

# **Criteri di taratura degli impianti di distribuzione MT ed esempi tipici di coordinamento delle protezioni di rete e di Utenza**

## **1. PREMESSA**

La rete di distribuzione ENEL è stata storicamente esercita a neutro isolato, con unico organo di manovra automatico (interruttore) installato ad inizio della linea di media tensione (MT) in cabina primaria (CP). In caso di guasto permanente sulla linea, alla fine del ciclo di richiusura automatica negativo, l'intera linea MT risultava disalimentata.

Ad inizio 2000 è iniziata la messa a terra del neutro MT tramite l'installazione di bobine di Petersen, mentre, ad inizio 2004, è iniziata su vasta scala l'implementazione dell'automazione di rete MT.

Il primo intervento riduce il numero di interruzioni che interessano le linee MT afferenti la medesima sbarra MT di CP con le percentuali indicate nella TABELLA I in allegato.

I risultati indicati in Tabella sono risultati "netti", imputabili, cioè, al solo effetto della messa a terra del neutro MT tramite bobine di Petersen.

Le interruzioni di tipo monofase sono conseguenti a guasti fase- terra, mentre quelle totali sono conseguenti a guasti fase terra, doppio monofase (due fasi contemporaneamente a terra) e polifase (sovraccarichi e cortocircuiti bifasi e/o trifasi).

Il secondo intervento di cui sopra, invece, trasforma le linee MT, in quanto, lungo le linee stesse, nelle cabine secondarie di trasformazione MT/BT (CS) si trovano organi di manovra in grado di operare autonomamente (IMS motorizzati), comandati da rilevatori di guasto (RGDAT) e da RTU (UP). In caso di guasto sulla linea di tipo permanente, tali organi si aprono in relazione al ciclo di richiusura automatica dell'interruttore in CP (a seconda del tipo di automazione di rete programmato), selezionando il tronco di linea sede del guasto e consentendo la rialimentazione automatica dei tronchi sani a monte del guasto. Qualora gli interruttori di linea siano di tipo adatto, con una opportuna programmazione del dispositivo di richiusura automatica, è possibile avere la rialimentazione dei tronchi sani a monte entro 3 minuti, senza dare luogo ad alcuna interruzione lunga per i Clienti allacciati a tali tronchi di linea.

Poiché, in pratica, gli IMS motorizzati installati in CS sono una replica dell'interruttore di linea in CP, il comportamento dei rilevatori che li comandano deve essere coordinato con quello delle protezioni di linea MT in CP, cioè le protezioni di CP e gli RGDAT devono potere selezionare i medesimi valori di resistenza di guasto  $R_g$ .

In particolare, per i guasti monofasi a terra, l'impiego degli RGDAT è tale da fornire segnalazioni corrette e congruenti con quello delle protezioni di linea in almeno il 95% dei casi al fine di consentire di ottenere dall'automazione di rete i vantaggi stimati all'atto della definizione dell'automazione stessa.

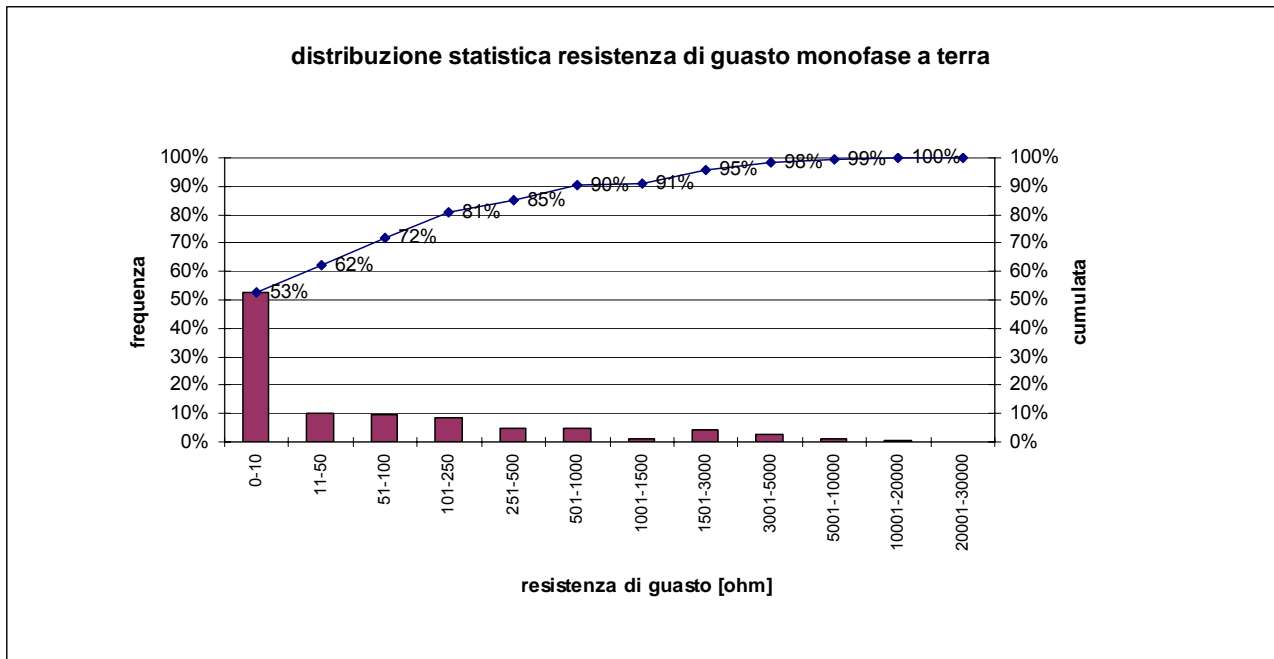
In aggiunta a quanto sopra, la delibera AEEG 04/04 ha introdotto la regolazione individuale delle interruzioni lunghe per i Clienti MT, per cui è assolutamente necessario che anche le protezioni generali dei Clienti MT risultino, anch'esse, totalmente coordinate con la protezione di linea ENEL (in CP ed in CS), in modo tale da evitare che guasti all'interno dell'impianto utilizzatore del Cliente stesso diano luogo ad interruzioni lunghe sulla linea ENEL di alimentazione o su tratti di questa.

## **2. PROTEZIONE CONTRO I GUASTI MONOFASE A TERRA**

Le considerazioni che seguono, valide sia per gli RGDAT che per le protezioni generali dei Clienti, evidenziano perché è necessario adottare una protezione direzionale di terra in luogo di una più semplice protezione di massima corrente omopolare tranne nei casi in cui sia assai poco probabile un guasto a terra presso l'impianto del Cliente.

Per definire le caratteristiche degli RGDAT, con particolare riguardo all'adozione di una soglia direzionale per i guasti a terra o di una soglia di massima corrente omopolare è stata effettuata, nel 2000, una campagna di misura volta a definire la distribuzione dei valori di  $R_g$ , tramite l'analisi delle registrazioni effettuate dalle protezioni di linea MT all'atto dello scatto.

I risultati di tale campagna, effettuata su 800 interventi delle protezioni di linea, tutte in regime di neutro isolato, sono riportati nella Figura 1 successiva.



**Figura 1:** distribuzione delle resistenze di guasto monofase a terra

Si noti che la distribuzione di Figura 1 non è quella reale dei guasti, ma quella dei guasti visti dalle protezioni in funzione del loro comportamento, influenzato dallo stato del neutro e dalle tarature impostate sulle protezioni stesse.

Il comportamento delle protezioni, infatti, su reti esercite a neutro isolato, infatti, relativamente al valore massimo di resistenza di guasto selezionabile, è mostrato in Figura 2.

La figura è relativa a tensione di esercizio 20 kV e corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT compresa fra 200 A e 350 A. La taratura della protezione ENEL di linea è:

$V_0 = 2V$  (2% della tensione di fase primaria, pari a 231 V)

$I_0 = 40$  mA (con TA 50/1, pari a 2 A primari)

Nella figura sono riportati anche il grado di compensazione C (= 0% in quanto si è a neutro isolato) e la taratura in tensione (8 V secondari) della protezione di massima tensione omopolare di sbarra MT. installata come back-up della protezione di linea

Le linee praticamente orizzontali a tratto continuo sono i limiti ampermetrici della protezione, dipendenti dalla taratura impostata (40 mA secondari, a valle dei TA omopolari di rapporto 50/1) e dal contributo della linea a valle del TA stesso, espressi in funzione della corrente capacitiva di guasto monofase a terra (a neutro isolato) della rete MT di cui fa parte la linea in questione. Valori di  $R_g$  superiori alla curve, a parità di corrente di guasto capacitiva della rete MT, determinano valori di  $I_0$  inferiori alla soglia e, pertanto, l'assenza della rilevazione del guasto da parte della protezione di linea MT.

