

Il seguente documento risponde a quanto prescritto dall'Allegato A alla delibera dell'ARERA 646/2015/R/EEL comma 43.1 lettera a, b, e c.

Esso descrive macroscopicamente il funzionamento dei dispositivi di protezione e richiusura automatica installati sulle reti MT e AT di distribuzione dell'energia elettrica gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. e i criteri di selettività tra tali dispositivi e quelli di utenza.

Il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza è finalizzato a:

- ridurre le perturbazioni all'esercizio, permettendo di selezionare nel più breve tempo possibile il componente guasto (rapidità);
- circoscrivere, per quanto possibile, la zona da mettere fuori servizio (selettività).

La mancata o tardiva eliminazione di un guasto, o la messa fuori servizio di un'area estesa della rete (o dell'impianto di Utente), possono dar luogo a ingenti disservizi.

Il tempo di eliminazione del guasto (rapidità) e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare (selettività) sono perciò considerate prerogative fondamentali di un sistema di protezione. Tali requisiti sono strettamente connessi fra loro e vanno considerati in funzione del complessivo scopo del sistema di protezione.

Nel seguito si analizzano i problemi di coordinamento selettivo tra le protezioni di rete e quelle di Utente (e, per quanto possibile, tra diverse protezioni di Utente) per guasti interni alla rete dell'Utente stesso. Questi aspetti coinvolgono la generalità degli Utenti data l'introduzione dell'obbligatorietà di un Dispositivo Generale). In generale, il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza viene conseguito con opportune regolazioni in tempo e corrente (selettività mista, cronometrica e amperometrica).

Per i guasti che si verificano su porzioni di rete di utenza a tensioni inferiori rispetto alla tensione di consegna, è generalmente necessario assicurare che il guasto stesso non determini interventi di protezioni di rete alla tensione di consegna (selettività amperometrica). Più problematico risulta il coordinamento selettivo per guasti che si verificano su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione della consegna, di seguito discussi.

## Rete Alta Tensione (AT)

Le reti AT di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. sono esercite a una tensione di 132 kV con **neutro francamente** a terra e schemi di tipo **magliato o radiale**. L'eliminazione selettiva dei guasti (sia polifasi, sia monofasi) nelle reti magliate è conseguita generalmente con l'adozione di protezioni di tipo distanziometrico. Nelle linee radiali si adottano generalmente protezioni di massima corrente a più soglie.

### Protezioni e automatismi di rete

Le protezioni sono tarate in conformità alle indicazioni fornite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

La rete AT è dotata di protezioni distanziometriche a gradini di tempo crescenti (da 0 a 1 secondo di ritardo intenzionale) all'aumentare della distanza del guasto (zone di misura con caratteristiche di tempo/distanza) e di dispositivi di richiusura automatica rapida di tipo uni-tripolare normalmente tarati a 0,5 - 0,3 s.

I tempi di attesa sono legati ai tempi minimi di estinzione dell'arco. I valori di taratura sono quelli che l'esperienza di esercizio della rete ha dimostrato statisticamente efficaci per l'eliminazione dei guasti transitori (non permanenti).

### **Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza**

Gli utenti sottesi alle reti di distribuzione INRETE Distribuzione Energia S.p.A. sono alimentati con schema di tipo radiale, per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza, per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente (Dispositivo Generale) e lo scatto ritardato delle protezioni di rete.

### **Reti Media Tensione (MT)**

Le reti MT del INRETE Distribuzione Energia S.p.A. sono esercite con schemi di tipo radiale, per le quali è generalmente possibile la controalimentazione. Per quanto riguarda lo stato del neutro, tali reti sono esercite prevalentemente con neutro isolato.

E' attualmente previsto il passaggio all'esercizio delle reti con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza (neutro compensato, bobina di Petersen): in alcune realtà territoriali tale passaggio è già avvenuto.

L'esercizio con neutro compensato risulta vantaggioso in termini di contenimento delle correnti di guasto a terra (più agevole dimensionamento degli impianti di terra), di auto-estinzione dei guasti monofasi, di individuazione del guasto monofase con minimo disservizio per l'utenza e di minori sollecitazioni degli isolamenti.

### **Protezioni e automatismi di rete**

L'eliminazione selettiva dei guasti avviene con criteri diversi per i guasti polifasi e per i guasti monofasi a terra. In quest'ultimo caso (guasti monofasi a terra) le logiche di protezione/automazione di rete sono radicalmente differenti a seconda dello stato del neutro.

A neutro isolato il guasto monofase viene eliminato dall'interruttore ad inizio linea ed il ramo guasto viene poi individuato e sezionato tramite le manovre manuali o da telecomando degli IMS/ICS posizionati lungo la linea.

A neutro compensato, il guasto monofase potrà essere eliminato con la suddetta modalità oppure tramite la sola apertura degli IMS/ICS posizionati lungo la linea. Per quanto riguarda invece i guasti polifasi, la loro rapida eliminazione sarà conseguita con l'adozione di protezioni di massima corrente sugli interruttori ad inizio linea (sbarre di CP). Tali protezioni di massima corrente sono dotate di più soglie di intervento, tipicamente a tempo indipendente: qualora (caso più critico ai fini della selettività tra protezioni di rete e di impianto Utente) si attivi la soglia istantanea, i tempi di eliminazione dei guasti polifasi sono tipicamente non superiori a 150 ms - 200 ms.

La rete MT è inoltre generalmente dotata di dispositivi di richiusura tripolare automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida sono di 0,3 o 0,4 s, mentre per la richiusura lenta i tempi di attesa variano da 30 s a 180 s.

### **Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza**

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, esso risulta differente a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

Nel primo caso (guasti monofasi a terra), il coordinamento selettivo è conseguibile mediante differenziazione dei tempi di intervento. Per reti esercite con neutro compensato, essendo meno stringenti le necessità di una

rapida estinzione del guasto stesso, il coordinamento risulterà agevole, consentendo all'Utente anche un gradino di selettività cronometrica sui propri impianti.

Per quanto riguarda i guasti polifasi (e anche per i doppi guasti monofasi a terra), data l'entità delle correnti in gioco e del buco di tensione causato agli Utenti dalla stessa linea e dalle altre linee sottese alla stessa sbarra MT di CP, l'eliminazione del guasto da parte delle protezioni di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. avviene senza ritardo intenzionale. Di conseguenza, le possibilità di coordinamento selettivo tra protezioni di rete e protezione generale dell'Utente sono molto ridotte (nulle nel caso di guasti franchi). Qualora il DG sia costituito da un interruttore, esso deve essere ad apertura istantanea: in caso di guasto si ha tipicamente l'apertura contemporanea della protezione in CP e del medesimo DG, con la successiva richiusura rapida dell'interruttore di linea e la ripresa del servizio per gli altri Utenti.

