



Claudio Francescon, ABB s.p.a. Power Product Division

Norma CEI 0-16 Terza edizione

Normativa connessioni MT

L'evoluzione da Guida a Norma CEI

- DK 5600 ed. III febbraio 2003
- DK 5600 ed. IV marzo 2004
- Precisazioni alla DK 5600 (Allegato TA –TV) ediz. maggio 2005
- DK 5600 ed. V giugno 2006
- DK 5600 ed. V Lettera chiarimenti interpretativi ediz. ottobre 2006
- Delibera ARG/elt 033-08 Allegato A : norma CEI 0-16 Prima edizione 2-2008
- Delibera ARG/elt 199-08 Allegato A : norma CEI 0-16 Seconda edizione 7-2008
- Chiarimenti RTC 10 ottobre 2008
- Chiarimenti RTC 9 gennaio 2009
- Foglio di interpretazione F1 (CEI 0-16,V2) Aprile 2009
- Delibera ARG/elt 84-2012 Allegato A70 Marzo 2012
- Delibera ARG/elt 562-2012 CEI 0-16 Terza Edizione dicembre 2012
- CEI 016 Errata corrige 24 Maggio 2013
- Delibera ARG/elt 243-2013 Giugno 2013 Impianti attivi < 50kW

CEI 0-16 V3 – 12-2012

La Norma è stata elaborata dal CEI a seguito di quanto indicato nella delibera dell’Autorità per l’energia elettrica e il Gas (AEEG) 84/12 che rende obbligatorio il recepimento degli Allegati A70 e A72 del codice di rete del Gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a.).

La Norma tiene conto di innovazioni tecniche che si stanno delineando sia a livello nazionale che europeo con riferimento alla prossima realizzazione delle smart grid e più in generale di segnali di comando trasmessi dai Distributori mirati a compensare situazioni locali o generalizzate correlate ai parametri afferenti alla qualità del servizio elettrico reso all’utenza.

Gli Allegati contengono i principi che rendono possibile un corretto esercizio degli impianti di generazione diffusa al fine di salvaguardare la sicurezza, la continuità e la qualità anche del servizio di trasmissione nazionale dell’energia elettrica oltre a quello fornito dalle imprese di distribuzione della stessa.

Alcune parti del documento che richiedono ulteriore tempo per una loro corretta definizione sono indicate nel testo come **“Allo studio”**. Questa formulazione è stata scelta per evidenziare anticipatamente tutti gli argomenti che completeranno la norma cosicché tutti i settori interessati siano allertati, per quanto possibile, anche per le prestazioni, le prove e le caratteristiche che potranno essere richieste ai generatori in un prossimo futuro.

Un’altra importante modifica della presente Norma, rispetto all’edizione precedente, è la drastica riduzione della parte dedicata agli impianti a tensione superiore a 35 kV, essendo la gran parte delle linee in AT divenuta di proprietà del Gestore della rete di trasmissione nazionale e regolate, perciò, dal relativo codice di rete.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

CAMPO DI APPLICAZIONE

- La Norma ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.
- Per quanto attiene la connessione alle reti con tensione nominale superiore a **35 kV** (reti AT – AAT), le prescrizioni della presente Norma si applicano esclusivamente alle connessioni di Utenti in antenna da Cabina Primaria.⁽²⁾
- ⁽²⁾ Le prescrizioni della presente Norma si applicano per analogia anche ai limitatissimi casi di connessioni di Utenti a cabine primarie con livelli di tensione 220 kV/ MT, con riferimento alla sola connessione in antenna da CP.

CAMPO DI APPLICAZIONE (Utenti Attivi)

- **Utenti attivi connessi in MT con potenza complessiva dei gruppi di produzione fino a 30 kW e che non superi il 30% della potenza disponibile per la connessione.**
- Si applica la norma CEI 0-21 → SPI installato direttamente in BT, più semplice e non sono necessari TV/sensori di misura.
- **Utenti attivi connessi in MT con potenza complessiva dei gruppi di produzione oltre 30 kW o che superi il 30% della potenza disponibile per la connessione.**
- SPI secondo norma CEI 0-16.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

applicabilità

Applicazione delle regole tecniche di connessione “integrale” o “parziale”?

La risposta è nell'allegato B alla delibera ARG/elt 33/08

Articolo 6 Applicazione integrale delle regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica

6.1 Le RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica si applicano integralmente nei seguenti casi:

- i. richieste di nuove connessioni successive alla data di entrata in vigore della RTC;
- ii. spostamento fisico, su richiesta dell'Utente in data successiva a quella di entrata in vigore della RTC, del punto di consegna all'esterno dell'area dedicata all'impianto di rete per la consegna.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

applicazione parziale

Articolo 7 **Applicazione parziale** della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica alla generalità degli utenti

..... **subentro a seguito di un fuori servizio dell'impianto di connessione superiore ad 1 anno** (*applicare RTC solo relativamente a SPG e DG*)

..... **sostituzione del Dispositivo Generale (DG)** (*installare DG e SPG conformi a RTC*)

..... **sostituzione del solo Sistema di Protezione Generale (SPG)** (*installare SPG conformi a RTC*)

..... **aggiunta di nuovi trasformatori all'impianto di un utente esistente** (*applicare i vincoli previsti da RTC circa il massimo numero di trasformatori che possono essere inseriti contemporaneamente se tali limiti sono superati a causa dell'aggiunta dei predetti nuovi trasformatori o a seguito della sostituzione dei trasformatori esistenti*)

segue

CEI 0-16 V3 – 12-2012

applicazione parziale

Articolo 8 **Applicazione parziale** della RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a clienti finali esistenti nei casi di **qualsunque nuova installazione di impianti di produzione** di energia elettrica secondo le seguenti modalità:

- si applica RTC al Sistema di Protezione di Interfaccia ed al Dispositivo di Interfaccia
- inoltre, in caso di aumento della potenza dell'impianto di produzione, anche esistente, pari ad almeno 50 kW nominali (intesa come potenza delle apparecchiature di produzione dell'energia elettrica), l'utente deve adeguare SPG e DG

La norma CEI 0-16

applicazione parziale

..... aggiunta di nuovi trasformatori in parallelo ad altri trasformatori esistenti (*applicare i vincoli previsti da RTC circa la massima potenza dei trasformatori in parallelo qualora tali vincoli siano superati a causa dell'aggiunta dei dei predetti nuovi trasformatori o a seguito della sostituzione dei trasformatori esistenti*)

..... aumento della consistenza della rete in media tensione dell'impianto dell'utente esistente tale da fare superare le soglie (in termini di estensione/corrente capacitiva) definite nella Regola tecnica di riferimento ai fini dell'impiego della protezione direzionale per guasto a terra (*installare la protezione direzionale per guasto a terra*)

..... connessione degli schermi dei cavi di media tensione della stessa impresa distributrice all'impianto di terra dell'utente (*riverificare l'impianto di terra dell'utente secondo le modalità specificate al punto 8.5.5.1 della norma CEI 0-16*)

La norma CEI 0-16

applicazione parziale

Articolo 9 **Applicazione parziale** della RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a **clienti finali esistenti con potenza disponibile minore o uguale a 400 kW e che abbiano inviato la richiesta di connessione in data antecedente il 16 novembre 2006:**

- qualora, successivamente all'entrata in vigore della RTC, l'utente richieda aumenti di potenza, anche dilazionati nel tempo, complessivamente pari ad almeno 50 kW, ovvero realizzi un subentro entro 1 anno e richieda un aumento di potenza disponibile pari ad almeno 50 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, l'utente deve installare un DG ed un SPG (e far seguire l'invio della dichiarazione di adeguatezza, dal 1 gennaio 2009 per evitare il CTSM a partire dalla data corrispondente all'aumento di potenza)

La norma CEI 0-16

applicazione parziale

Articolo 10 **Applicazione parziale** della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a **clienti finali esistenti con potenza disponibile superiore a 400 kW e che abbiano inviato la richiesta di connessione in data antecedente il 16 novembre 2006:**

▪ qualora, successivamente all'entrata in vigore delle RTC, l'utente richieda aumenti di potenza, anche dilazionati nel tempo, complessivamente pari ad almeno 100 kW, ovvero abbia richiesto aumenti di potenza tali da far superare la soglia di 400 kW di potenza disponibile, ovvero realizzi un subentro entro 1 anno e richieda un aumento di potenza disponibile pari ad almeno 100 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, l'utente deve rispettare i requisiti previsti da RTC per DG e SPG (al solito se DG è conforme deve adeguare solo SPG, se DG non è conforme deve adeguare sia DG sia SPG) (invio della dichiarazione di adeguatezza, dal 1 gennaio 2009 per evitare il CTSM a partire dalla data corrispondente all'aumento di potenza)

segue.....