La più alta delle curve nere punteggiate rappresenta il limite di selettività voltmetrico della protezione di linea MT, dipendente dalla taratura impostata (2 V secondari), sempre espresso in funzione della corrente capacitiva di guasto monofase a terra (a neutro isolato) della rete MT di cui fa parte la linea in questione.. Valori di  $R_g$  superiori alla curva punteggiata, a parità di corrente di guasto capacitiva della rete MT, determinano valori di  $V_0$  inferiori alla soglia e, pertanto, l'assenza della rilevazione del guasto da parte della protezione di linea MT.

La curva punteggiata più bassa, infine, rappresenta il limite di selettività voltmetrico della protezione di massima tensione omopolare di sbarra MT, dipendente dalla taratura impostata (8 V secondari nel caso in questione).

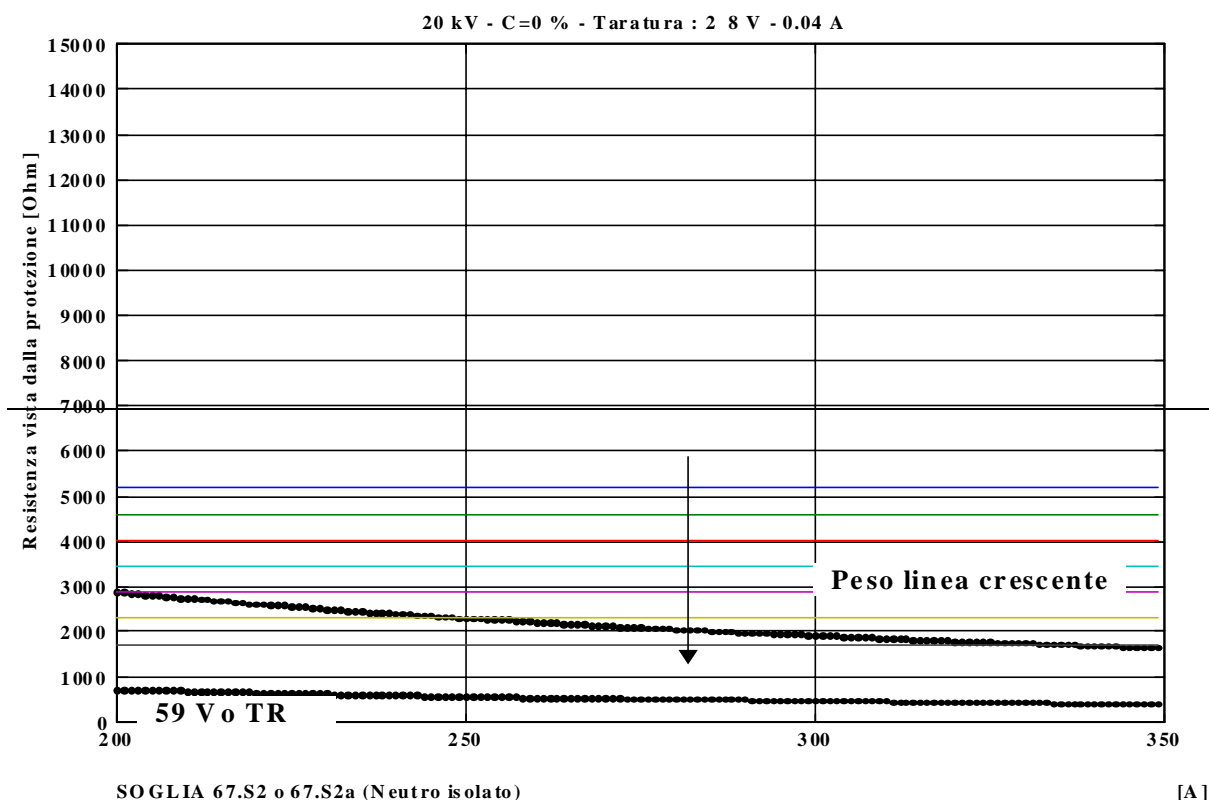
La protezione di linea MT interviene quando si verificano, contemporaneamente, le seguenti condizioni:

$V_0 > 2V$ ;

$I_0 > 40$  mA

Angolo fra  $V_0$  ed  $I_0$  compreso in un determinato intervallo..

Quindi, ipotizzando che l'angolo rientri nel settore di intervento, la protezione interviene per valori di  $R_g$  inferiori ad entrambi i limiti, voltmetrico ed ampermetrico, cioè non superiori a  $2,2 \text{ k}\Omega \div 1,6 \text{ k}\Omega$ , da cui l'andamento di Figura 1.



**Figura 2:** resistenza di guasto a terra selezionabili dalle protezioni di linea MT in regime di esercizio a neutro isolato

Con il passaggio a neutro compensato, il comportamento delle protezioni di linea cambia radicalmente, come mostrato in Figura 3.

La figura è sempre relativa a tensione di esercizio 20 kV, mentre la corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT è compresa fra 100 A e 300 A. La taratura della protezione di linea è:

$$V_0 = 6V$$

$$I_0 = 40 \text{ mA (2 A primari)}$$

Nella figura sono riportati anche il grado di compensazione  $C$  (= 95%, cioè la corrente induttiva della bobina di Petersen è pari al 95% della corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT) e la taratura in tensione (15 V secondari) della protezione di massima tensione omopolare di sbarra MT, installata come back-up della protezione di linea

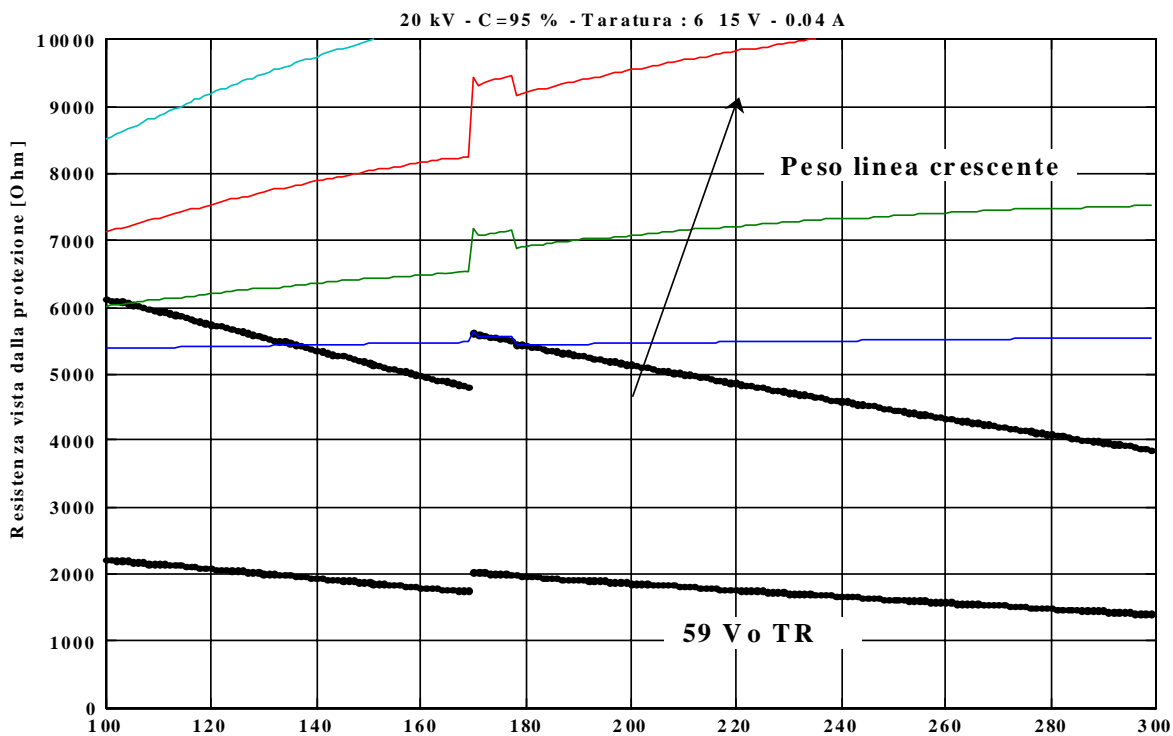
Le linee praticamente orizzontali a tratto continuo sono i limiti ampermetrici della protezione, dipendenti dalla taratura impostata (40 mA secondari, a valle dei TA omopolari di rapporto 50/1) e dal contributo della linea a valle del TA stesso.

