mentre il codice di macchina 7SJ8032-xxxx-xFBx può essere usato come dispositivo PI e/o PG nei sistemi SPG e/o SPI.

Utilizzando la medesima macchina per realizzare la protezione generale e di interfaccia si ha una riduzione dei costi di impianto e dello spazio di ingombro.

Grazie alla modularità della protezione Siemens un eventuale modifica alle funzionalità della macchina successivamente all'ordinazione non comporta la sostituzione del dispositivo.

Inoltre, se la modifica non comporta un cambiamento dell'hardware può essere eseguita dal cliente grazie a un disco fornito per la riconfigurazione.



→ Protezione Generale

→ Protezione di Interfaccia

→ Data Logger

4.1 Funzioni di protezione aggiuntive

Oltre a tutte le funzioni necessarie per conformità alla norma il relè possiede ulteriori funzioni. Se ne descrive la funzionalità.

4.1.1 Inrush Restaint

Se l'apparecchio è installato su un montante trasformatore è necessario tenere conto di un'elevata corrente di inserzione (corrente di inrush) anche nel circuito omopolare se il centro stella è messo a terra.

Nella corrente di inrush potrebbe essere presente una componente fondamentale considerevole, a seconda della grandezza e del tipo di costruzione del trasformatore, la quale causerebbe un possibile scatto intempestivo.

§ La protezione generale e di interfaccia possono essere realizzate tramite un solo dispositivo.

La stabilizzazione blocca lo scatto di quelle soglie (51 51N e prima soglia della 50 50N 67 e 67N) per le quali essa è attiva finché viene individuata una corrente di inrush.

La corrente di inserzione è caratterizzata da un tenore relativamente elevato dalla seconda armonica, che nelle correnti di cortocircuito manca quasi del tutto. Per l'analisi della frequenza vengono impiegati filtri digitali che eseguono l'analisi di Fourier della corrente.

Appena la corrente di seconda armonica supera il valore tarato, che può andare da 10% al 45% di I_{2f}/I a gradini del 1% (di default al 15%) , le soglie interessate vengono bloccate dal comando cross blk timer per un tempo impostabile da 0 s a 180 s.

Il blocco inrush non è attivo sotto una corrente minima pari a $0,025 \cdot I_n$ e al di sopra di una corrente massima di settabile da 0,3 a 25 nella corrente nominale secondaria (default a $7,5 \cdot I_{n2}$).

La norma CEI 0-16 stabilisce che sono ammessi fino a tre trasformatori 2000 kVA a 20 kV o 1600 kVA a 15 kV collegabili alla medesima sbarra.

Si è però verificato la possibilità di scatti indesiderati anche con la contemporanea energizzazione di due trasformatori 2000 kVA o da 1600 kVA utilizzando i valori minimi delle soglie indicati precedentemente.

Si consiglia quindi l'uso di PG con la funzione INRUSH la quale si attiva al superamento di un livello di seconda armonica (sempre molto alta nella fase di magnetizzazione) che inibisce la funzione 50-51, prevenendo lo scatto intempestivo.

4.1.2 Data logger 74TC

La macchina possiede un Data logger integrato nel dispositivo 7SJ80 conforme alle richieste che permettono l'utilizzo della bobina di chiusura a lancio di corrente in sostituzione a quella di mancanza di tensione.

Essendo integrato alla protezione il Data logger permette una riduzione dei costi di cablaggio e una riduzione dello spazio di ingombro.

4.1.3 Mancata apertura interruttore 50BF

La protezione contro la mancata apertura dell'interruttore ha la funzione di assicurare un'apertura di riserva rapida in caso di mancata apertura dell'organo di manovra, in seguito ad un comando di scatto da parte di una protezione.

Quando viene impartito un comando di scatto all'interruttore questo viene segnalato contemporaneamente alla protezione 50BF la quale avvia il tempo T-BF.

Se l'apertura dell'interruttore, a seguito del comando di scatto, non viene eseguita correttamente, la corrente continuerà a fluire e quindi il tempo a scorrere.

Trascorso il tempo a cui viene settato il T-BF (da 0,06s a 60s) la protezione contro la mancata apertura dell'interruttore impartirà a sua volta il comando di scatto, grazie al quale gli interruttori circostanti determinano l'eliminazione della corrente di guasto.