CEI 0-16 V3 – 12-2012

applicazione parziale

- qualora il neutro sia compensato alla data di entrata in vigore della RTC, o successivamente, l'utente è tenuto all'applicazione parziale della RTC secondo quanto precedentemente visto
- qualora non avvenga la modifica dello stato del neutro, in caso di mancato invio della dichiarazione di adeguatezza l'utente è tenuto al versamento del corrispettivo tariffario specifico CTS

CEI 0-16 V3 – 12-2012

la dichiarazione di adeguatezza

A cosa serve ?

A dimostrare l'adeguamento alla regola tecnica di connessione

Perchè è importante essere adeguato ?

L'adeguamento consente di avere accesso agli indennizzi automatici e permette di non pagare il CTS (corrispettivo tariffario specifico).

CEI 0-16 V3 – 12-2012

la dichiarazione di adeguatezza

Chi deve re-inviarla ?

Sono tenuti ad inviare nuovamente la Dichiarazione di Adeguatezza quegli utenti che:

- cambiano DG e/o SPG
- passano da passivi ad attivi, ovvero immettono energia in rete

CEI 0-16 V3 – 12-2012

la dichiarazione di adeguatezza

Chi deve redigere la dichiarazione di adeguatezza ?

La Dichiarazione di Adeguatezza deve essere effettuata, con oneri a carico del cliente o altra utenza, da uno dei seguenti soggetti:

- a. responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso, ovvero
- b. professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico, ovvero
- c. responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnico professionali di cui all'art. 4 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a) del decreto stesso.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

la dichiarazione di adeguatezza

Come deve essere redatta ?

Seguendo il modulo presente nell'Allegato C alla delibera ERG/elt 33/08 dopo avere effettuato le verifiche sui requisiti minimi previste nel medesimo allegato.

Parte II

Modalità (modulo fac-simile) per la presentazione della dich. di adeguatezza

Dati del cliente

Cliente _____ Livello di tensione della fornitura AT MT

Tipo di utenza: cliente finale produttore autoproduttore

Potenza disponibile (kW) _____ POD _____

Indirizzo _____ Provincia _____

Recapiti telefonici _____

Requisiti e prove di cui alle Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza

- Requisiti semplificati di cui all'Art. 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07
- Requisiti di cui alla lettera A.1 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*
- Requisiti di cui alla lettera A.2 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*
- Prove di cui alla lettera A.3 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*

(Qualora sia installata ex novo una PG conforme all'Allegato D della CEI 0-16, è sufficiente la sola prova 2 per attestare che il DG apra i suoi contatti entro i tempi massimi previsti, ovvero 200 ms; qualora siano installate ex novo sia PG conforme alla CEI 0-16 sia DG, è sufficiente la prova con pulsante di sgancio)

La norma CEI 0-16

Requisiti minimi

Dispositivo Generale

Per realizzare quanto previsto in 8.5.3.1, il Dispositivo Generale (DG nel seguito) può essere realizzato utilizzando quadri di media tensione G.I.S. (gas-insulated switchgear) oppure A.I.S. (air-insulated switchgear) (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6), da:

interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;

interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (**eventualmente integrati in un unico involucro**).

La funzione di sezionamento per il sezionatore di linea deve essere conforme alla Norma CEI EN 62271-102 se fisso, oppure con la Norma CEI EN 62271-200 se la funzione di sezionamento viene conseguita mediante l'estraibilità dell'interruttore.

La norma CEI 0-16

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

Per la realizzazione di queste tipologie di connessione e le successive manovre di esercizio e/o per la manutenzione, la presente Norma fa riferimento all'art. 11 della Norma CEI 11-27 relativo ai lavori fuori tensione ed in particolare al paragrafo 11.2.6.1 che recita:

“L'esecuzione della messa a terra ed in cortocircuito dell'impianto AT (tensione superiore a 1 kV) può essere effettuata con due modalità:

applicando i dispositivi mobili;

utilizzando, ove esistenti, le apparecchiature predisposte per effettuare la messa a terra ed in cortocircuito della parte d'impianto.”

Ciò premesso, l'Utente può adottare⁽³⁸⁾ una delle soluzioni impiantistiche

⁽³⁸⁾ La scelta dell'una o dell'altra soluzione deve essere comunicata al Distributore preliminarmente alla connessione. A connessione esistente, l'Utente non può cambiare soluzione se non con il preventivo assenso scritto del Distributore.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Schema di connessione I

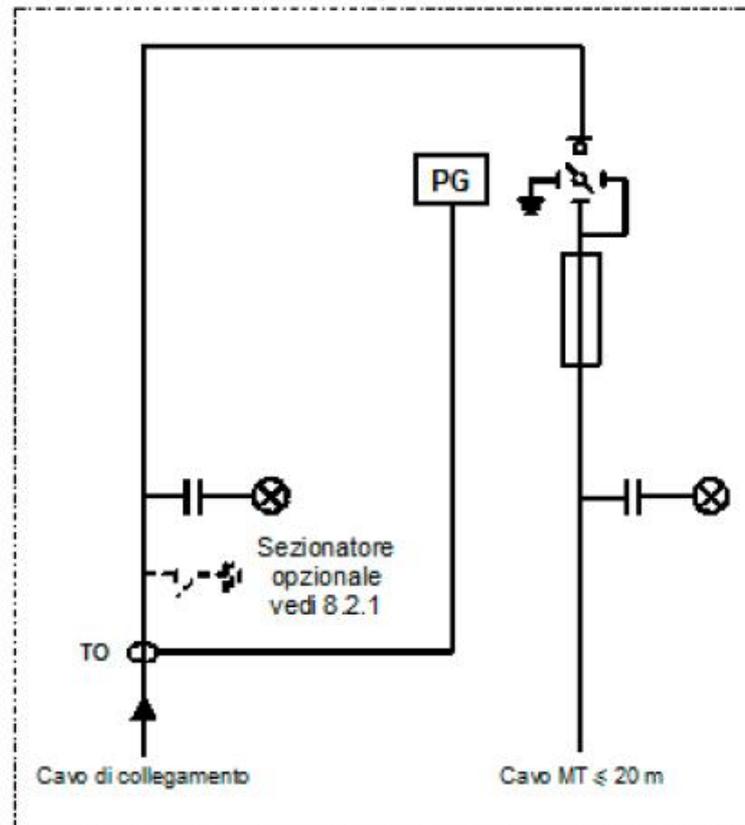
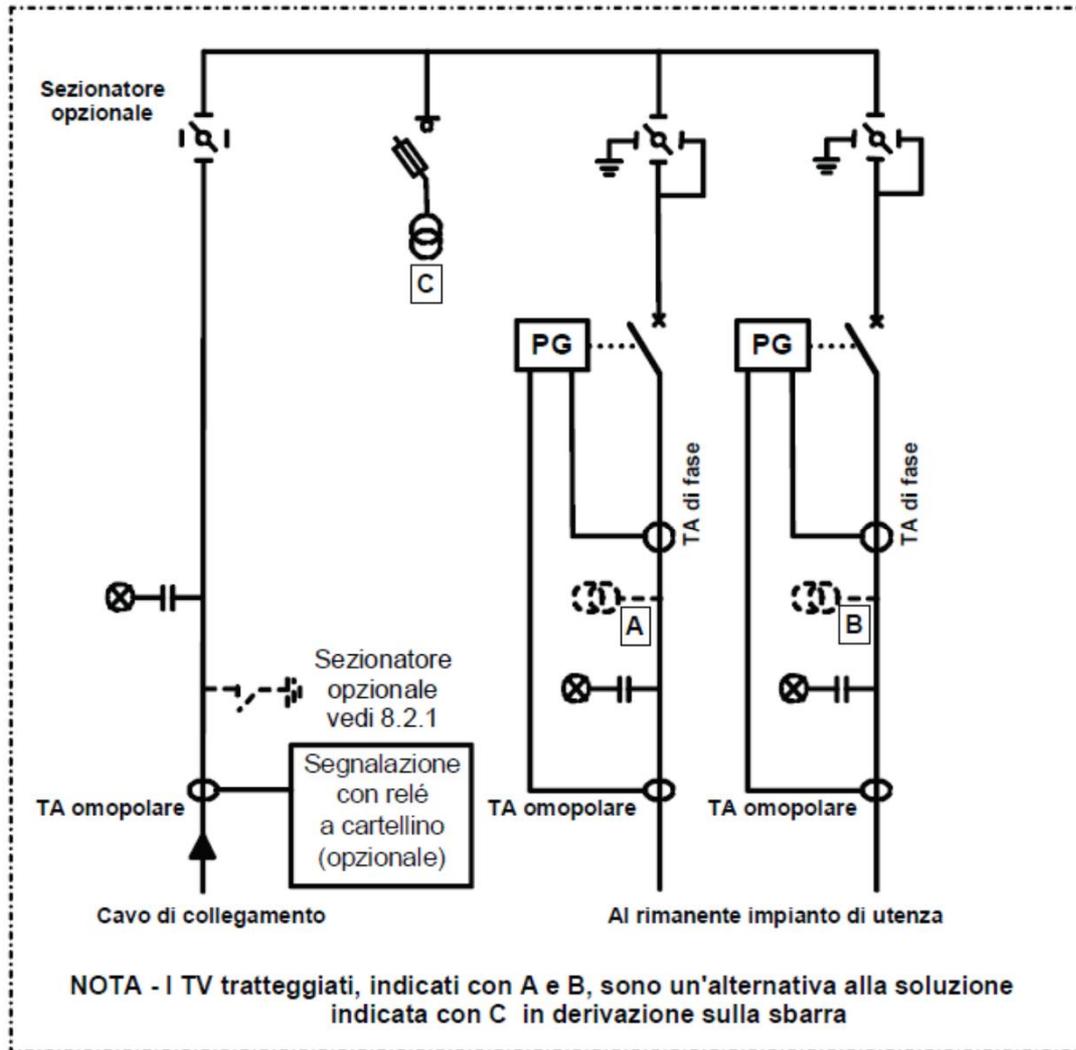