La più alta delle curve nere punteggiate rappresenta il limite di selettività voltmetrico della protezione di linea MT, dipendente dalla taratura impostata (6 V secondari).

La curva punteggiata più bassa, infine, rappresenta il limite di selettività voltmetrico della protezione di massima tensione omopolare di sbarra MT, dipendente dalla taratura impostata (15 V secondari nel caso in questione).

Come si può notare, il comportamento della protezione è completamente diverso da quello che ha su reti esercite a neutro isolato. Pur avendo alzato la taratura della soglia volumetrica (desensibilizzata), la stessa, determina, di fatto, il valore di  $R_g$  selezionabile, mentre risultano poco apprezzabili gli effetti dei limiti ampermetrici. Inoltre, la sensibilità ampermetrica cresce al crescere del contributo alla totale corrente capacitiva di guasto a terra monofase della linea guasta.

Nelle reti esercite a neutro isolato, invece, la sensibilità ampermetrica cresce al diminuire del "peso" della linea sede di guasto ed il valore di  $R_g$  selezionabile è influenzato dai limiti ampermetrici.



**Figura 3:** resistenza di guasto a terra selezionabili dalle protezioni di linea MT in regime di esercizio a neutro isolato

Il valore di  $R_g$  selezionabile dipende, di fatto, dal solo limite voltmetrico ed il valore selezionabile della resistenza di guasto a terra è compreso fra 5,3 k $\Omega$  e 3,8 k $\Omega$ .

Ne consegue che le protezioni sono in grado di selezionare resistenze di guasto più che doppie rispetto alla situazione con neutro isolato ed a tali valori devono arrivare sia gli RGDAT che le protezioni generali dei Clienti MT.

Ne consegue che una protezione di semplice massima corrente omopolare dovrebbe avere una taratura simile a quella della soglia  $I_0$  della protezione direzionale di linea (2 A primari); con tali valori di taratura, tuttavia, il valore di  $R_g$  selezionabile diventa eccessivamente variabile, come si ricava dalla Figura 3, in funzione della percentuale della linea guasta (o tratto di linea a valle della protezione) rispetto alla totale corrente capacitiva della rete MT e dell'estensione della rete MT stessa.

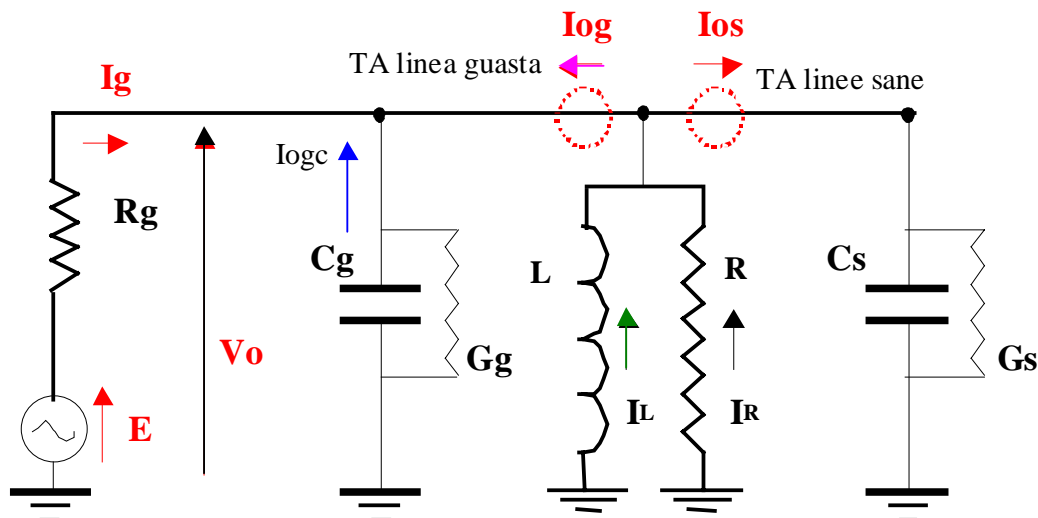
Inoltre, al fine di non avere interventi intempestivi, in caso di adozione di un sensore/protezione di massima corrente omopolare per la selezione di guasti a terra, la taratura di tale apparecchiatura, tenendo conto del margine d'errore, deve essere tale da:

- a) garantirne il non intervento in caso di guasto su altra linea o sul tratto di linea a monte del medesimo e quindi essere maggiore del contributo al guasto della rete sottesa a valle del rivelatore. Pertanto il contributo della rete a valle del rivelatore/protezione deve essere comunque inferiore alla taratura minima impostata;
- b) garantirne l'intervento in caso di guasto sul tratto di linea a valle del medesimo e quindi essere minore della corrente di guasto della rete decurtata del contributo al guasto della rete sottesa a valle del rivelatore/protezione;

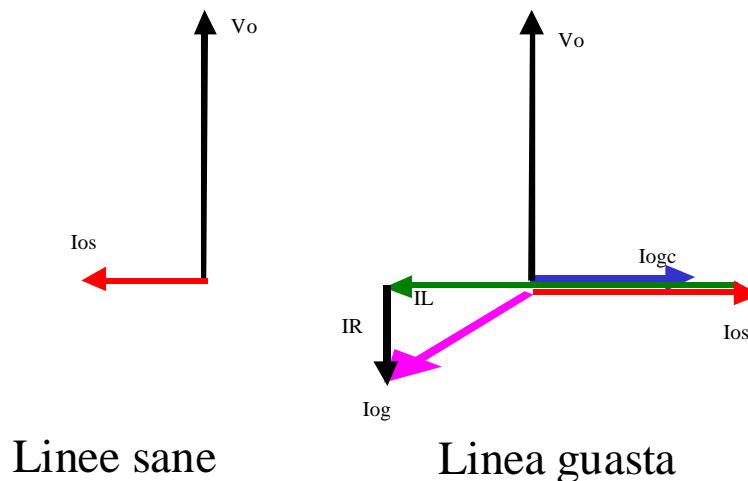
In caso di reti esercite a neutro isolato, è possibile avere una forte differenza fra il contributo della rete a valle del rivelatore e quello della rete a monte (ad es. 50 A e 250 A rispettivamente). In caso di reti esercite a neutro compensato, invece, i due valori praticamente coincidono in quanto la corrente di guasto della rete è azzerata dalla compensazione; unica differenza è che, in caso di guasto a valle, il TA omopolare del rivelatore è attraversato da una corrente resistiva intenzionale che serve al funzionamento delle protezioni (al massimo 35 A con riferimento alla sola componente resistiva ( $I_R$ ) a 20 kV, in caso di guasto franco), mentre, in caso di guasto a monte, tale contributo resistivo è assente e rimane solo quello fornito dal contributo al guasto dell'impianto del Cliente ( $I_{0gc}$ ).

Di conseguenza, la differenza tra i valori di corrente omopolare in caso di guasto sulla linea (a monte dell'installazione della protezione di massima corrente omopolare) e guasti sull'impianto del Cliente (a valle dell'installazione della protezione di massima corrente omopolare) può risultare molto piccola e, quindi, può risultare impossibile scegliere una taratura tale da garantire la corretta selezione del guasto monofase a terra.

In Figura 4 e Figura 5 la descrizione di tale comportamento.



**Figura 4:** Circuito alla sequenza omopolare per una rete MT a neutro compensato per un guasto monofase a terra di resistenza  $R_g$ .  $C_g$  è la capacità omopolare della linea soggetta a guasto,  $C_s$  quella corrispondente del resto della rete.  $E$  è pari alla tensione di fase presente sulle sbarre MT prima del guasto ( $-E_R$  in caso di guasto sulla fase R). I vettori sono rappresentati ipotizzando le conduttanze trascurabili.



**Figura 5:** Diagramma vettoriale della Figura 4. In caso di compensazione perfetta  $IL = I_{os} + I_{ogc}$ , per cui la componente reattiva risultante è pari a  $(-I_L + I_{os}) = -I_{ogc}$ . In caso di guasto a valle il TA omopolare vede una corrente pari, in modulo, a  $\sqrt{I_{ogc}^2 + I_R^2}$ , mentre, in caso di guasto a monte della medesima linea, vede una corrente di valore  $I_{ogc}$ .