Normalmente l'interruttore isola il guasto, a seguito del comando di scatto, quindi, il flusso di corrente. Il gradino per il controllo della corrente ha una ricaduta molto rapida (tipicamente 10ms) ed interrompe il tempo T-BF.

Se il comando di apertura o il flusso della corrente non persiste viene interrotto il tempo T-BF.

4.1.4 Carico squilibrato 46 (sequenza negativa)

La protezione di sequenza negativa permette di rilevare i carichi squilibrati nei sistemi elettrici. Questa protezione riveste particolare importanza nella protezione dei motori. I carichi asimmetrici possono provocare nelle macchine insorgere campi rotanti inversi che inducono correnti parassite sul rotore provocando surriscaldamento.

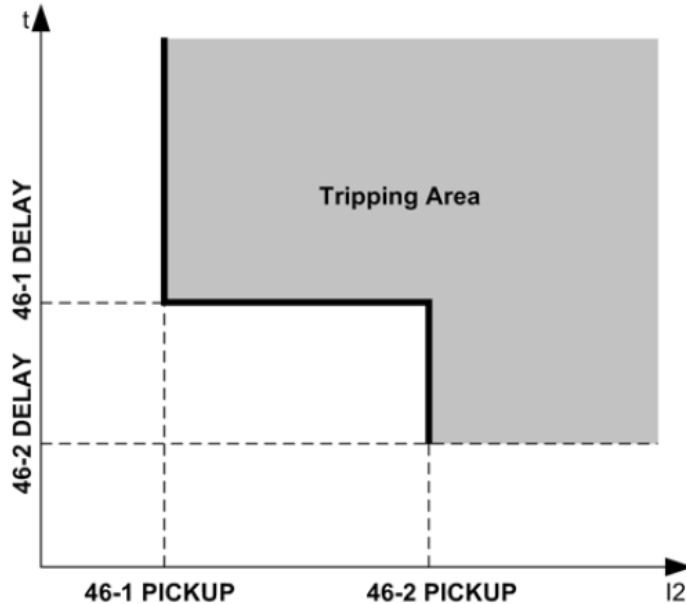
Inoltre, questa funzione di protezione consente di rilevare eventuali interruzioni, cortocircuiti oppure errori di collegamento dei circuiti amperometrici, nonché cortocircuiti unipolari e bipolari, con corrente di guasto inferiore alla corrente di carico massima.

Per evitare un'instabilità dell'avviamento, la protezione di carico squilibrato si attiva solo quando una corrente di fase è superiore a $0,1 I_n$ e tutte le correnti di fase sono inferiori a $10 I_n$.

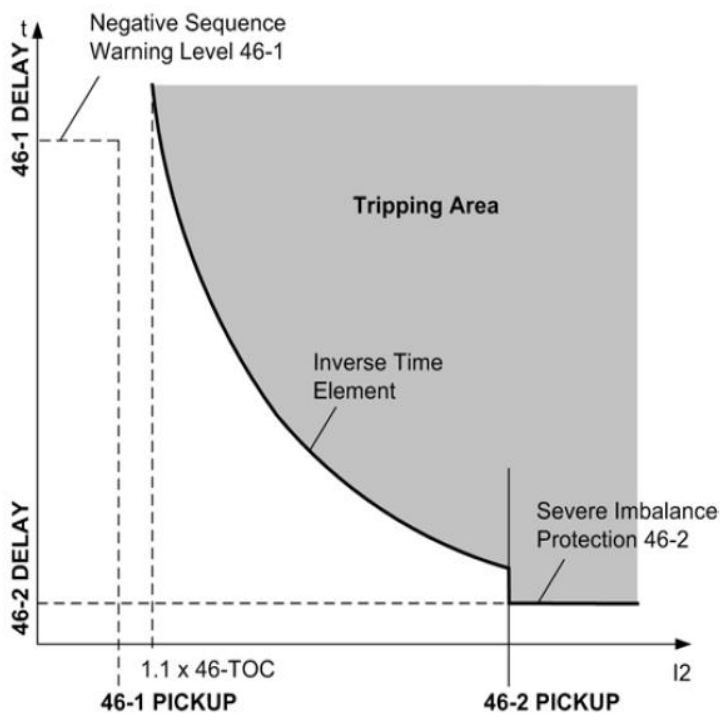
SIEMENS

La 46 è composta da due caratteristiche una a tempo indipendente e una a tempo dipendente.