Figura 12 – DG semplificato per impianto con un solo montante MT con a valle un solo trasformatore MT/BT di potenza nominale ≤ 400 kVA

In questo caso, il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore di manovra sezionatore (IMS) completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relé di massima corrente omopolare conforme alla Norma CEI 17-126.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Schema di connessione III



- Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto passivo con due montanti MT dalla sbarra principale
- I TV tratteggiati, indicati con A e B, sono un'alternativa alla soluzione indicata con C in deviazione sulla sbarra

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Schema di connessione III

Nel caso di impianto MT con due soli montanti MT, è possibile omettere il Dispositivo Generale (DG) alle condizioni che sono in seguito dettagliate. In tal caso, le funzioni normalmente attribuite al DG sono assolve dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*dispositivi* generali di linea). Per quanto attiene il cavo di collegamento, in una simile configurazione si intende che tale cavo abbia termine ai morsetti di monte del primo sezionatore

Per questa tipologia di impianto, è ammessa la configurazione di cui alla Figura, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

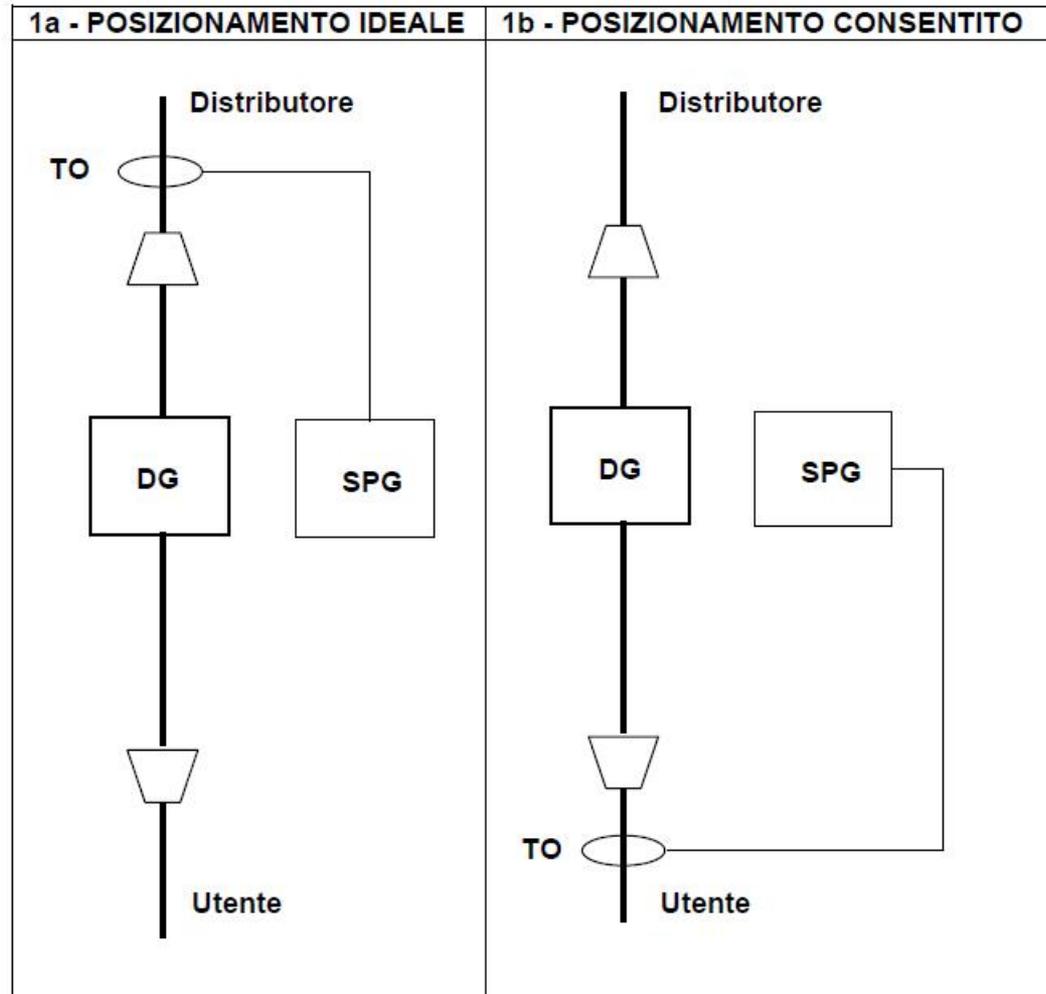
- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);

- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Figura installata sulle sbarre MT..