La possibilità di coordinamento selettivo che consente di evitare l'intervento della protezione di linea per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna può essere conseguita impiegando per la protezione delle apparecchiature a valle del DG (trasformatori) fusibili limitatori di corrente. I guasti estinti per mezzo di tali dispositivi limitatori non provocano, con buona probabilità, l'intervento dell'interruttore di linea; inoltre, i guasti così risolti hanno minori conseguenze sulla qualità del servizio (buchi più brevi e meno profondi).

### **Coordinamento selettivo tra le protezioni di utenza alla stessa tensione della consegna**

Anche per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, si hanno situazioni differenti a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase). In caso di guasti monofasi a terra, la possibilità di coordinamento selettivo (tra DG e dispositivi a valle posti a protezione dei singoli montanti) è subordinata al massimo ritardo impostabile sul medesimo DG (ritardo generalmente tale da garantire un tempo complessivo di interruzione del guasto a 450 ms per reti a neutro compensato e 170 ms per reti a neutro isolato). La disponibilità di un gradino di ritardo intenzionale sul DG consente di conseguire un livello di selettività cronometrica; consente inoltre più livelli di selettività qualora si impieghino tecniche di coordinamento basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. Per quanto riguarda i guasti polifasi, il medesimo coordinamento selettivo tra DG e dispositivi di protezione dei singoli montanti è conseguibile impiegando tecniche di selettività basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. In tale caso, si possono avere due diverse situazioni, di seguito descritte:

1. In generale, l'apertura dell'interruttore di linea avviene senza ritardo intenzionale, e la successiva richiusura rapida consente di rialimentare la porzione di impianto di Utenza non affetta da guasto. Infatti, nel caso di guasti a valle dei dispositivi di protezione dei singoli montanti, il coordinamento logico tra tali dispositivi e il DG causa il blocco del medesimo DG.
2. Qualora invece l'Utente sia connesso tramite una linea per la quale sia possibile ritardare l'intervento della protezione in Cabina Primaria (previe verifiche circa l'energia specifica passante conseguente al ritardo adottato), è possibile evitare l'intervento della medesima protezione di linea (situazione analoga a quella relativa ai guasti monofasi a terra su reti a neutro compensato). Si sottolinea come questa modalità di coordinamento selettivo, imponendo un ritardo intenzionale sull'apertura della protezione di linea, causi un maggiore degrado dei componenti in occasione di ogni guasto, nonché maggiori disturbi alla rimanente utenza sottesa alla stessa sbarra MT di CP (buchi di tensione più lunghi). Pertanto, una simile modalità di coordinamento viene riservata a Utenti con esigenze di continuità documentabili e non risolvibili in maniera più efficiente con altri provvedimenti presso l'impianto di utenza. Infine, si deve tenere presente che tale soluzione permette di evitare le interruzioni transitorie dovute alla richiusura rapida ma non evita i buchi di tensione, la cui durata risulta in alcuni casi aumentata.

### **Tempi e modalità di modifica dello stato di esercizio del neutro**

Come illustrato precedentemente le reti elettriche di distribuzione, gestite da INRETE Distribuzione Energia

S.p.A., sono prevalentemente esercite con neutro isolato.

Il passaggio all'esercizio a neutro compensato è già avvenuto per la maggior parte del territorio del comune di S. Cesario; nei territori del comune di Modena (zona Sud, Est, Ovest) e frazione Montale del comune di Castelnuovo Rangone, nei comuni di Fanano, Fiumalbo, Lama Mocogno, Montecreto, Pavullo nel Frignano, Sestola, Vignola, Pievepelago, Riolunato, Guiglia, Marano sul Panaro, Montese, Polinago, Savignano sul Panaro, Zocca e parte del territorio del comune di Spilamberto.

A tendere è prevista l'estensione del regime di neutro compensato a tutto il territorio servito da INRETE Distribuzione Energia S.p.A..

In occasione del cambio dello stato di esercizio del neutro della rete MT da isolato a compensato INRETE Distribuzione Energia S.p.A. informa ogni utenza MT allacciata alla rete oggetto del cambio di stato di esercizio con un anticipo di almeno sei mesi e non superiore a dodici mesi, indicando anche le nuove specifiche di taratura delle protezioni.

Inoltre INRETE Distribuzione Energia S.p.A., come previsto dalla norma CEI 0-16, provvede a comunicare all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R.

### **Analisi di dettaglio della taratura delle protezioni dalle sovracorrenti e contro i guasti a terra in reti MT a neutro isolato e neutro compensato.**

Le protezioni delle linee di alimentazione degli utenti sono distinguibili in:

1. Protezioni dalle sovracorrenti;
2. Protezioni contro i guasti a terra.

#### **Protezioni dalle sovracorrenti**

Dal 1 Aprile 2009, secondo la norma CEI 0-16 (punto 8.5.12.2) l'SPG deve essere costituito da opportuni TA e TV che forniscono grandezze ridotte a un relè di protezione generale (PG) che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito.

- $I >$  (sovraccarico)
- $I >>$  (soglia 51, con ritardo intenzionale)
- $I >>>$  (soglia 50, istantanea);

I valori di regolazione impostati dall'Utente circa la protezione di massima corrente di fase non possono superare quelli di seguito riportati:

**prima soglia ( $I >$ , attivazione opzionale):** valore e tempo di estinzione da concordare con INRETE

- Distribuzione Energia S.p.A.; **seconda soglia ( $I >>$ ):** valore 250 A, tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- **terza soglia ( $I >>>$ ):** valore 600 A, tempo di estinzione della sovracorrente: 120 ms.