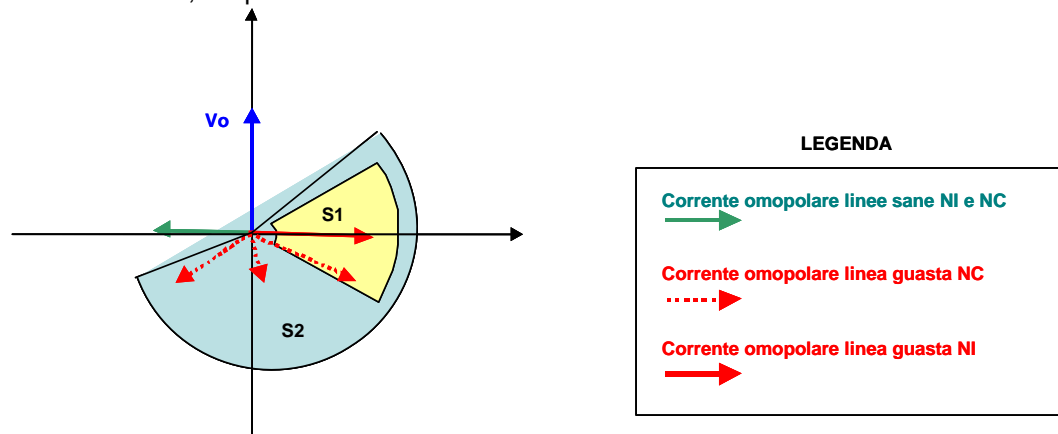
Alla luce di quanto sopra deriva che è assai poco praticabile l'ipotesi di adottare protezioni di massima corrente omopolare; la radialità delle rete permette, tuttavia, di approcciare il problema con il principio di protezione direzionale, basato sull'elaborazione (in generale, sia del modulo sia della fase) delle grandezze omopolari (presenti a seguito del coinvolgimento della terra come circuito di ritorno della corrente di guasto). In particolare :

- ❖ per il guasto monofase a terra:
  - le correnti omopolari misurabili sulla linea affetta da guasto sono sfasate rispetto alla tensione omopolare :
    - se il neutro è isolato, di 90 gradi in ritardo;
    - se il neutro è a terra con resistenza, di un angolo in ritardo compreso tra 90° e 180°
    - se il neutro è compensato, di un angolo in ritardo compreso tra 90° e 270°
  - le correnti omopolari misurabili sulle linee non affette da guasto sono sfasate rispetto alla tensione omopolare :
    - di 90 gradi in anticipo, per tutti e 3 i tipi di messa a terra del neutro considerati.

Va notato, ed è considerazione fondamentale, che queste relazioni di fase risultano indipendenti dalla resistenza di guasto.

❖ per il guasto doppio monofase a terra<sup>1</sup>:

➤ le correnti omopolari misurabili sulle due linee affette da guasto sono praticamente in opposizione di fase tra loro, indipendentemente dalla modalità di messa a terra del neutro considerata<sup>2</sup>.



**Figura 6:** doppia soglia contemporaneamente attiva delle protezioni direzionali di terra

Da queste considerazioni nasce il concetto di *settore di intervento* delle protezioni direzionali, cioè una condizione di relazione angolare tra i fasori di tensione omopolare e corrente omopolare, che permette di discriminare la direzione del guasto, ovvero la posizione (monte o valle) del punto di guasto rispetto al punto di misura (che coincide di fatto con il punto di installazione, dell'interruttore comandato dalla protezione stessa).

In definitiva, la soglia direzionale per la protezione contro i guasti a terra è costituita dal **contemporaneo verificarsi di tre condizioni** :

1. Valore di tensione omopolare superiore ad un certo limite (**limite in tensione**);
2. Valore di corrente omopolare superiore ad un certo limite (**limite in corrente**);
3. Angolo di sfasamento relativo compreso in un certo intervallo (**condizione angolare**)

Riguardo ai primi due punti, il livello effettivo di tensione e corrente omopolari risulta per una certa rete funzione della resistenza di guasto (decresce al crescere della suddetta resistenza). Tale funzione (non lineare), dipende in generale dall'estensione e dal grado di compensazione della rete.

Riguardo al terzo punto, l'effettivo angolo di sfasamento tra corrente e tensione omopolare sulla linea guasta per il caso di neutro compensato (ed anche isolato) è indipendente dalla resistenza di guasto e dipende, per una data rete, dai seguenti parametri :

- grado di compensazione,
- valore della componente resistiva  $I_R$  (calcolato per guasto franco)<sup>3</sup>,
- contributo della linea sede di guasto alla capacità totale di rete.

Ne consegue che, per selezionare in maniera selettiva un guasto monofase a terra all'interno di un impianto utilizzatore di un Cliente risulta necessario un relè direzionale di terra con due soglie contemporaneamente attive che deve essere tarato esattamente come la protezione ENEL in CP, ma con tempo di ritardo inferiore in modo tale da realizzare la selettività cronometrica.

In particolare, la taratura delle due soglie deve essere:

67.S1:  $V_0 = 6V$ ,  $I_0 = 2 A$  primari;  $\varphi_0 = 61^\circ \div 257^\circ$ ,  $t_F = 300 ms$  ( $t_{R\ ENEL} = 1.000 ms \div 20.000 ms$ );

67.S2:  $V_0 = 6V$ ,  $I_0 = 2 A$  primari;  $\varphi_0 = 60^\circ \div 120^\circ$ ,  $t_F = 150 ms$  ( $t_{R\ ENEL} = 400 ms$ );

dove:

$V_0$  = soglia di tensione omopolare;

$I_0$  = soglia di corrente omopolare;

$\varphi_0$  = angolo fra  $V_0$  e  $I_0$  positivo in senso orario;

$t_F$  = tempo di eliminazione del guasto (comprensivo di apertura interruttore)

1 Presenza di due guasti monofase a terra che interessano due fasi diverse di due linee MT.

2 Non esiste invece una precisa relazione di fase rispetto alla tensione omopolare; più precisamente, essa dipende in maniera molto sensibile dalla resistenza di guasto e dal senso ciclico relativo delle due fasi interessate dai guasti a terra.

3 Per quanto detto sulla indipendenza dalla resistenza di guasto; in pratica è  $I_R = E/R$ , dove R è la componente resistiva parallelo equivalente intenzionale del complesso di messa a terra del neutro (compresa l'impedenza alla sequenza omopolare del trasformatore formatore di neutro).

$t_R$  = tempo di ritardo intenzionale.

Poiché, come nella protezione di linea ENEL, in tale protezione la doppia mappatura è contemporaneamente attiva (settore 67 S1 di Figura 6 per guasti a terra in regime di neutro isolato, settore 67 S2 per guasti a terra in regime di neutro compensato), essa è in grado di selezionare, senza necessità di alcun segnale esterno circa lo stato del neutro, sia i guasti a terra nelle reti a neutro isolato, sia nelle reti a neutro compensato.

In tali condizioni un guasto monofase a terra all'interno dell'impianto utilizzatore del Cliente verrà selezionato esclusivamente dal dispositivo generale del Cliente stesso, comandato dalla protezione generale, non dando luogo ad alcuna apertura di organi di manovra (interruttori di CP e/o IMS automatizzati) sulla rete ENEL a monte.

La DK 5600 IV ed. (marzo 2004) prescrive tale tipo di protezione nella generalità dei casi.

Solo per impianti utilizzatori con bassissima probabilità di guasti monofase a terra sul lato MT degli impianti stessi e con trascurabile contributo di corrente capacitiva di guasto monofase a terra (indicativamente inferiore a  $2 A \div 2,5 A$ ) della rete interna la DK 5600 consente l'utilizzo del più semplice relè di massima corrente omopolare. Tali condizioni si verificano se la rete MT interna del Cliente è interamente in cavo, se la lunghezza di tale cavo è non superiore a 500 m e se i trasformatori dell'impianto sono tutti collocati nel medesimo locale (oltre a rispettare le massime taglie per i TR stessi, come descritto nel seguito).

La vecchia DK 5600, nonché la delibera AEEG 247/04 prevedono, in alcune condizioni, la possibilità, per il Cliente, di utilizzare, sul dispositivo generale, una protezione realizzata tramite fusibili. Ovviamente, nessun tipo di coordinamento nei confronti dei guasti a terra è possibile con i fusibili.