CEI 0-16 V3 – 12-2012

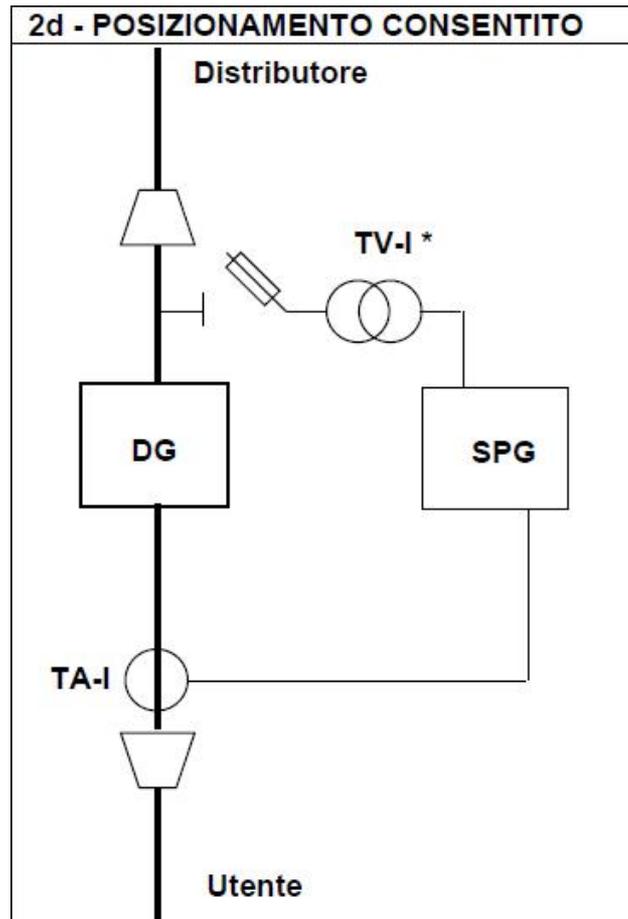
Disposizione riduttori di corrente e tensione

H.1 Posizionamento toroide omopolare (schema da coordinare con le soluzioni TA-I, TA-NI, TV-I, TV-NI riportate negli schemi successivi)



CEI 0-16 V3 – 12-2012

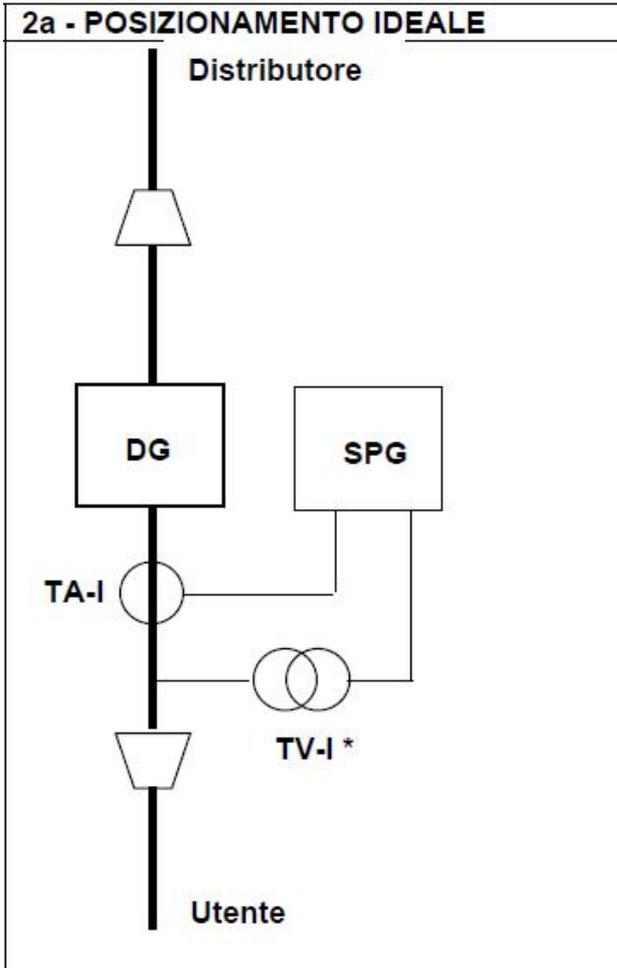
Disposizione riduttori di corrente e tensione



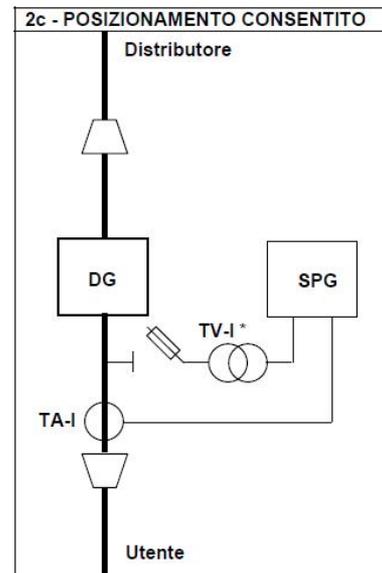
Nel caso in cui i TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase, essi dovranno essere protetti, lato MT, con un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3A$) a protezione del primario dei TV.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Disposizione riduttori di corrente e tensione

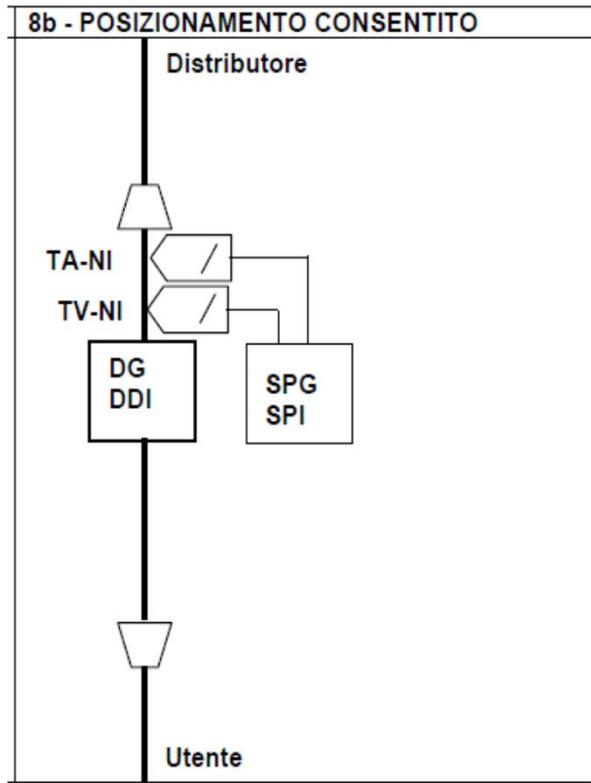


Nel caso in cui i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non ci sono vincoli circa la protezione primaria dei TV.



CEI 0-16 V3 – 12-2012

Disposizione riduttori di corrente e tensione



Sensori combinati di tensione e corrente (TA-NI/TV-NI)

E' ammessa la loro installazione a monte del DG senza necessità di loro protezione (a differenza dei TV induttivi TV-I per cui sono richiesti IMS sotto carico e fusibili)

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Protezione 67N e 51N

Indipendentemente dalla posizione dei TV, l'intervento di eventuali fusibili primari e/o eventuali protezioni del circuito secondario deve provocare:

l'apertura del DG oppure

la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N deve essere effettuata nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento del guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati prescrizioni secondo la guida CEI 11-35

L'utente non può installare trasformatori avente una potenza complessiva superiore a tre volte i valori indicati dal Distributore per ciascun livello di tensione, anche con sbarre BT separate.

Nel caso in cui la potenza totale sia superiore della potenza limite è necessario utilizzare dei dispositivi che evitino la contemporanea energizzazione dei trasformatori.

I dispositivi intervengono in caso di mancanza di tensione **>5s** e provvedono alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive \leq ai limiti indicati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati prescrizioni secondo la guida CEI 11-35

Nel caso in cui i trasformatori, pur rispettando i limiti di potenza, diano luogo a una corrente complessiva di energizzazione tale da provocare l'apertura del DG per effetto della attivazione della soglia $I_{>>>}$, è possibile prevedere un blocco della soglia sull'individuazione della seconda armonica.

Tale blocco non deve comunque inficiare le prestazioni del PG in termini di rapidità di intervento.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati
parametri relativi alla corrente di inserzione I_{oi} di trasformatori in olio



Curva di prima magnetizzazione per materiali ferrosi

Potenza del trasformatore S_r (kVA)	Corrente nominale primaria I'_r (A)		k_i	Costante di tempo T_i (s)
	15 kV	20 kV		
50	1,9	1,4	15	0,10
100	3,8	2,9	14	0,15
160	6,2	4,6	12	0,20
250	9,6	7,2	12	0,22
400	15,4	11,5	12	0,25
630	24,2	18,2	11	0,30
800	30,8	23,1	10	0,30
1000	38,5	28,9	10	0,35
1250	48,1	36,1	9	0,35
1600	61,6	46,2	9	0,40
2000	77,0	57,7	8	0,45

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Dispositivo generale

Il SPG deve essere costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé (protezione generale, PG) che comprende:

- 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);
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente **supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N**) protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Dispositivo generale

Quando serve la 67N?