La caratteristica indipendente è costituita da due gradini. Quando la corrente inversa I_2 raggiunge la prima soglia (impostabile) 46-1 PICKUP viene emessa una segnalazione e viene avviato un temporizzatore 46-1 DELAY, al raggiungimento di un secondo gradino 46-2 PICKUP viene emessa un'ulteriore segnalazione e viene avviata la temporizzazione 46-1 DELAY. Allo scadere delle temporizzazioni viene emesso un comando di scatto.



Mentre per la caratteristica a tempo dipendente la corrente inversa I_2 viene confrontata con il valore ipostato 46-TOC. Se la corrente inversa supera 1,1 volte il valore impostato, viene emessa una segnalazione, il tempo di scatto per questa corrente inversa viene calcolato in funzione della caratteristica selezionata e viene emesso un comando di scatto allo scadere di questo tempo.



La protezione può implementare una o entrambe le caratteristiche.

4.1.5 Autoritenuta 86 (lockout relè)

Grazie alla protezione lockout è possibile mantenere un comando di scatto fino a quando non viene resettato manualmente. In questo modo l'interruttore può essere bloccato contro una richiusura fino a quando non è stata chiarita la causa del guasto e il blocco non è stato resettato manualmente. Il reset viene effettuato azionando il tasto "Reset LED" oppure attivando l'ingresso binario parametrizzato a questo scopo. Il presupposto è, naturalmente, che la bobina di chiusura – come nella maggior parte dei casi – sia bloccata in caso di presenza di un comando di scatto permanente e che la corrente di bobina sia interrotta dal contatto ausiliario dell'interruttore.

4.1.6 Immagine termica 49

La protezione termica permette di evitare un sovraccarico termico al dispositivo da proteggere. Solitamente questa protezione viene applicata per monitorare i trasformatori e i generatori.

Il relè ricostruisce l'immagine termica del dispositivo calcolando la sovratemperatura con la seguente formula:

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau} \Theta = \frac{1}{\tau} I^2 + \frac{1}{\tau} \Theta_k$$

con:

Θ sovratemperatura attuale in relazione alla temperatura finale con una corrente di fase massima ammissibile $k \cdot I_n$

Θ_k temperatura del refrigerante come differenza rispetto alla temperatura di riferimento di 40 °C

τ costante di tempo termica del riscaldamento dell'oggetto da proteggere

I corrente di fase attuale effettiva in relazione alla corrente di fase massima ammissibile $I_{max} = k \cdot I_n$

La funzione rappresenta un modello termico dell'oggetto da proteggere (protezione di sovraccarico con funzione di memoria). La funzione è dotata di memoria termica e considera quindi eventuali precedenti riscaldamenti ed anche la dissipazione di calore nell'ambiente.

Il superamento di una prima soglia di temperatura impostabile provoca l'emissione di un allarme per permettere, ad es., all'operatore di effettuare una riduzione del carico. Una volta raggiunta la seconda soglia (temperatura limite), l'oggetto da proteggere viene distaccato dalla rete.

La protezione possiede oltre alla soglia di allarme di temperatura una soglia di corrente di allarme che si attiva al superamento della I_{max} .

È anche possibile regolare la protezione di sovraccarico in solo allarme (al raggiungimento della temperatura limite viene emesso solo un ulteriore allarme).

4.1.7 Controllo sequenza fasi 47

Il controllo di sequenza delle fasi è realizzato con l'ausilio di ingressi binari e di parametri.

Grazie a questa funzione, tutte le funzioni di protezione e di supervisione lavorano correttamente anche con una sequenza delle fasi sinistrorsa senza dover invertire le due fasi. Alcune funzioni del 7SJ80 operano correttamente solo se sono a conoscenza della sequenza delle fasi di tensione e corrente.

Il senso di rotazioni delle fasi viene regolato mediante un parametro nei dati d'impianto all'indirizzo 209 "Phase Seq". L'ingresso binario ">Reverse Rot." Fornisce il senso di rotazione inverso rispetto al parametro.

SIEMENS

L'inversione delle fasi agisce esclusivamente sul calcolo delle componenti diretta e inversa di grandezze concatenate mediante sottrazione di due grandezze fase-terra e viceversa.

Questa funzione influenza in pratica per la protezione di carico squilibrato, la protezione di minima tensione la protezione di massima corrente e per alcune funzioni di supervisione che emettono un messaggio, quando il senso di rotazione previsto e il senso di rotazione calcolato non corrispondono.