### 3. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI (GUASTI POLIFASE)

La filosofia di protezione della rete MT contro i corti circuiti è fondamentalmente dettata dalla struttura della rete stessa che, in condizioni di normale esercizio, è radiale e pressoché di tipo passivo<sup>4</sup>. In questo senso, in relazione alla protezione contro le sovracorrenti (sovraccarichi e/o eventi di guasto polifase), è sufficiente implementare un insieme di protezioni a massima corrente di tipo non direzionale, coordinate tra loro (a partire dalle sbarre AT fino all'uscita delle cabine secondarie, con le linee BT, compresi i Clienti MT) tramite opportuni ritardi temporali e opportuni livelli di soglia, come descritto più in dettaglio nel seguito.

Le sovracorrenti per guasto polifase (a terra e/o isolato) dipendono infatti (oltre che dalla resistenza di guasto) dal valore della potenza di corto circuito alle sbarre di riferimento (AT o MT) e dai valori di impedenza (alla sequenza diretta e inversa) dei componenti compresi tra le suddette sbarre e il punto di guasto (trasformatori e linee), secondo formule tipiche legate al tipo di guasto.

E' importante sottolineare che questa modalità di protezione risulta indipendente dall'esercizio dello stato del neutro, che influenza essenzialmente il comportamento del sistema solo a fronte di guasti a terra di tipo monofase.

Le protezioni di massima corrente adottate da ENEL sulla propria rete di distribuzione sono tipicamente di tipo adirezionale, a tempo indipendente (per garantire tempi di eliminazione il più possibile indipendenti dal punto di guasto e dall'impedenza del guasto stesso) con più soglie di intervento: in linea di massima si adottano una soglia contro i sovraccarichi più lenta ed una soglia i corti circuiti, più veloce. Sulle protezioni di linea MT ENEL è presente anche una terza soglia al fine di migliorare la selettività del sistema di protezione e/o per rendere insensibile il sistema stesso da fenomeni transitori non di guasto (es. transitori di messa in tensione dei trasformatori MT/BT).

Nel caso di Clienti MT, la protezione generale ha la funzione di:

- eliminare i cortocircuiti a valle del punto di prelievo realizzando il coordinamento con la protezione ENEL a monte. Questa funzione è realizzata tramite dei **fusibili** MT, su alcune tipologie di Clienti allacciati nel passato, o tramite la prima soglia della protezione di massima corrente posta sul dispositivo generale del Cliente su alcune tipologie di Clienti allacciati nel passato e su tutti i nuovi allacciamenti, realizzati in conformità a DK 5600 IV edizione (2004); essa deve essere la più rapida possibile, con valore di soglia che mantenga, per quanto possibile, la selettività rispetto alla protezione a monte (montante MT di linea); tale esigenza risulta soddisfatta con l'uso di una singola soglia, coordinata con la protezione ENEL a monte;
- eliminare i sovraccarichi e proteggere dai sovraccarichi il cavo di collegamento realizzando il coordinamento con la protezione ENEL a monte. Questa funzione è realizzata, in modo estremamente parziale, tramite dei **fusibili** MT su alcune tipologie di Clienti allacciati nel passato, o tramite la seconda

---

4 Queste considerazioni prescindono dalle problematiche che sorgono a seguito della diffusione di generazione sulla rete di distribuzione. In termini del tutto generali, si può affermare che, mantenendosi la struttura radiale il sistema di protezione qui descritto può, nelle sue linee essenziali, restare inalterato (beninteso con opportuni aggiustamenti, in particolare nelle tarature). Del tutto differente invece sarebbe il discorso a seguito di una gestione del sistema in termini di magliatura (ma ciò vale indipendentemente dalla presenza di generazione).

soglia della protezione di massima corrente posta sul dispositivo generale del Cliente, per tutti i nuovi allacciamenti, realizzati in conformità a DK 5600 IV edizione (2004) ed alcune tipologie di Clienti MT allacciati nel passato.

Il guasto polifase, se il valore di corrente di guasto è superiore ad una certa soglia<sup>5</sup>, non può, in ogni caso, essere eliminato selettivamente. Se il Cliente MT dispone della sopra menzionata protezione di massima a corrente a due soglie e si verifica l'intervento di tale protezione contemporaneamente a quello di una protezione ENEL a monte (generalmente a tre soglie), la selezione del guasto interno all'impianto del Cliente avviene grazie al dispositivo di richiusura automatica. La protezione ENEL, infatti, effettua la richiusura rapida trovando aperto il dispositivo generale del Cliente che è, esso pure, intervenuto su guasto (senza richiudere). Tale richiusura, pertanto, risulta positiva e la linea ENEL a monte del guasto subisce solo una interruzione transitoria. Ovviamente, è essenziale che nessuna richiusura automatica avvenga da parte del dispositivo generale del Cliente, pena lo scatto definitivo di tutta la linea ENEL.

Solo nel caso in cui il valore di corrente di guasto, invece, sia inferiore all'80%÷90% della taratura della prima protezione ENEL a monte senza ritardo intenzionale, si può avere un coordinamento completo fra le protezioni del Cliente e quelle ENEL, ottenendo la selezione del guasto da parte del solo dispositivo generale del Cliente senza alcuna interruzione sulla linea sana a monte in quanto l'intervento della protezione ENEL posta in CP è, in tal caso, ritardato. Nel caso il Cliente non disponga di una protezione, ma di fusibili, il coordinamento può risultare decisamente peggiore. Infatti, le curve di intervento dei fusibili non sono ben definite, dipendono dai singoli Costruttori e, per quanto riguarda le correnti relativamente basse (sovraccarichi), sono fortemente influenzate dalla temperatura ambiente e, pertanto, dal tipo di installazione del fusibile stesso (in aria, in quadro protetto, etc.). In pratica, nel caso il Cliente disponga di fusibili (soluzione prevista anche dalla delibera AEEG per alcune tipologie di Clienti), la protezione contro i sovraccarichi del proprio impianto non è, di fatto, presente.

Nelle Figura 7 e Figura 8 sono mostrati alcuni esempi di coordinamento fra protezioni ENEL e protezioni di Clienti MT in caso di sovracorrenti. I fusibili considerati, rispettivamente con  $I_n=40$  A e  $I_n=63$  A vengono utilizzati, in funzione del tipo di installazione, per la protezione di TR MT/BT di potenza 400 kVA o 630 kVA. Appaiono chiari i problemi di coordinamento, anche con la soglia 51.1 della protezione ENEL a monte. Chiaramente, un fusibile con  $I_n$  superiore a 63 A, non sarebbe impiegabile in quanto non garantirebbe alcuna selettività.

Si fa notare, infine, che il coordinamento è influenzato dal fatto che, immediatamente a monte del Cliente vi sia una protezione di linea (3 soglie di massima corrente), un recloser (due soglie di massima corrente), una linea in partenza da centro satellite (due soglie di massima corrente), etc., così come descritto nella DK 5600 IV ed., in quanto ciascuno di tali casi richiede differenti tarature delle protezioni stesse.

Poiché, tuttavia, sarebbe un vincolo troppo pesante per l'esercizio della rete ENEL effettuare un coordinamento estremamente "personalizzato", le tarature richieste al Cliente sono:

51.S1:  $I \leq 65\%$  ( $I_{51.1}$  protezione linea MT a monte),  $t_F = 500$  ms ( $t_{R\ 51.1\ ENEL} = 700$  ms÷1.000 ms);

51.S2:  $I = 500$  A÷650 A,  $t_F = 120$  ms ( $t_{R\ 51.2\ ENEL} = 0$  ms÷250 ms);

dove:

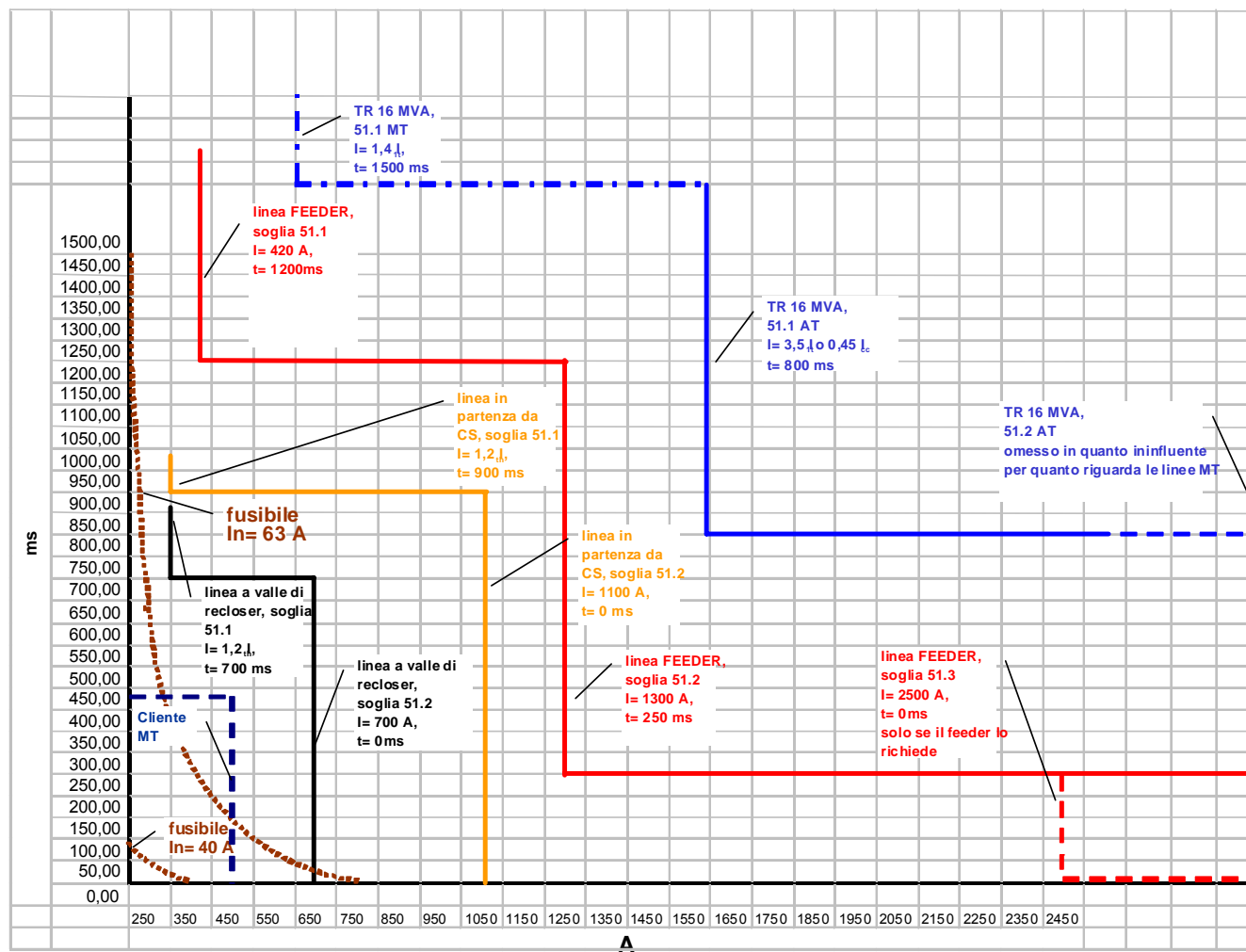
$t_F$  = tempo di eliminazione del guasto (comprensivo di apertura interruttore)

$t_R$  = tempo di ritardo intenzionale.

tali da assicurare, qualora sia adottata una protezione generale, un buon coordinamento con le protezioni ENEL a monte e, comunque, tali da non generare una interruzione lunga per un guasto all'interno dell'impianto del Cliente.

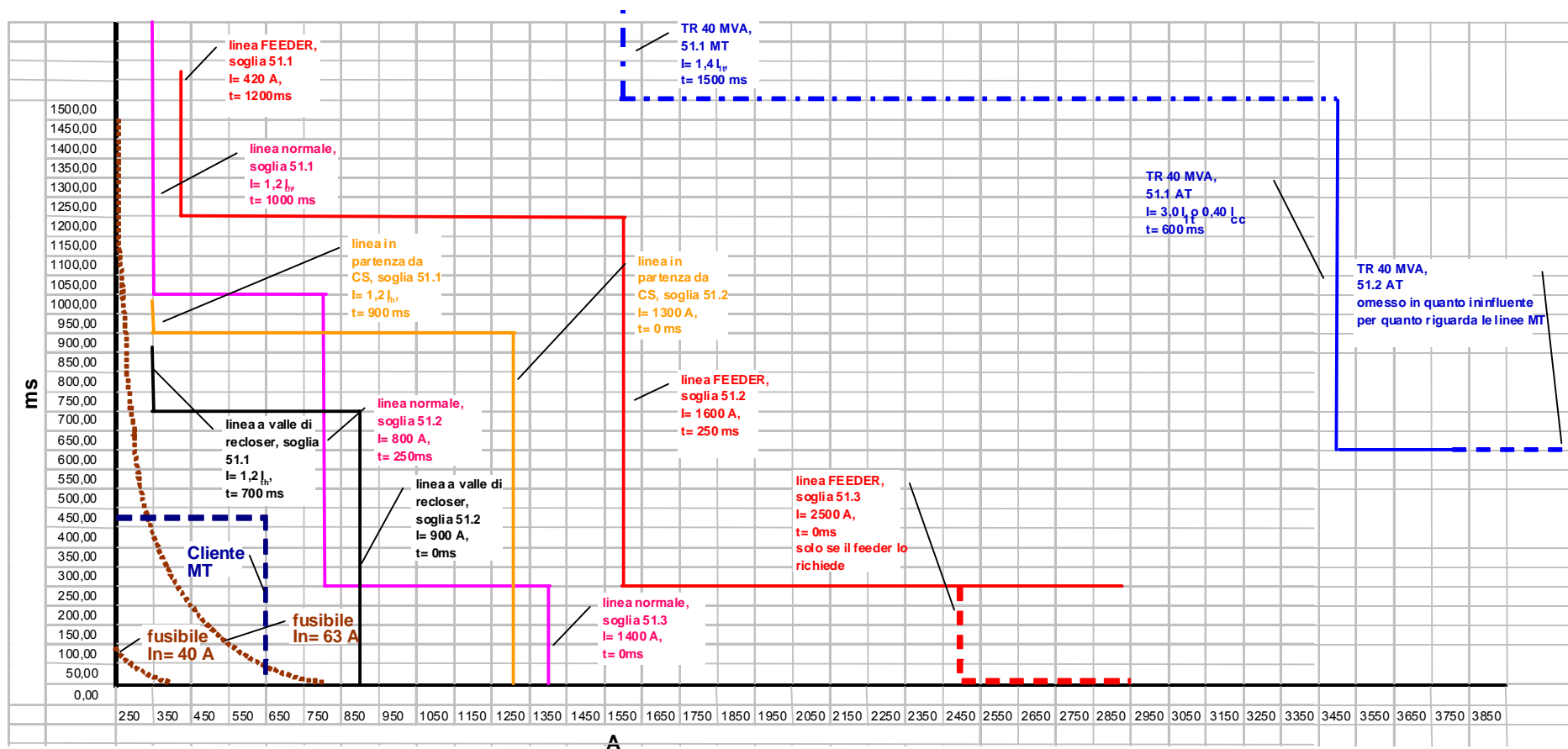
---

5 Il valore di corrente di guasto dipende esclusivamente dall'impedenza equivalente della rete a monte del punto sede di guasto.



**Figura 7:**

*Coordinamento delle protezioni, comprese quelle dei Clienti MT, in presenza di centri satellite e di linee MT con reclosers. Trasformatori in CP con potenza  $\leq 25$  MVA*



**Figura 8:** *Coordinamento delle protezioni, comprese quelle dei Clienti MT, in presenza di centri satellit e di linee MT con reclosers. Trasformatori in CP con potenza  $\geq 40 \text{ MVA}$*

#### 4. PROTEZIONE CONTRO I GUASTI DOPPI MONOFASE

Per la selezione dei guasti doppi monofase a terra che possono interessare il Cliente MT, la protezione generale del Cliente stesso è dotata, secondo la DK 5600, anche della funzionalità di massima corrente omopolare.

Il guasto doppio monofase a terra sulla rete MT (due guasti monofasi su due linee MT su due fasi diverse) porta a elevate correnti che interessano prevalentemente le due fasi guaste sulle linee e i due corrispondenti avvolgimenti MT del trasformatore AT/MT.