La taratura della protezione 51N è di solito 2A

80% di 2 A fanno 1,6A (I_0)

Applicando la formula $I_0 = 0,2A * V * L$

Dove V indica la tensione di rete espressa in kV

Dove L indica lunghezza della linea espressa in km

Ricaviamo: $L = I_0 / (0,2 * V) \rightarrow L = 1.6 / (0,2 * V)$

Tensione rete 20 kV

Estensione rete MT > 400m

Tensione rete 15 kV

Estensione rete MT > 533m

Per gli altri valori di tensione di rete si calcola la lunghezza con la formula sopra indicata

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Dispositivo generale

Il Distributore può chiedere all'Utente di limitare l'assorbimento di potenza oltre ai limiti contrattuali in modo da non dover interrompere per motivi di sovraccarico il servizio a tutti gli utenti collegati sulla medesima linea MT.

La limitazione di potenza ha lo scopo di evitare disservizi e danneggiamenti dovute alle sovracorrenti (es. trasformatori di misura).

Di conseguenza è necessario prevedere sulla PG un'ulteriore soglia a tempo inverso, che viene attivata dall'Utente in accordo con il Distributore ai fini di proteggere l'impianto del Distributore dai sovraccarichi.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Protezioni di massima corrente di fase

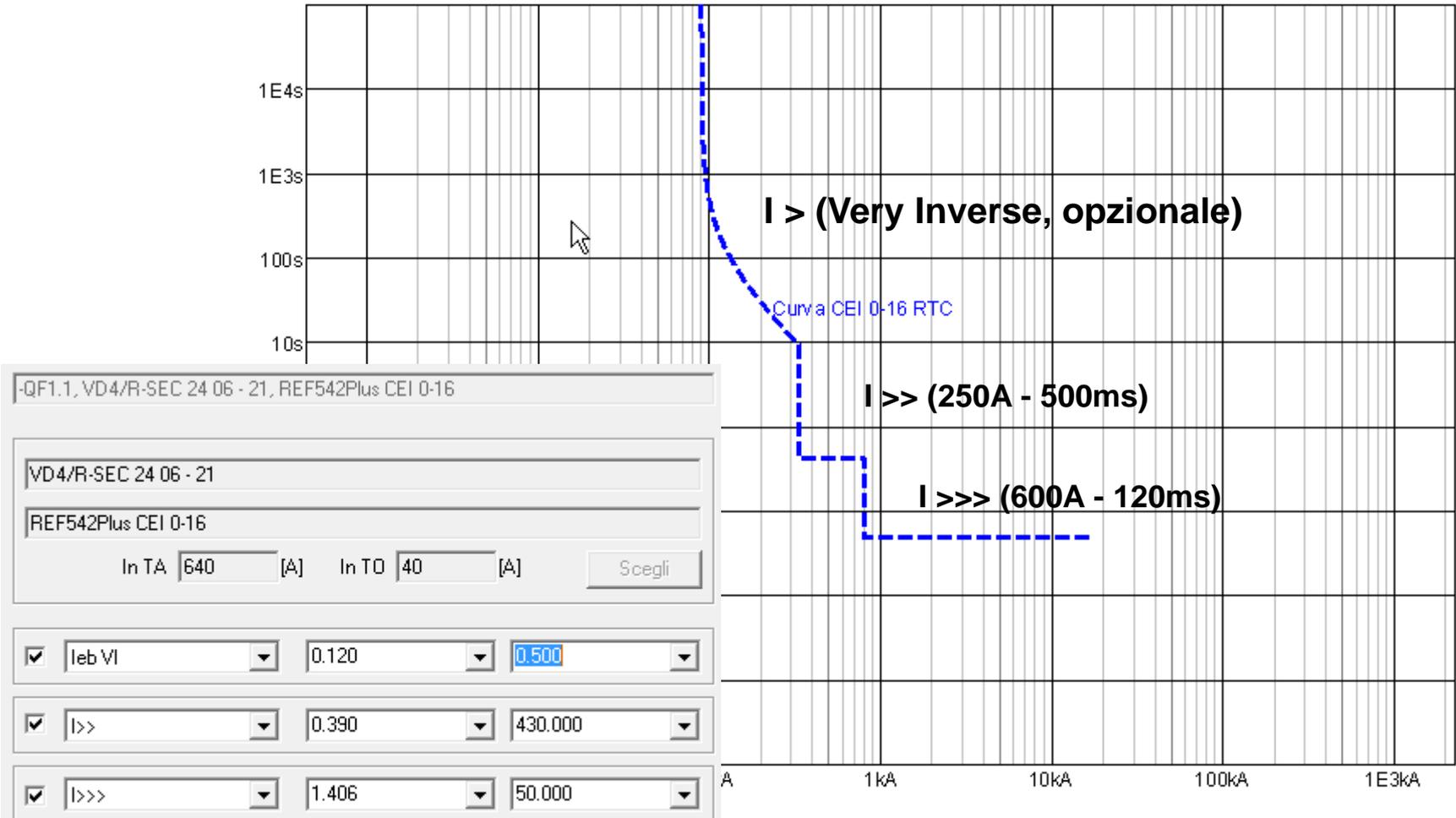
I valori di regolazione minimi comunicati dal Distributore all'Utente circa la protezione di massima corrente di fase sono di seguito riportati:

- **prima soglia ($I_{>}$, opzionale):** valore e tempo di estinzione da concordare;
- **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

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Curve disegnate con DocWin



CEI 0-16 V3 – 12-2012

Protezione di massima corrente omopolare

I valori di regolazione minimi della protezione di massima corrente di terra sono di seguito riportati:

- **prima soglia ($I_0>$):** valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: per reti a neutro isolato, 170 ms; per reti a neutro compensato, 450 ms (salvo alcuni particolari casi di Utenti con DG per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms);
- **seconda soglia ($I_0>>$):** valore 120 A; tempo di estinzione del guasto: 120 ms

Nel caso la protezione contro i guasti a terra sia realizzata tramite la funzione direzionale di terra è necessaria la sola soglia $I_0>>$.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Protezione direzionale di terra

I valori di regolazione della protezione direzionale di terra sono di seguito riportati:

- **prima soglia** (selezione guasti a terra in regime di neutro isolato)
 - I_0 : 2 A;
 - U_0 : 2 V;
 - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): $60^\circ \div 120^\circ$;
 - tempo di estinzione del guasto: 170 ms;

- **seconda soglia** (selezione guasti a terra in regime di neutro compensato)
 - I_0 : 2 A;
 - U_0 : 5 V;
 - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): $60^\circ \div 250^\circ$;
 - tempo di estinzione del guasto: 450 ms;

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Alimentazione ausiliaria

- **ALIMENTAZIONE AUSILIARIA DEL SPG**

Le prescrizioni di seguito fornite sono finalizzate a dare la massima affidabilità ai circuiti di comando del DG e alimentazione ausiliaria della PG. A tal fine, i circuiti di alimentazione della PG (compreso l'eventuale data logger) e i circuiti di comando del DG devono essere alimentati da un'unica sorgente di tensione ausiliaria, la cui disponibilità deve essere garantita da un UPS o batterie in tampone per almeno **un'ora**.

- **ALIMENTAZIONE AUSILIARIA DEL SPI**

Il sistema di alimentazione ausiliaria deve garantire il funzionamento del SPI per almeno 5 s dalla mancanza di alimentazione principale. Inoltre, alla mancanza di alimentazione principale, il sistema di alimentazione ausiliaria deve essere opportunamente dimensionato per mantenere per almeno **5 s** la chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rinalzo.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA di fase (TA-I)

Fra questi TA di fase si possono considerare automaticamente idonei (TA lineari, che non necessitano di alcuna verifica, salvo quella relativa alla tenuta dei circuiti amperometrici della PG) quelli aventi le seguenti caratteristiche nominali e che vengano caricati con prestazioni effettive non superiori a quelle di seguito specificate:

- rapporto di trasformazione nominale: 300/5 (oppure 300/1);
- prestazione nominale: 10 VA (oppure 5 VA);
- classe di precisione: 5P;
- fattore limite di precisione: 30;
- prestazione effettiva a 5 A (a 1 A) 0,4 Ω (oppure 5 Ω).