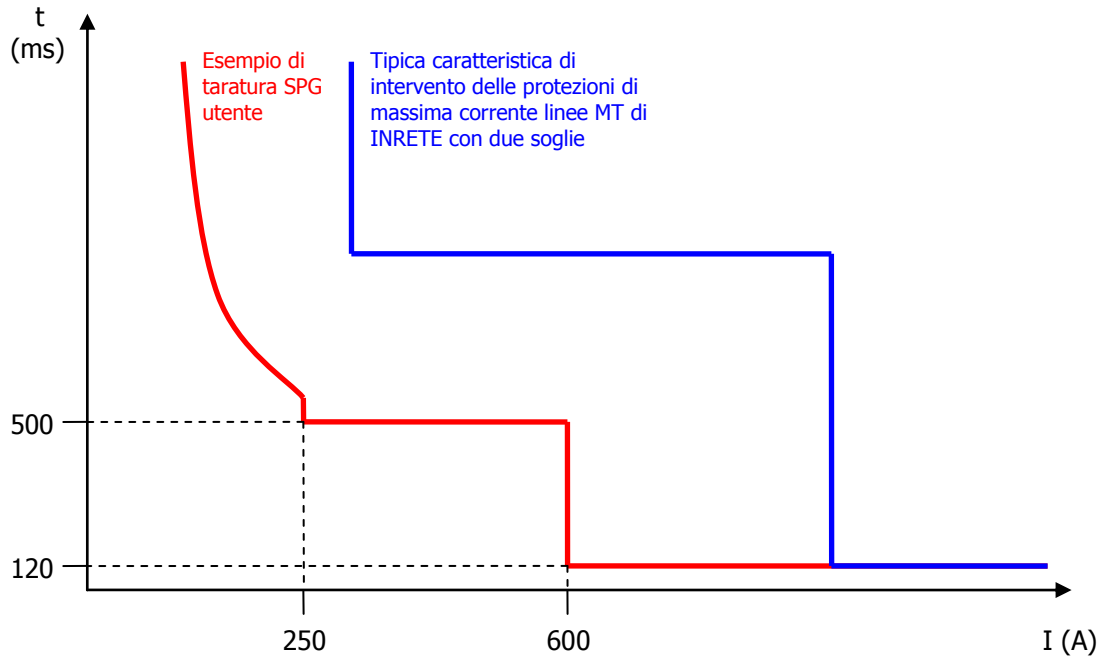
Per tempo di estinzione della sovracorrente si intende la somma del tempo di intervento della protezione, del tempo di apertura dell'interruttore fino alla completa estinzione della corrente.

La prima soglia è caratterizzata dalla curva standard a tempo inverso (VI) secondo la norma CEI EN 60255-3 in modo tale da intervenire in caso di sovraccarichi.

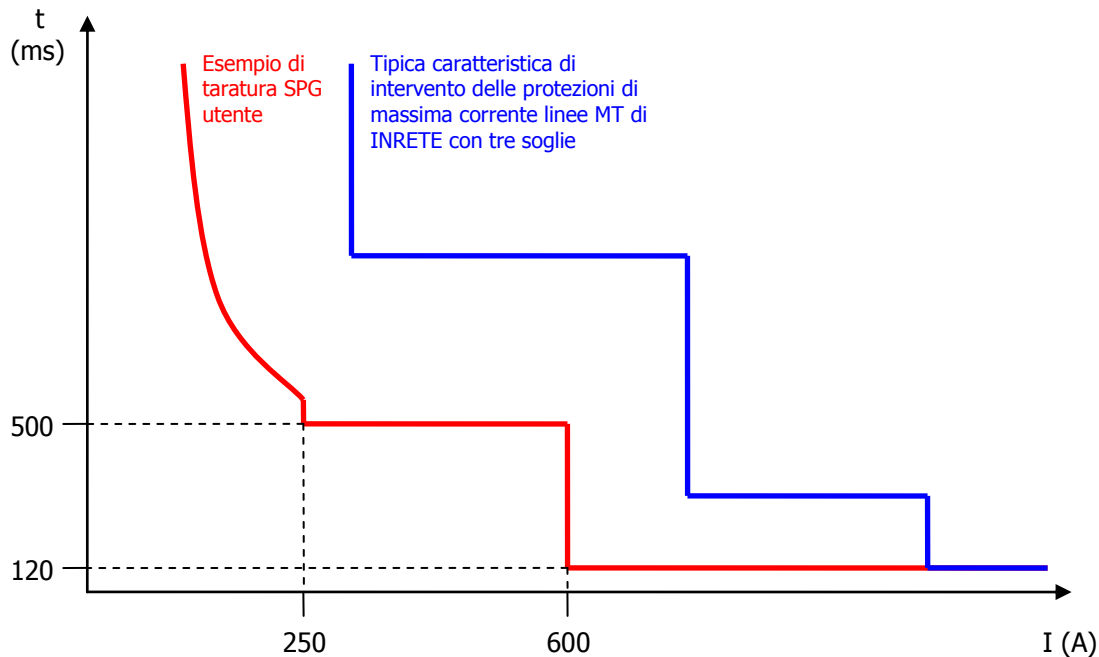
La seconda soglia serve per fare selettività in caso di guasti caratterizzati da una corrente non troppo elevata per cui la CEI 0-16 prevede che l'utente possa impostare un ritardo intenzionale massimo pari a 430 ms, considerando l'ipotesi in cui il tempo di apertura dell'interruttore e dell'estinzione della corrente sia pari a 70 ms.

La terza soglia viene utilizzata per interrompere il circuito quando la corrente di corto raggiunge valori molto elevati ( $> 600$  A) e perciò viene settata con tempo di ritardo intenzionale nullo.

Nella figura sottostante è possibile notare un caso tipico di coordinamento tra le protezioni di massima corrente dell'utente e quelle impostate nelle linee in media tensione esercite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. qualora le stesse siano settate con due soglie.



In altri casi le tarature delle protezioni presenti nelle cabine primarie INRETE Distribuzione Energia S.p.A. sono equipaggiate con tre soglie, dando luogo alla caratteristica tempo-corrente tracciata con la linea blu nella figura sottostante.