L'inversione delle fasi agisce esclusivamente sul calcolo delle componenti diretta e inversa di grandezze concatenate mediante sottrazione di due grandezze terra-fase e viceversa.

I messaggi, i dati di guasto e i valori di misura di esercizio, trattati selettivamente per fase, non vengono alterati.

4.1.8 Funzioni flessibili

Nella protezione 7SJ80 è possibile implementare funzioni di protezione flessibili (con parametri in corrente e/o tensione dove previsti).

La funzione di protezione flessibile ha validità generale ed è utilizzabile, a seconda della sua configurazione, per diversi principi di protezione. Si possono creare fino a un massimo di 20 funzioni di protezione flessibili. Ciascuna di esse impiegata come funzione di protezione autonoma, come gradino supplementare di una funzione di protezione già esistente oppure come logica universale (esempio protezione di ritorno di energia 32R, di massima e minima derivata di frequenza 81R, fattore di potenza 55, monitoraggio minima corrente 37, ecc.).

4.1.9 Localizzazione guasto 21 FL (opzionale)

La macchina ha a disposizione la funzione fault locator (21FL) la quale permette una volta intervenuta la protezione di massima corrente direzionale o direzionale di localizzare il punto di guasto.

Per determinare la distanza del guasto la funzione si basa sulla misura di coppie di valore di tensione e corrente al fine di calcolare la reattanza della linea guasta. In fase di parametrizzazione si devono inserire il valore della resistenza e la reattanza chilometrica della linea, ovviamente in caso di linee non omogenee l'indicazione della distanza di guasto rilevata non può essere precisa.

La localizzazione del guasto in tempi rapidi permette una riduzione del tempo di ripristino riducendo i costi dovuti al disservizio.

4.1.10 Autorichiusura 79 (opzionale)

Il dispositivo 7SJ80 può implementare la funzione di richiusura automatica (79) tripolare a una o più tentativi di richiusura. Se dopo la chiusura è ancora presente il corto circuito la protezione effettua un'apertura definitiva.

Grazie all'utilizzo della funzione 79 diminuisce il numero di guasti non autoestinguenti, riducendo il disservizio della rete o dell'utente.

4.2 Interfaccia di comunicazione

La porta di comunicazione per la configurazione della macchina è ubicata frontalmente.

Tramite questa porta USB si parametrizza la macchina attraverso il software DIGSI.

È disponibile su ordinazione due ulteriori porte di comunicazione:

Porta A ETHERNET allocata frontalmente per il collegamento di termo box o per realizzare una rete utilizzata per la configurazione tramite DIGSI remoto.

Porta B può essere una elettrica RS232, RS485 o fibra ottica monomodale 820 nm (dipendente dal protocollo), dove si possono implementare i protocolli PROFIBUS MODBUS, 103, DNP o 61850.

4.3 Misure

Il dispositivo visualizza e trasferisce su protocollo i valori istantanei misurati e calcolati. Inoltre, la macchina è in grado di eseguire la registrazione oscillografica del guasto, la quale può essere scaricata in formato PDF, oppure scaricata attraverso il pacchetto applicativo SIGRA può essere analizzata (pacchetto contenuto in DIGSI professional) Opzionalmente su richiesta la macchina può misurare visualizzare e trasferire tramite protocollo valori medi minimi e massimi di corrente tensione potenza ecc.

4.4 Logica programmabile CFC

Con l'ausilio dell'applicazione DIGSI 4 CFC, si possono configurare in forma grafica alcune operazioni logiche, quali le condizioni di interblocco oppure il controllo dei valori limite delle misure.

Nella parametrizzazione alcune funzioni CFC specifiche del dispositivo sono state realizzate direttamente in fabbrica.

Per creare le proprie connessioni, utilizzare i moduli generici forniti (AND, OR, NAND ecc..) e i moduli analogici creati per rispondere alle esigenze della tecnica di controllo (ad esempio UPPER-SETPOINT, LOWER-SETPOINT, ecc..).

I moduli devono essere collegati ai programmi CFC che possono ad esempio, eseguire controlli specifici dell'impianto, generare messaggi quando i valori di misura si avvicinano ad una zona critica, creare messaggi collettivi destinati a unità di controllo di livello superiore.