TA di fase che **non presentano** le precedenti caratteristiche ma tali per cui:

- $F'1 \times I_p$ (secondo la Guida CEI 11-35) sia non inferiore a 9 kA,
- Verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi ≥ 10 ms,
- la verifica di tenuta dei circuiti amperometrici della PG sia superata,

possono **essere considerati idonei** (TA assimilabili a TA automaticamente idonei), in quanto la verifica di **comportamento lineare per correnti primarie fino a 9 kA è soddisfatta**.

Entrambe tali tipologie di TA possono essere utilizzate con una PG conforme....

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA omopolare (TO)

Le caratteristiche dei TO finalizzati alla rilevazione dei guasti monofase a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase sono di seguito esposte.

Tenendo conto dei vincoli sopra richiamati, TO con le seguenti caratteristiche nominali sono ritenuti automaticamente idonei:

- tipo toroidale;
- rapporto di trasformazione nominale: 100/1 A;
- prestazione nominale: 2 VA;
- errori contenuti entro i valori in tabella (in cui I_n è la corrente nominale di 100 A, I è la corrente primaria di prova).

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

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA omopolare (TO)

- **D.2.2.1.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei**
- Le prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei per la rilevazione dei guasti monofasi a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase a terra, sono le medesime riportate per i TO non automaticamente idonei
- Il superamento di tutte le prove,, attesta esclusivamente che il particolare **accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido**. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al C.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.
- Deve essere quindi dichiarato ai fini della Norma CEI 0-16 il TO utilizzato per le prove, che diventa parte integrante della catena relé + TO, nel caso di ABB i TO sono:

ABB TO11S3 o TO21S3,

sia per il REF601, che per il REF542plus.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TV omopolari (TV-I)

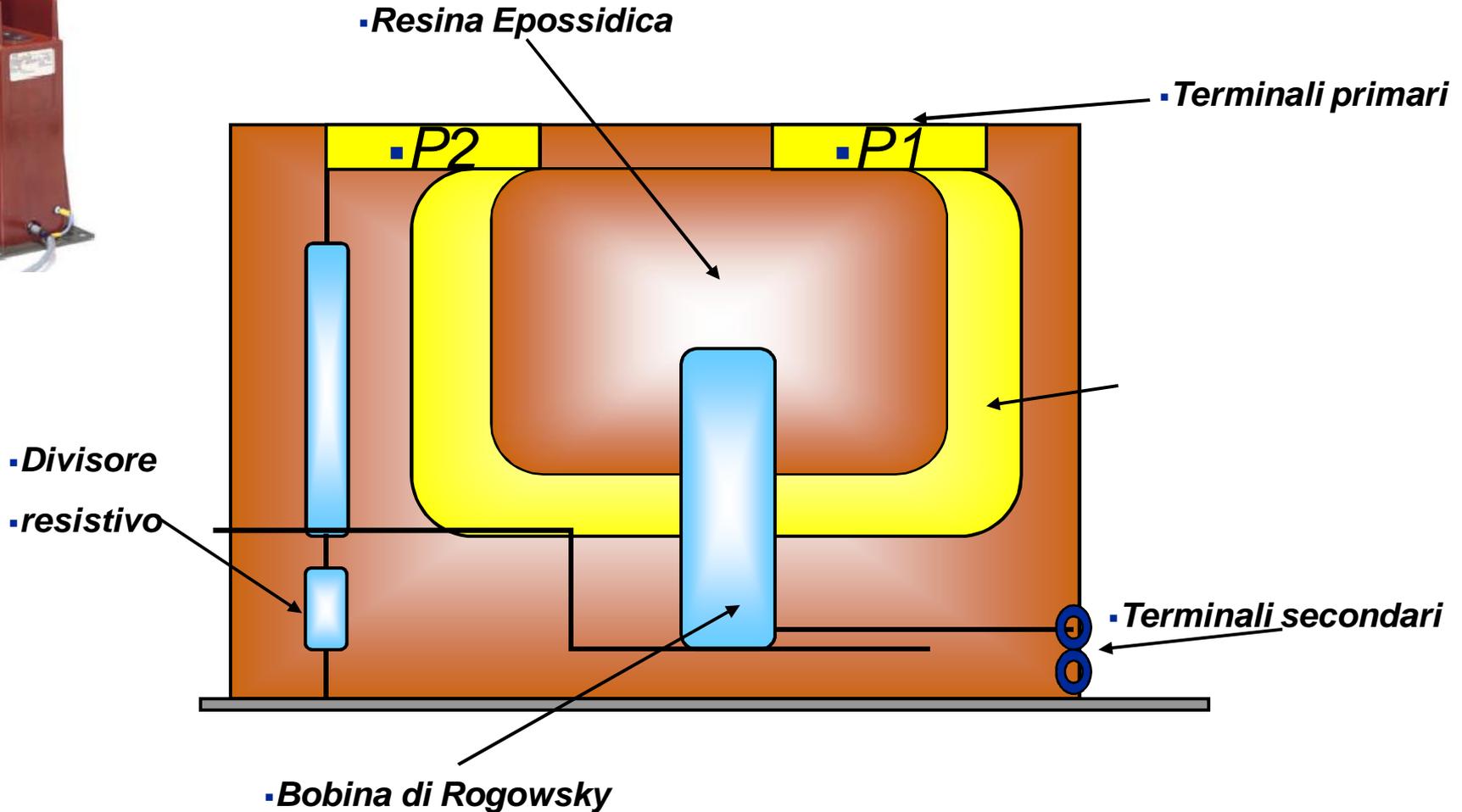
Qualora la terna di TV fase-terra impiegati per la ricostruzione della tensione omopolare alla PG presenti le seguenti caratteristiche:

- classe 0,5, 3P(10);
- fattore di tensione 1,9 per 30 s;
- prestazione nominale ≥ 50 VA, per alimentare una resistenza di smorzamento antiferrisonanza di valore $\leq 100 \Omega$ sul triangolo aperto (100 W); la prestazione nominale dei TV deve essere compatibile con la classe di precisione richiesta;
- valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7 T;
- rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto pari a 100 V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

I TV che compongono tale terna si possono considerare automaticamente idonei.

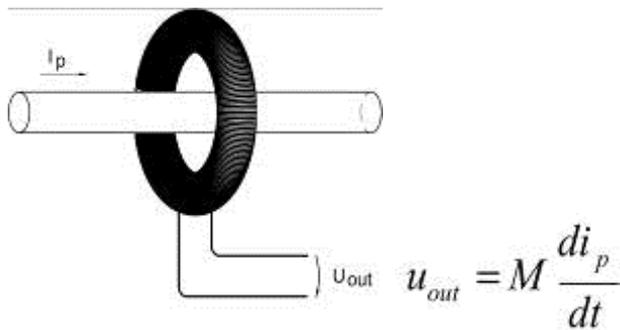
CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA e TV non induttivi (TA-NI e TV-NI)



CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA non induttivi (TA-NI)

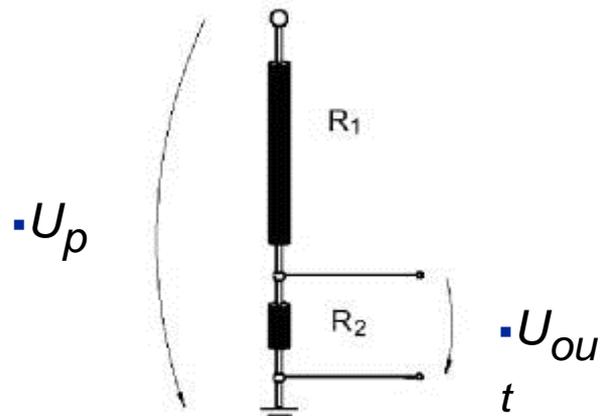


Bobina di Rogowsky (TA-NI)