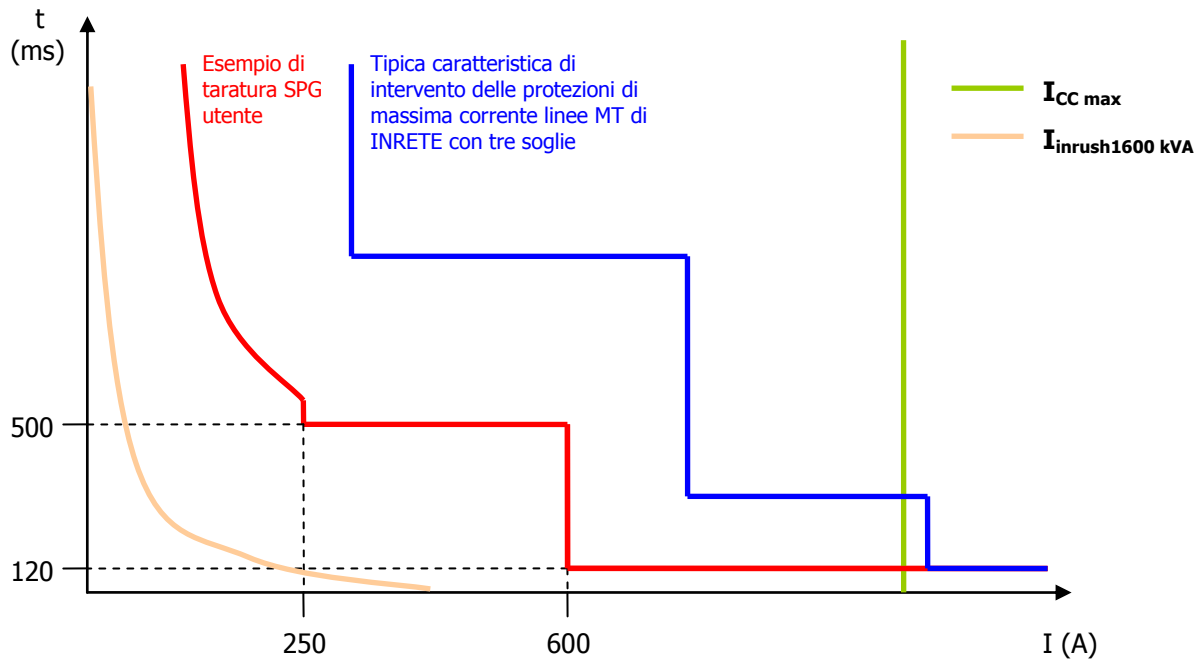


La norma CEI 0-16 indica, con i paragrafi 8.5.13 e 8.5.14, i limiti della potenza di cortocircuito della sezione di trasformazione MT/BT e i limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati.

Il primo limite viene imposto al fine di evitare l'intervento della protezione di massima corrente installata sulla linea MT in caso di guasto sulla sezione di trasformazione afferente a un singolo sistema di sbarre BT. La

potenza massima del singolo trasformatore e/o dei trasformatori posti in parallelo sulla stessa sbarra BT che l'utente può installare sul proprio impianto viene imposta da INRETE Distribuzione Energia S.p.A., in conformità con la CEI 0-16, a 1600 kVA (vedi segmento verde nella figura sottostante).

Vi sono poi dei limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati in modo da ridurre la corrente di inserzione. L'utente non può energizzare contemporaneamente trasformatori con una potenza complessiva superiore a tre volte i limiti indicati nel paragrafo 8.5.13 della CEI 0-16 per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre BT separate. In questo caso la norma di riferimento per la determinazione dell'andamento temporale della corrente di inserzione dei trasformatori è la CEI 11-35.



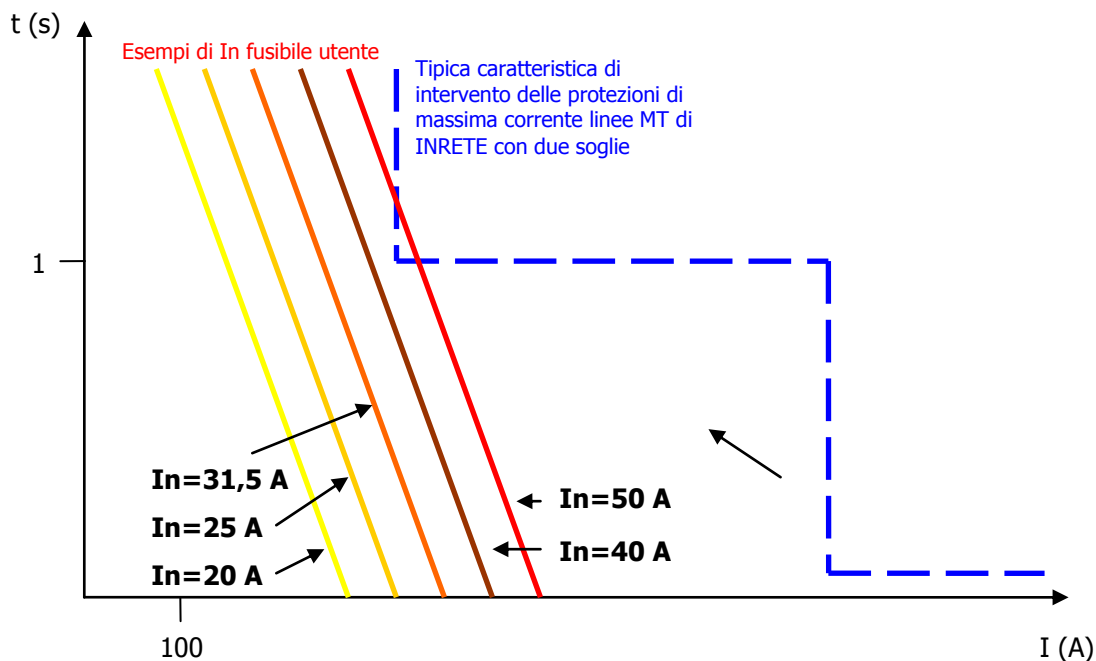
Come indicato dal comma 39.2 della delibera ARERA 646/2015/R/EEL gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW la cui richiesta di connessione sia stata presentata ad INRETE Distribuzione Energia S.p.A. prima del 16/11/2006 hanno facoltà derogare i requisiti imposti dal comma 39.1 qualora siano rispettate tutte le seguenti condizioni:

- risultano dotati di Interruttore Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- risultano dotati di Interruttore a Volume d'Olio Ridotto (IVOR) con dispositivo di protezione almeno per la corrente di corto circuito e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- risultano dotati di interruttore equivalente con dispositivo di protezione almeno per la corrente di corto circuito e di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- la connessione MT tra l'IMS e il trasformatore MT/BT o tra l'IVOR e il trasformatore MT/BT o tra l'interruttore equivalente e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m;
- effettuano la manutenzione ai sensi della norma CEI 0-15 refermando su apposito registro costituito dalle schede F, S, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di IMS con fusibili o costituito dalle schede F, IVOR, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di IVOR con dispositivo di protezione per la sola corrente di cortocircuito o costituito dalle schede F, ISV o ISF6, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di interruttore equivalente con dispositivo di protezione almeno per la corrente di cortocircuito, secondo le periodicità previste dalla stessa norma CEI 0-15.