La soglia 51 N, massima corrente omopolare, viene ritenuta adeguata in luogo di un'ulteriore soglia direzionale (adottata sulle protezioni di linea ENEL con taratura 67.S3:  $V_0 = 2V$ ,  $I_0 = 150$  A primari o 140%  $I_c$  della linea più pesante;  $\varphi_0 = 190^\circ \div 10^\circ$ ,  $t_{R\ ENEL} = 100$  ms, dove  $V_0 =$  soglia di tensione omopolare,  $I_0 =$  soglia di corrente omopolare,  $\varphi_0 =$  angolo fra  $V_0$  e  $I_0$  positivo in senso orario,  $t_R =$  tempo di ritardo intenzionale) per la selezione di guasti di questo tipo che interessino l'impianto utilizzatore (una fase a terra dopo il punto di consegna) per lo scarso contributo ragionevolmente presente di corrente capacitiva di guasto a terra dell'impianto utilizzatore stesso.

La taratura in corrente omopolare primaria  $I_0$  della soglia 51 N è pari a 150 A o 130% del massimo valore di corrente capacitiva di guasto monofase a terra a neutro isolato della rete MT, con  $t_F = 100 \div 120$  ms (senza ritardo intenzionale).

Va distinto il caso in cui la corrente residua superi o meno il valore di soglia (normalmente 150 A primari)<sup>6</sup>.

Per guasti con corrente superiore alla soglia suddetta:

- ❖ per le linee MT ENEL si ha intervento rapido di una sola delle due linee coinvolte grazie alla soglia direzionale "dedicata" (67 S3,  $t_R = 100$  ms), non risultando in alcun modo possibile ottenere la selettività cronometrica con una protezione a valle, anche se priva di tempo di ritardo intenzionale (in caso sia coinvolto l'impianto del Cliente alimentato da tale linea ENEL, si avrà l'apertura contemporanea anche del dispositivo generale del Cliente stesso); la seconda linea potrà avere uno scatto per soglia direzionale di terra (67 S1 o 67 S2 a seconda dello stato del neutro) con tempo di ritardo intenzionale che parte dall'apertura della prima linea, oppure nessuno scatto, nel caso di estinzione per intervento bobina di Petersen o spontanea o per apertura di un organo di manovra selettivo a valle (IMS automatizzato o dispositivo generale di un Cliente MT, per intervento della protezione del Cliente stesso in soglia 51 N o 51.2). Per valori di corrente di guasto superiore a 800 A, sulle protezioni ENEL di linea, alla soglia 67 S3 si affianca, in back up, la soglia 51.2 (con  $t_R = 250$  ms) e, da 1400 A in su, la soglia 51.3, con tempo di ritardo intenzionale nullo (interviene come soglia principale, prima ancora della soglia 67.3);
- ❖ gli RGDAT lungo le linee MT emetteranno in tutti i casi un segnale 51 (come per i guasti di massima corrente);
- ❖ la protezione 51 N del Cliente MT, se lo stesso è coinvolto nel guasto doppio monofase, interverrà senza alcun ritardo intenzionale, qualunque sia la linea coinvolta nel guasto doppio monofase da cui è alimentato il Cliente. Come sopra fatto presente, in un caso si ha sia l'apertura del dispositivo generale del Cliente sia delle due linee ENEL, nell'altro solo di una linea ENEL e del Cliente, a seconda delle relazioni vettoriali fra  $V_0$  ed  $I_0$ . Il coordinamento selettivo, quindi, non è totale, ma, in ogni caso, il dispositivo di richiusura automatica, presente sulla protezione di linea MT ENEL ed assente sulla protezione generale del Cliente, effettua la richiusura dell'interruttore di linea ENEL con esito positivo. Ovviamente, per la riuscita positiva del ciclo, nessuna richiusura automatica deve essere effettuata da parte del dispositivo generale del cliente.

Per guasti con corrente inferiore alla soglia suddetta :

- ❖ normalmente si ha l'intervento della soglia direzionale (67.S1 o 67.S2) di una sola delle due linee ENEL<sup>7</sup>, eventualmente seguito (tranne che in caso di estinzione per intervento bobina di Petersen o spontanea) dall'analogo intervento per l'altra linea con ritardo contato a partire dall'istante di apertura della prima linea (passaggio del guasto da doppio monofase a semplice monofase). Nel caso nel guasto sia coinvolto il Cliente, invece, si apre una sola linea ENEL come sotto descritto;
- ❖ per gli RGDAT delle corrispondenti linee vale un discorso analogo; si avrà segnalazione di tipo 67 in generale per solo una delle due linee;

<sup>6</sup> Come visto, il valore della corrente residua è pressoché uguale sulle due linee interessate.

<sup>7</sup> In alcuni casi entrambe le correnti omopolari (che sono pressoché in opposizione di fase tra loro) cadono nel settore di intervento e quindi intervengono le soglie direzionali di entrambe le linee.

- ❖ la protezione 51 N del Cliente MT, se lo stesso è coinvolto nel guasto doppio monofase, non interverrà. La protezione direzionale di terra (67 S1 o 67 S2) può, invece, intervenire subito o meno a seconda delle relazioni vettoriali fra  $V_0$  ed  $I_0$ . Se interviene subito, la linea ENEL a monte rimane chiusa e si apre l'altra per direzionale di terra con tempo di ritardo intenzionale  $t_R$  che parte dall'apertura del dispositivo generale del Cliente. In caso contrario, prima apre l'altra linea ENEL coinvolta e, con tempo di eliminazione  $t_F$  che parte da tale apertura, si apre il dispositivo generale del Cliente, in modo selettivo rispetto alla linea ENEL a monte.

Qualora il Cliente disponga di fusibili MT, come previsto dalla vecchia DK 5600 e, per alcune tipologie di Clienti, dalla delibera AEEG 247/04, la protezione contro i guasti doppi monofase non è, di fatto, presente.

Altri elementi che vanno considerati al fine di realizzare un impianto utilizzatore coordinato con la rete ENEL di distribuzione sono:

- evitare che guasti BT, a valle delle trasformazioni MT/BT dei Clienti, provochino l'intervento delle protezioni di linea MT;
- evitare che l'energizzazione contemporanea di tutti i trasformatori MT/BT dei Clienti stessi dia luogo ad una corrente superiore alla soglia di scatto (51.3 o 51.2, se senza ritardo intenzionale) della protezione di linea stessa.

Adottando le seguenti ipotesi:

- a monte del Cliente vi può essere una protezione di linea MT normale (taratura 51.3 = 1.400 A), una protezione di linea particolare (taratura 51.3 = 2.000 A), una protezione di recloser installato su linea MT uscente da CP (taratura 51.2 = 900 A) od una vecchia protezione di linea con solo due soglie di massima corrente (taratura 51.2 = 900 A), una protezione di linea MT uscente da Centro Satellite (taratura 51.2 = 1.300 A), una protezione di recloser installato su linea MT uscente da Centro satellite alimentato da un TR AT/MT di potenza  $\leq 25$  MVA e, infine, una protezione di recloser su linea MT uscente da Centro satellite alimentato da un TR AT/MT di potenza  $\geq 40$  MVA;
- la  $V_{cc}$  dei TR MT/BT è pari al 6% per taglie superiori a 400 kVA;
- la corrente di magnetizzazione dei TR stessi è pari a  $10 I_n$  a  $V_n = 100\%$ ;
- in caso di energizzazione di due TR in parallelo vi è un coefficiente di contemporaneità  $k = 0,9$ .

si ottengono i risultati indicati nella TABELLA II in allegato.

Si fa notare che, in alcuni casi, le taglie massime consentite dei TR MT/BT dei Clienti, potrebbero essere critiche al fine del coordinamento. Non si è ritenuto, tuttavia, di ridurle ulteriormente per non penalizzare eccessivamente i Clienti stessi.

Ovviamente, il limite deve intendersi relativo alla totale potenza di trasformazione, che contribuisce sia al valore di corrente di cortocircuito per guasto sulle sbarre BT (se i TR sono in parallelo BT), sia alla corrente di magnetizzazione.

In pratica, considerando la tensione 20 kV ed una linea standard uscente da una sbarra MT di cabina primaria, il cliente MT può avere, nel suo impianto, più TR MT/BT con secondario in parallelo con potenza di trasformazione complessiva non superiore a 2 MVA, per quanto riguarda il corto BT, mentre, ai fini della corrente di magnetizzazione, può esservi l'energizzazione contemporanea di più TR MT/BT a patto che non si superi una potenza di trasformazione complessiva di 4 MVA.

## 5. SCELTA DELLE CARATTERISTICHE DEI TRASDUTTORI DI CORRENTE (TA) DI PROTEZIONE

Al fine di garantire quanto sopra, nella DK 5600 IV ed. sono state anche specificate le caratteristiche dei trasduttori voltmetrici ed amperometrici, simili a quelle adottate per i medesimi componenti installati sulla rete ENEL.