- Bobina avvolta in aria
- Segnale di uscita proporzionale alla derivata della corrente
- IEC 60044-8
- Classe 1

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TV non induttivi (TV-NI)



Divisore resistivo (TV-NI)

- $R_1 = 250\text{M}\Omega$
- $R_2 = 25\text{k}\Omega$
- Rapporto 1:10'000
- $U_{out} = R_2 / (R_1 + R_2) U_p$
- Classe 0.5/3P
- IEC 60044-7

CEI 0-16 V3 – 12-2012

TA non induttivi (TA-NI)

- Caratteristiche **sensori di corrente** (bobina di Rogowsky) definiti in CEI 0-16 “**TA-NI**”:
 - il segnale di uscita è una tensione (150mV alla nominale) proporzionale alla variazione nel tempo della corrente; integrando il segnale si ottiene la misura di corrente
 - una sola bobina copre **l'intera gamma di correnti nominali**
 - l'avvolgimento può rimanere aperto anche con il quadro MT in servizio
 - nessun fenomeno di isteresi e di saturazione
 - Linearita' della misura
 - conforme alle norme IEC 60044-8

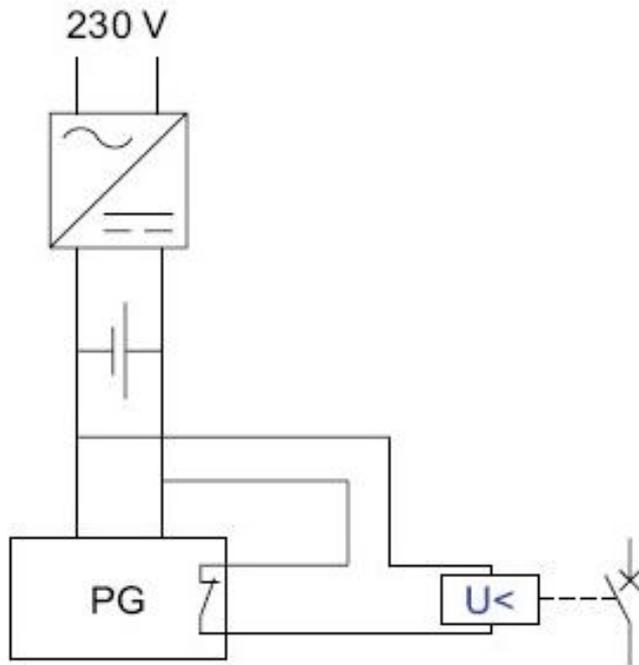
CEI 0-16 V3 – 12-2012

TV non induttivi (TV-NI)

- Caratteristiche **sensori di tensione** (partitori di tensione) definiti in CEI 0-16 “**TV-NI**”:
 - Possono essere installati a monte del DG (oppure DG+DDI integrato) senza nessun dispositivo di protezione
 - il segnale di uscita è una tensione direttamente proporzionale alla tensione primaria
 - un solo partitore copre il **range da 0 a 24 kV**
 - nessun fenomeno di **ferrorisonanza**
 - conforme alle norme IEC 60044-7

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Circuiti di comando -bobina a mancanza di tensione-

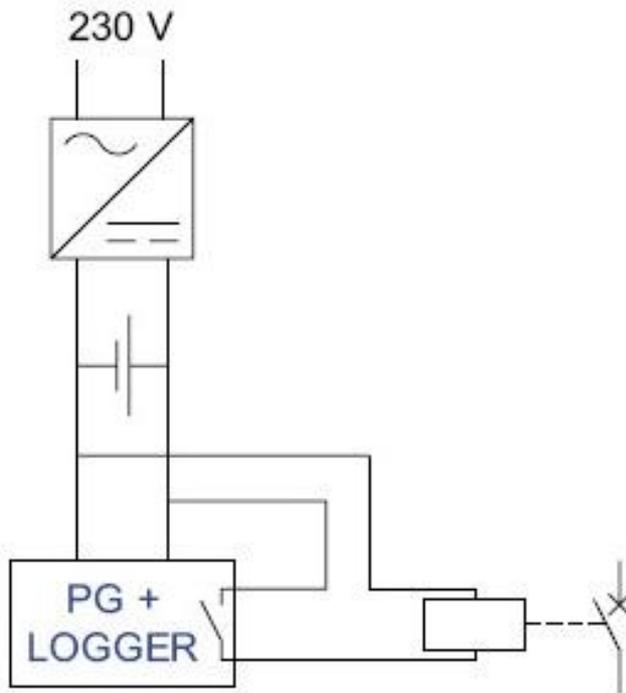


Per comando di apertura del DG per azione della PG, deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione. Qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG (anche in presenza di UPS o batterie tampone), si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG.

La protezione deve essere munita di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza di tensione ausiliaria.

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Circuiti di comando -bobina a lancio di corrente & data logger-



Per il comando del DG da parte del PG è possibile utilizzare, in alternativa alla bobina di apertura a mancanza di tensione, una bobina di apertura a lancio di corrente.

In questo caso il PG deve essere dotato di un opportuno sistema di controllo e registrazione atto a consentire le verifiche del caso (**DATA LOGGER**).

In questo caso, il contatto NA della PG deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

I comandi di apertura e chiusura degli interruttori devono essere di tipo elettrico.

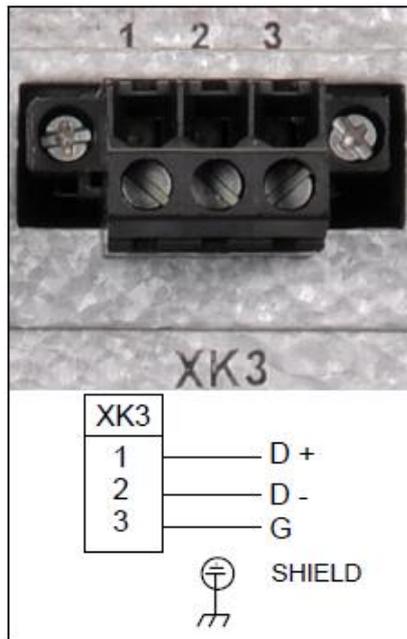
CEI 0-16 V3 – 12-2012

Requisiti minimi del DATA LOGGER

1. Presenza del collegamento tra PG e LOGGER (quando distinti);
2. presenza dell'alimentazione del LOGGER (quando distinti);
3. presenza dell'alimentazione della PG;
4. **presenza e continuità del circuito di comando.**

CEI 0-16 V3 – 12-2012

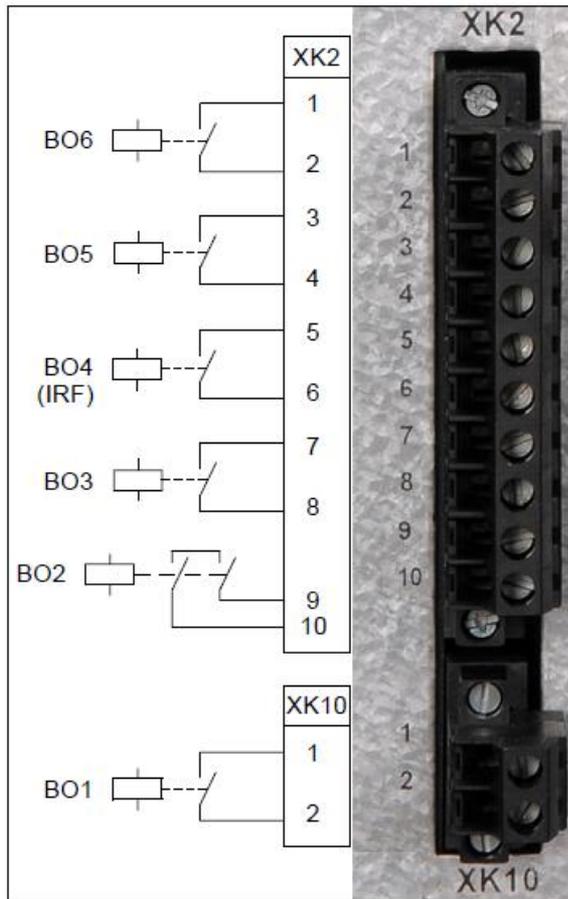
REF601 Modulo comunicazione (Versione con **Data Logger**)