In questa circostanza la taglia massima dei fusibili stessi non deve eccedere i 40 A. I valori di taratura delle protezioni così impostate permettono di raggiungere in caso di guasto sull'impianto utente la selettività rispetto alle protezioni a monte sulle linee MT di INRETE Distribuzione Energia S.p.A.. In alternativa a

quanto disposto al paragrafo precedente, gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW hanno facoltà di derogare ai requisiti di cui al comma 39.1 se sono rispettate le seguenti condizioni:

- risultano dotati di Interruttore di Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R) conforme alla norma CEI 17-126;
- risultano dotati di un unico trasformatore MT/BT con potenza non superiore a 400 kVA;
- la connessione MT tra l'IMS-FGT-R e il trasformatore MT/BT è realizzata in cavo ed ha una lunghezza complessiva non superiore a 20 m.



### Protezioni contro i guasti a terra

La norma CEI 0-16 indica che per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra essa può essere ottenuta tramite l'utilizzo di una protezione di massima corrente omopolare oppure per mezzo di una protezione direzionale di terra.

Il discriminante è rappresentato dal contributo della corrente di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente che, qualora superi gli 1,6 A (80% del valore di taratura della corrente omopolare qualora questa sia l'unica protezione richiesta contro i guasti a terra), implica l'adozione di una protezione direzionale di terra a due soglie e di massima corrente omopolare a una soglia.

Questo poiché una semplice protezione di massima corrente omopolare non è in grado di discriminare i guasti sulle linee INRETE Distribuzione Energia S.p.A. provocando di conseguenza scatti intempestivi. Non è sufficiente quindi misurare solo la  $I_0$ , ma misurare anche la  $V_0$  e l'angolo formato dai due vettori. I valori di taratura di queste soglie dipendono principalmente dallo stato del neutro.

Lo stato del neutro indica la modalità con cui il centro stella del sistema trifase viene riferito a terra, esso individua il percorso attraverso il quale si chiude il circuito delle correnti di guasto a terra, quindi la corrente di guasto a terra del sistema.

Nelle reti INRETE Distribuzione Energia S.p.A. posso verificarsi due tipologie di stato del neutro:

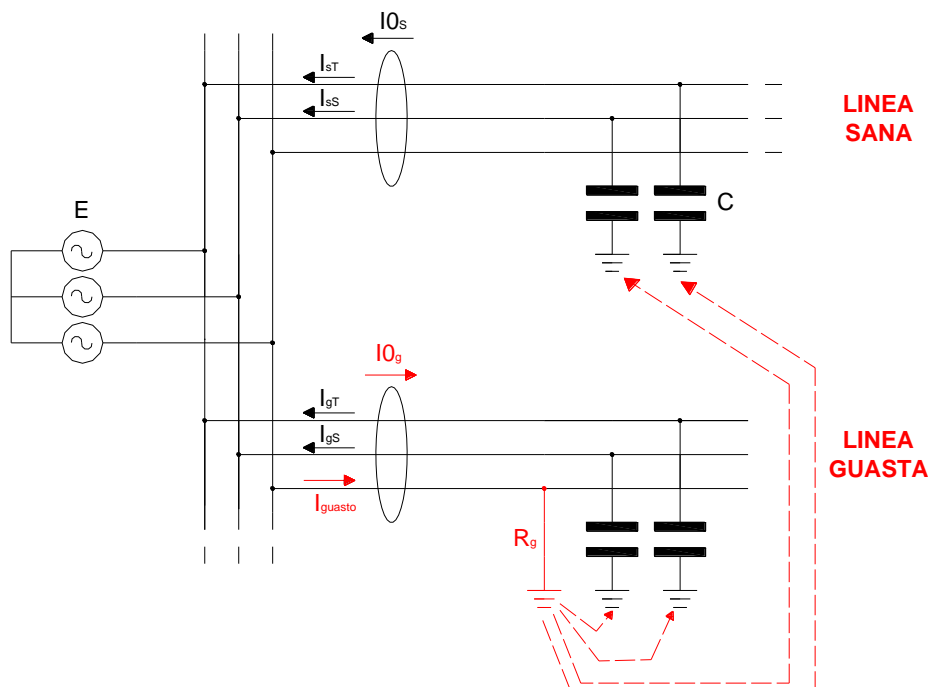
- Neutro isolato;
- Neutro compensato tramite Bobina di Petersen:

### 1. Neutro isolato

Qualora la corrente di guasto a terra nelle reti MT esercite a neutro isolato non sia troppo elevata la protezione dai contatti indiretti può essere garantita senza troppe difficoltà non creando impianti di terra eccessivamente complessi.

La corrente di guasto dipende dal contributo capacitivo delle linee elettriche in cavo che è molto maggiore delle linee aeree, e naturalmente varia in funzione della lunghezza dell'impianto. Nelle zone cittadine, con forte concentrazione di linee in cavo, le correnti di guasto a terra possono raggiungere valori elevati (250 A circa).

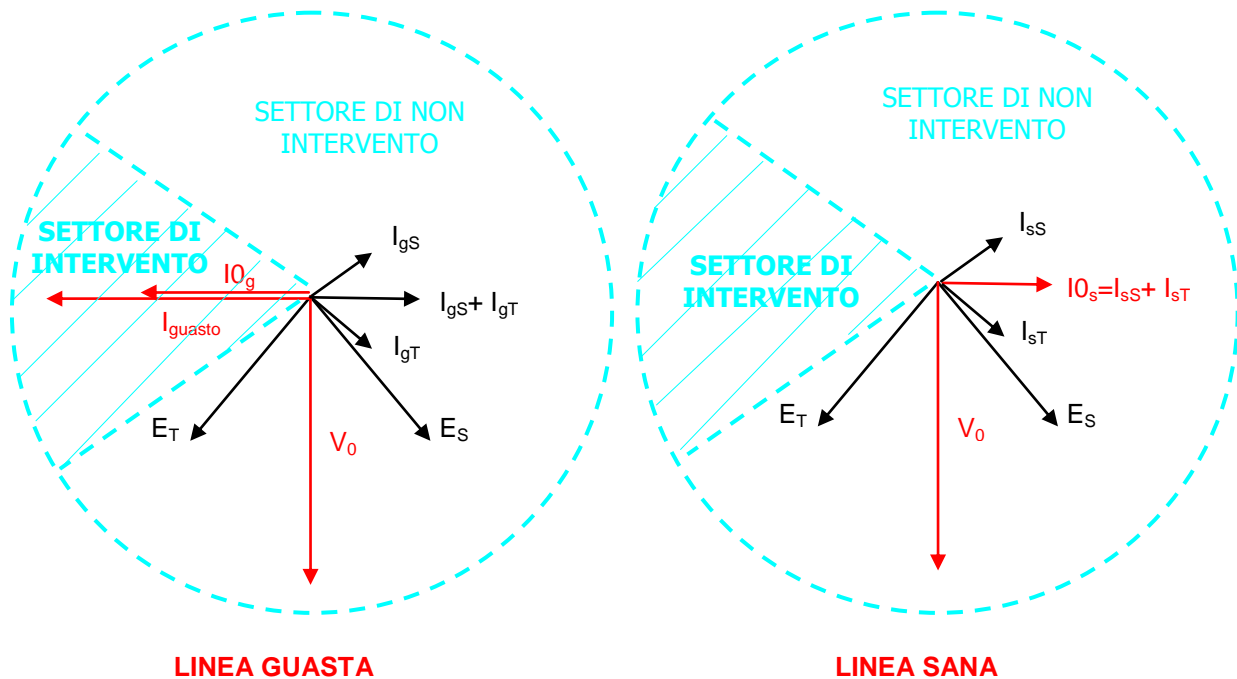
In caso di guasto in impianti eserciti con neutro isolato la situazione impiantistica che si viene a creare è la seguente:



Le due spire all'inizio delle linee rappresentano i relè direzionali che discriminano la linea sede del guasto (g) dalla linea sana (s). Ipotizzando un guasto monofase a terra franco ( $R_g=0$ ) sulla fase R, la corrente di guasto monofase a terra  $I_{guasto}$  è la risultante delle correnti omopolari che circolano sulla fase interessata dal guasto. La corrente omopolare sulla linea guasta è  $90^\circ$  in ritardo rispetto alla tensione omopolare  $V_0$ , mentre la corrente omopolare sulla linea sana è  $90^\circ$  in anticipo rispetto alla tensione omopolare.

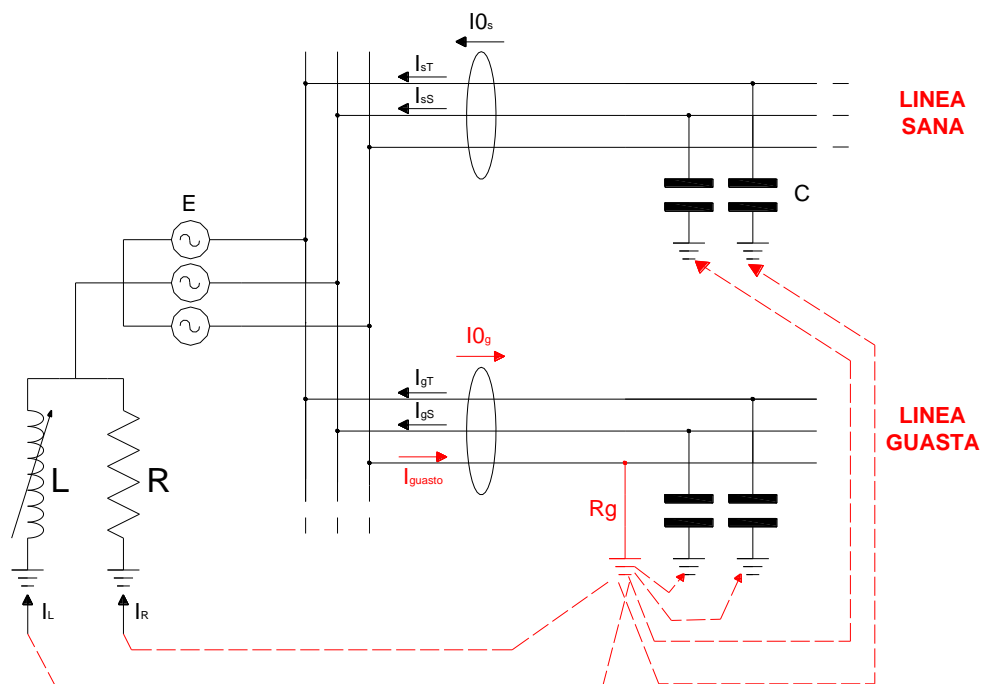
In questo caso il relè direzionale di terra, misurando l'angolo di sfasamento tra tensione omopolare  $V_0$  e corrente omopolare  $I_0$  e discriminando gli angoli maggiori di  $60^\circ$  e minori di  $120^\circ$ , permette di aprire la linea sede del guasto e continuare ad alimentare la linea sana.