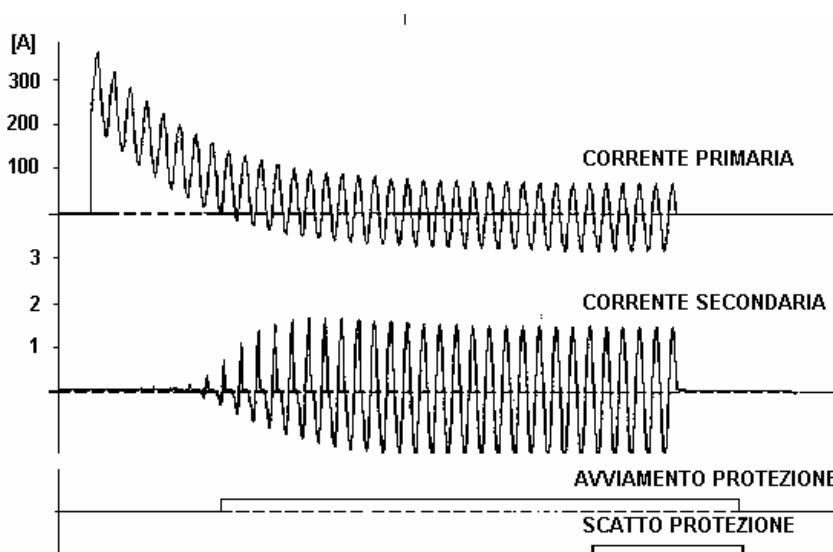
In particolare, per quanto riguarda i TA di fase, 300/5 10P30, gli stessi sono in grado di tradurre, senza saturare e con errore contenuto entro il 10%, correnti primarie fino a 9 kA÷10 kA, valore ritenuto adeguato per guasti di tipo polifase o doppio monofase che vengano selezionati tramite la soglia 51.2.

Per quanto riguarda, invece, i TA omopolari, gli stessi devono essere del tipo 100/1 5P20.

Il rapporto 100/1 deriva dal fatto che, generalmente, le protezioni hanno una "dinamica" pari a 10 A sugli ingressi di corrente omopolare. In pratica, per valori di corrente secondaria in ingresso fino a  $10 I_n$ , la protezione rileva correttamente il valore in ingresso, per valori superiori sono possibili fenomeni di "saturazione" dovuti a "clipping", a seguito dei quali è possibile, teoricamente, che tutti i valori di corrente in ingresso superiori alla soglia sopra citata vengano visti dalla protezione come uguali al valore di soglia stesso.

In caso di guasto doppio monofase e di utilizzo del nuovo TA, quindi, la selezione del guasto stesso in soglia 51 N è certamente assicurata con correttezza fino a 1000 A primari, valore superiore alla soglia di 800 A corrispondente alla soglia di massima corrente 51.2 ENEL ed a 500 A ± 650 A corrispondente alla soglia 51.2 della protezione generale del Cliente.

La classe 5P20, invece, dipende dalla necessità di evitare le possibili saturazioni del TA stesso dovute alla componente unidirezionale associata ai guasti monofase a bassa resistenza in presenza di bobina di Petersen, e agli elevati valori della componente simmetrica nei casi di guasti doppio monofase. In particolare, in caso di resistenza di guasto circa uguale a  $0 \Omega$ , la bobina di Petersen inietta nel guasto (e nel TA della linea sede di guasto) una componente unidirezionale che, come valore, può giungere a  $\sqrt{2} \cdot I_b$  (dove  $I_b$  è la corrente efficace che attraversa la bobina al momento del guasto, circa uguale alla corrente capacitiva di guasto a terra della rete MT in caso di compensazione prossima al 100%, come avviene usualmente) ed ha una costante di tempo di decadimento  $\tau$  limitata intenzionalmente (tramite opportuna realizzazione della bobina stessa) ad un valore  $\leq 150$  ms (Figura 9).



**Figura 9:** Effetto della saturazione dei TA sulle protezioni direzionali di terra

Prove effettuate, considerando che  $I_b$  può raggiungere 500 A, hanno indicato che la classe 5P20 è adeguata ad assicurare un corretto funzionamento del sistema di protezione.

I possono omopolarari essere di tipo chiuso od apribile. I TA apribili, pur decisamente meno sensibili a fenomeni di saturazione, manifestano, in genere, maggiori errori di modulo e di angolo, sempre a motivo del traferro che modifica (diminuendola complessivamente) l'impedenza magnetizzante.

TABELLA I

VARIAZIONE PERCENTUALE DEL NUMERO DI INTERRUZIONI A SEGUITO DELLA MESSA IN SERVIZIO DELLA BOBINA DI PETERSEN				
	INTERRUZIONI TRANSITORIE MONOFASI (1)	INTERRUZIONI TRANSITORIE TOTALI (1)	INTERRUZIONI BREVI TOTALI (2)	INTERRUZIONI LUNGHE TOTALI (3)
2003, 128 bobine per 24 mesi ciascuna (3.010 mesi * bobina totali) (4)	-63%	-51%	-38%	-26%
2004, 92 bobine per 22 mesi ciascuna (2.022 mesi * bobina totali). Monitoraggio relativo a Lazio, Abruzzo e Molise (5)	-81%	-65%	-40%	-24%
(1) interruzioni di durata inferiore ad 1 s	(2) interruzioni di durata maggiore od uguale ad 1 s e minore di 3'		(3) interruzioni di durata maggiore od uguale di 3'	
(4) monitoraggio "di riferimento"				
(5) monitoraggio di conferma del monitoraggio "di riferimento".				

TABELLA II

Correnti di corto circuito per guasto lato cliente (BT) e correnti di magnetizzazione massime legate alla messa in tensione dei trasformatori MT/BT

Potenza TR MT/BT del Cliente	Tensione di alimentazione [kV]	Icc BT (sbarre BT separate) [A]					Corrente di magnetizzazione (2) [A]					Taratura 51.3 (51.2) protezione di linea MT (recloser) [A]	Limite di selettività con soglia 51.3 protezione di linea MT [A]
		1.000 kVA	1.250 kVA	1.600 kVA	2.000 kVA	2.500 kVA	1.000 kVA	1.250 kVA	1.600 kVA	2.000 kVA	2.500 kVA		
Tipologia linea di alimentazione ENEL													
Linea MT ENEL uscente da CP, senza recloser a monte del Cliente MT (1)	15 kV			1.028					1.110			1.400	1.260
	20 kV				963					1.040		1.400	1.260
Linea MT ENEL uscente da CP, tarature maggiorate, senza recloser a monte del Cliente MT (1)	15 kV				1.285					1.387		2.000	1.800
	20 kV					1.204					1.301	2.000	1.800
Linea MT ENEL uscente da CP, con recloser a monte del Cliente MT (3)	15 kV			586					764			900	810
	20 kV				626					786		900	810
Linea MT ENEL uscente da Centro Satellite, senza recloser a monte del Cliente MT (4)	15 kV			853					988			1.300	1.170
	20 kV				826					946		1.300	1.170
Linea MT ENEL uscente da Centro Satellite, con recloser a monte del Cliente MT (5)	15 kV	442					545					700	630
	20 kV		456					545				700	630
Linea MT ENEL uscente da Centro Satellite, con recloser a monte del Cliente MT (6)	15 kV		506					641				900	810
	20 kV			550					671			900	810

- (1): valori di corrente calcolati ipotizzando la potenza di cortocircuito a monte della protezione infinita  
(2): valori di corrente calcolati ipotizzando due TR MT/BT di pari potenza con un coefficiente k=0,9 per quanto riguarda la somma delle correnti magnetizzanti e trafo CP 25 MVA  
(3): valori di corrente calcolati ipotizzando circa 10-15 km di linea aerea a monte del recloser e trafo CP 25 MVA  
(4): valori di corrente calcolati ipotizzando circa 10-15 km di linea in cavo a monte del centro satellite e trafo CP 40 MVA  
(5): valori di corrente calcolati ipotizzando circa 8-10 km di linea aerea ed altrettanti di linea in cavo a monte del recloser e trafo CP 25 MVA  
(6): valori di corrente calcolati ipotizzando circa 8-10 km di linea aerea ed altrettanti di linea in cavo a monte del recloser e trafo CP 40 MVA