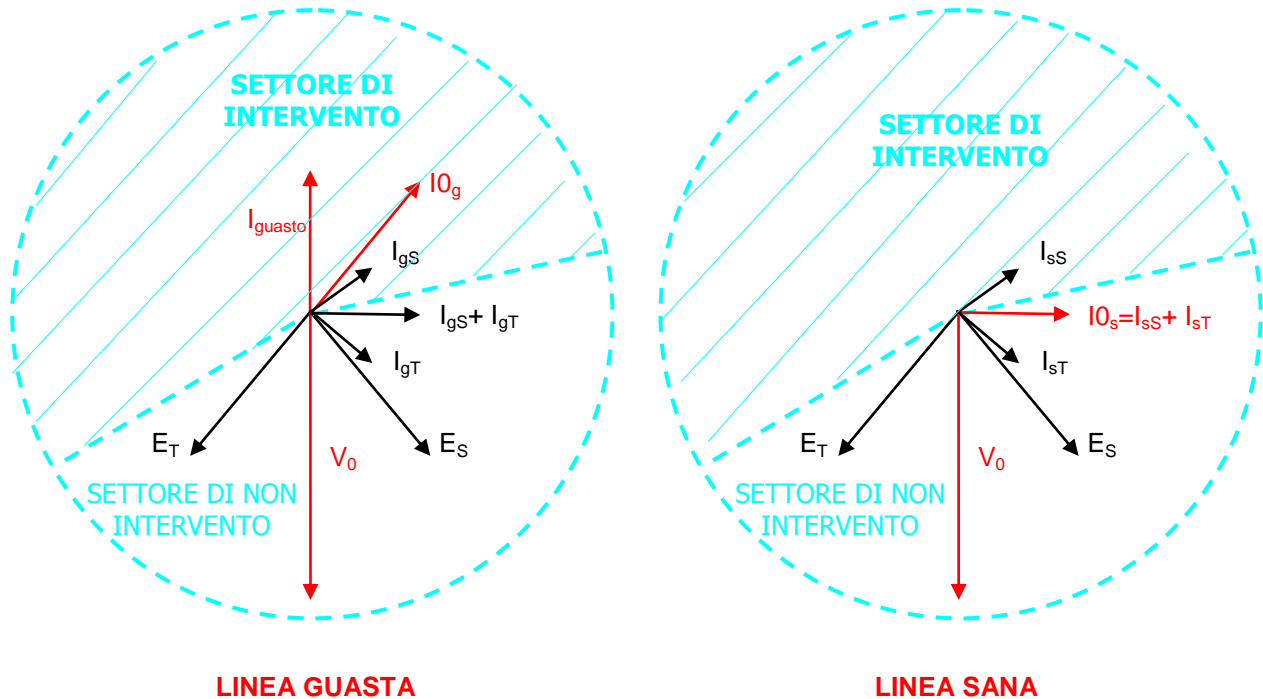


## 2. Neutro compensato tramite Bobina di Petersen

In alcune zone il passaggio da neutro isolato a neutro compensato è previsto nel breve periodo, mentre altre zone servite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. sono già esercite con neutro compensato. In questo caso il centro stella dei trasformatori AT/MT viene collegato a terra tramite la bobina di Petersen, che può essere schematizzata come un'induttanza in parallelo ad una resistenza.



Qualora il valore dell'induttanza di messa a terra  $L$  vada a compensare perfettamente il valore della capacità  $C$  delle linee la corrente di guasto monofase a terra risulta pari alla corrente che si richiude sulla resistenza  $R$  di messa a terra. Anche in questo caso sulle linee prive di guasto la corrente omopolare  $I_0$  è sfasata  $90^\circ$  in anticipo rispetto alla tensione omopolare  $V_0$ , mentre nella linea guasta, ipotizzando quanto sopra, circola una corrente sfasata di più di  $180^\circ$  rispetto alla tensione omopolare, come è visibile nella figura sottostante.



Il relè direzionale di terra riesce, misurando lo sfasamento tra corrente e tensione omopolare che deve essere maggiore di  $60^\circ$  e minore di  $250^\circ$ , a discriminare la linea sede del guasto rispetto a quella sana. Per la protezione contro il guasto doppio monofase a terra, ossia in presenza di due guasti monofase a terra che interessano due fasi diverse di due linee MT, è prevista da CEI 0-16 la presenza di un relè di massima corrente omopolare a protezione dell'impianto utente.

Il coordinamento delle protezioni direzionali di guasto a terra di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. e dell'utente viene basato sulla selettività di tipo cronometrico.

Le considerazioni precedenti circa la selettività tra le protezioni di utente e di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. in caso di guasto monofase a terra non sono applicabili qualora il cliente sia protetto tramite un Interruttore di Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili o con un Interruttore a Volume d'Olio Ridotto (IVOR) dotato di sola protezione contro il corto circuito. In questi casi non viene garantito il coordinamento tra le protezioni del cliente ed INRETE Distribuzione Energia S.p.A..

Il funzionamento in regime di neutro compensato non esclude la possibilità di funzionamento, seppur per brevi periodi, in regime di neutro isolato e viceversa.

### Esempi generici di taratura delle protezioni SPG di utenti MT connessi alle reti INRETE Distribuzione Energia S.p.A.

#### Caso 1: rete esercita con neutro isolato e contributo della rete MT di utenza per guasto monofase a terra $\leq 1,6$ A

Ipotesi iniziali:

Tensione di alimentazione  $V_n = 15$  kV;

Potenza disponibile  $P_n = 400$  kW;  
 Lunghezza delle linee in cavo dell'utente  $L_2 = 200$  m.

La corrente nominale sarà:

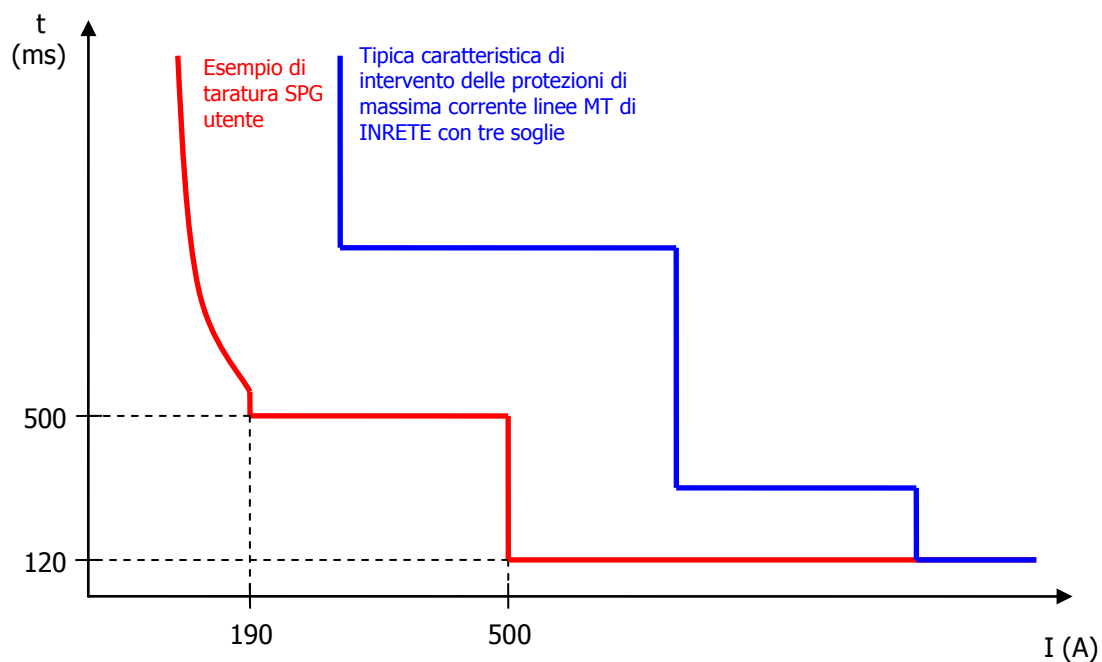
$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot 0,9} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 0,9} = 17,1 \text{ A}$$

La prima soglia ( $I >$ ), la cui taratura, qualora venga comunicata da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. all'utente sarà maggiore della corrente nominale.

La seconda soglia ( $I >>$ ) potrà essere tarata a 190 A con tempo di eliminazione del guasto pari a 0,5 s.

La terza soglia ( $I >>>$ ) viene scelta per garantire la selettività in caso di corto circuito sulle sbarre BT del cliente e viene ipotizzata pari a 500 A con tempo di eliminazione del guasto uguale a 0,12 s.

E' possibile quindi tracciare il grafico della caratteristica corrente - tempo dell'impianto dell'utente MT in esempio, relazionato con gli stessi valori tarati sulle protezioni della rete MT di INRETE Distribuzione Energia S.p.A..



Il calcolo del contributo alla corrente di guasto monofase a terra della rete MT può essere effettuato dall'Utente tramite la formula empirica indicata dalla norma CEI 0-16:

$$I_F = U \cdot (0,003 \cdot L_1 + 0,2 \cdot L_2)$$

Dove:

$U$ : tensione nominale tra le fasi in kV;

$L_1$ : somma delle lunghezze in km delle linee aeree;

$L_2$ : somma delle lunghezze in km delle linee in cavo, ordinatamente collegate metallicamente tra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

In questo esempio quindi:

$$I_F = 15 \cdot (0,2 \cdot 0,2) = 0,6A$$

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra l'Utente, come viene indicato dalla CEI 0-16, può scegliere se utilizzare un relè omopolare di corrente a doppia soglia oppure la protezione direzionale di terra abbinata alla massima corrente omopolare.

Nel primo caso la soglia dovrà essere fissata al valore di  $I_0 \leq 2 A$  (valore primario) con tempo di eliminazione del guasto inferiore o uguale a 0,17 s.

### Caso 2: rete esercita con neutro compensato e contributo della rete MT di utenza per guasto monofase a terra > 1,6 A

Ipotesi iniziali:

Tensione di alimentazione  $V_n = 15 \text{ kV}$ ;

Potenza disponibile  $P_n = 1400 \text{ kW}$ ;

Lunghezza delle linee in cavo dell'utente  $L_2 = 700 \text{ m}$ .

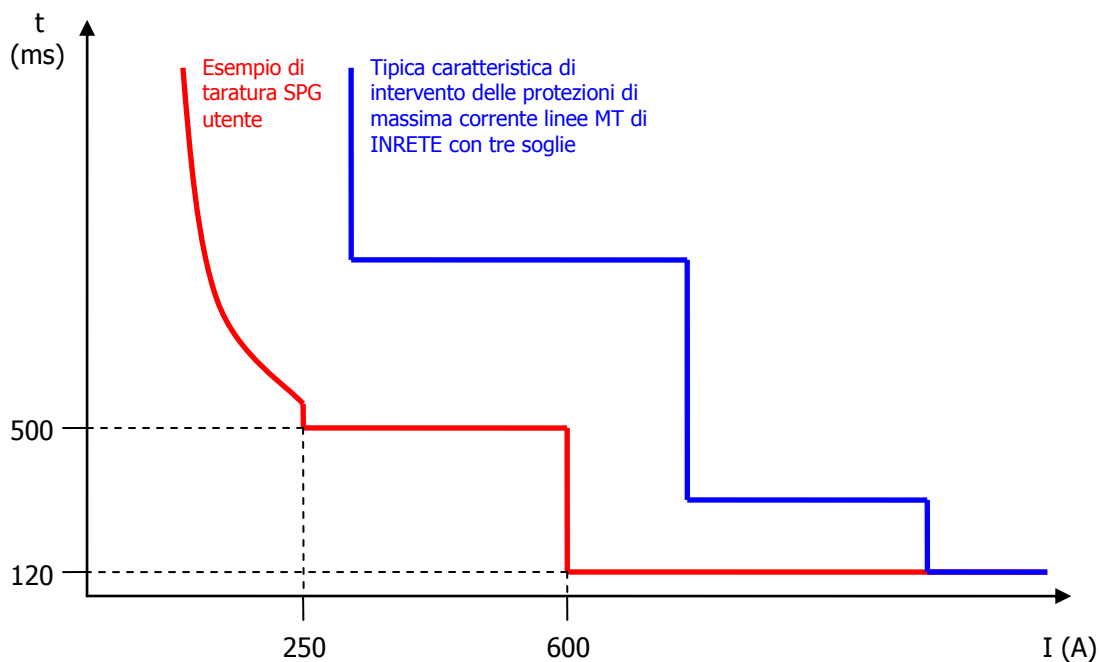
La corrente nominale sarà:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot 0,9} = \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 0,9} = 59,9A$$

La prima soglia ( $I >$ ), la cui taratura, qualora venga comunicata da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. all'utente, sarà maggiore della corrente nominale.

La seconda soglia ( $I >>$ ) si ipotizza legata al valore massimo comunicato da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. all'utente di 250 A con tempo di eliminazione del guasto pari a 0,5 s.

La terza soglia ( $I >>>$ ) viene ipotizzata in base al valore massimo comunicato da INRETE Distribuzione



Energia S.p.A. all'utente pari a 600 A con tempo di eliminazione del guasto uguale a 0,12 s.

Quindi è possibile tracciare il grafico della caratteristica corrente - tempo dell'impianto del cliente MT in esempio relazionato con gli stessi valori tarati sulle protezioni della rete MT di INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA con tre soglie.

Utilizzando la formula indicata nel paragrafo 5.2.1.7 della CEI 0-16 viene stabilito il contributo alla corrente di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente:

$$I_F = 15 \cdot (0,2 \cdot 0,7) = 2,1A$$

Per quanto riguarda la protezione contro i guasti a terra l'Utente, da CEI 0-16, deve utilizzare un relè direzionale di terra a doppia soglia e la protezione omopolare di terra tarata con i seguenti valori:

	<b>Io</b>	<b>Vo</b>	<b>Settore di intervento</b>	<b>Tempo di estinzione del guasto</b>
<b>Direzionale di terra (67N) – prima soglia</b>	≤ 2 A	≤ 2 V	60/120°	≤ 0,17 s
<b>Direzionale di terra (67N) – seconda soglia</b>	≤ 2 A	≤ 5 V	60/250°	≤ 0,45 s
<b>Omopolare di corrente (51N)</b>	≤ 140% I <sub>g</sub>			≤ 0,17 s

I<sub>g</sub> è la corrente di guasto monofase a terra comunicata da INRETE Distribuzione Energia S.p.A..

Per gli impianti esistenti la scheda di taratura viene inviata periodicamente da INRETE Distribuzione Energia S.p.A. agli Utenti ai sensi del comma 43.3 lettera d) dell'Allegato A alla delibera 646/2015/R/EEL.

Le principali delibere sopra indicate, nonché ulteriori approfondimenti e informazioni riguardanti gli argomenti trattati sono disponibili nel sito di INRETE Distribuzione Energia S.p.A..