- Comunicazione seriale MODBUS RTU
 - Comunicazione su RS 485
 - Connessione a 2 fili

CEI 0-16 V3 – 12-2012

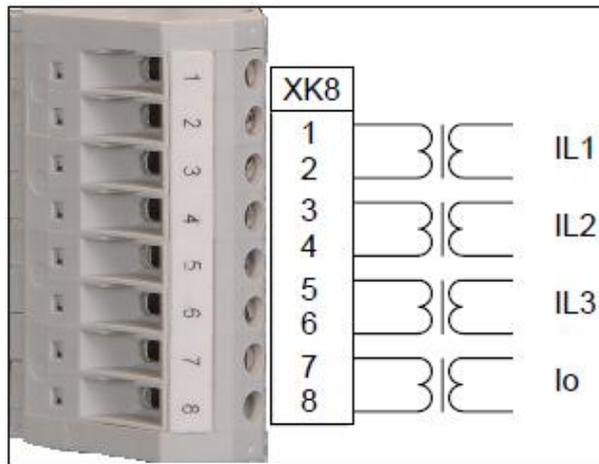
REF601 Uscite BINARIE (Versione con Data Logger)



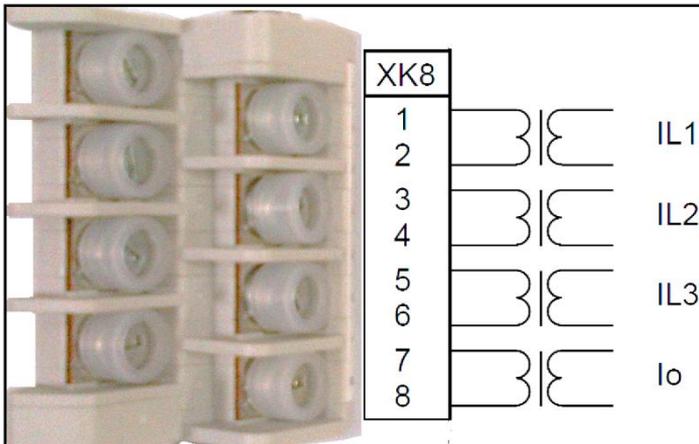
- DUE uscite binarie di trip
 - Single pole trip contact BO1
 - Double pole trip contact BO2
- TRE uscite binarie di segnalazione
 - Single pole contact BO3, BO5, BO6
- IRF uscita binaria per autodiagnostica
 - Single pole contact BO4
- Le uscite di trip come le uscite di segnale possono essere configurate come:
 - Start and trip of protection $I>, I>>, I>>>, I_0>, I_0>>$
 - Breaker Command - External Trip/Open & Close
 - **Trip circuit supervision alarm**
- Le uscite possono essere configurate come NA o come NC (inversione dei contatti)

CEI 0-16 V3 – 12-2012

REF601 versione "TA" Modulo ingressi analogici

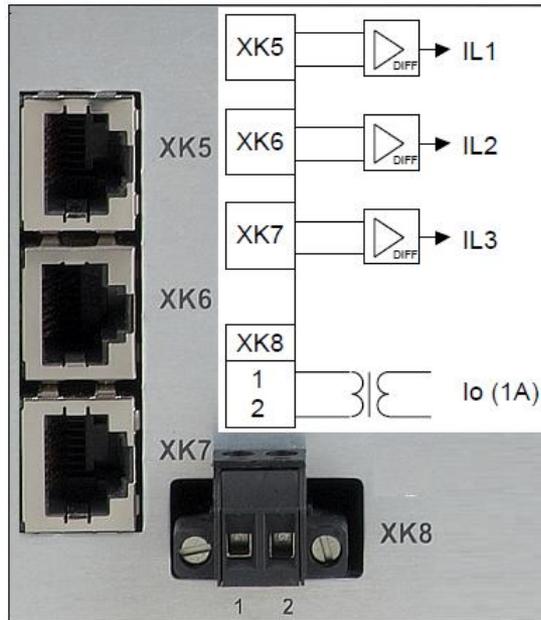


- Quattro ingressi analogici di corrente
 - (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} and I_0), 1 A or 5 A
- Sezione max. 1 x 6 mm² o 2 x 2.5 mm²
- E' possibile avere anche il connettore per capocorda ad occhiello (opzione/accessorio)



CEI 0-16 V3 – 12-2012

REF601 versione “Sensori” Modulo ingressi analogici



- Tre ingressi da sensore con rapporto predefinito
 - 150mV/80A per 50Hz
 - 150mV/250A per 50Hz
 - 180mV/80A per 60Hz
 - 180mV/250A per 60Hz
- Quattro valori selezionabili di corrente primaria
 - 12.8/25.6/80/400A per 80A
 - 40/80/250/1250A per 250A
- Fattore di calibrazione programmabile per un'altra accuratezza del segnale
- Un ingresso per TA toroidale tradizionale (Io) secondario 1A



CEI 0-16 V3 – 12-2012

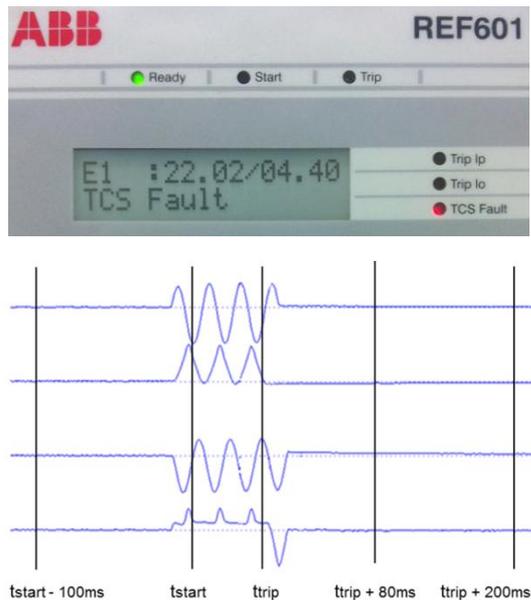
REF601 Configurazione Input/output

Configurazioni Standard	Ingressi analogici	Ingressi/Uscite binarie	
	TA	BI	BO
REF601 Versione sensore	3+1 ¹⁾	4	6
REF601 Versione TA	4	4	6

1) Support for three Current Sensors and one conventional I_o input (1A)

CEI 0-16 V3 – 12-2012

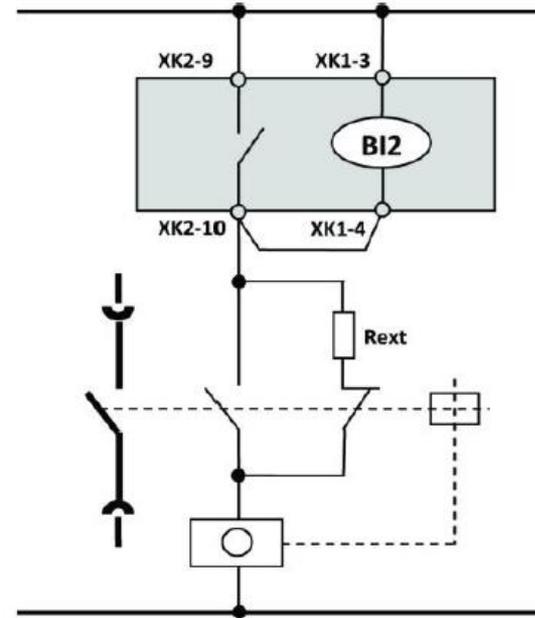
REF601 Registrazione guasti



- Analisi pre e post guasto
- Dati salvati in memoria non volatile:
 - Valori di setting
 - Configurazione I/O
 - Trip lock-out
 - 100 eventi con time stamping
 - Record memorizzati per gli ultimi eventi di trip, ogni record contiene i valori analogici di 5 differenti istanze
 - Contatori di trip di guasto di fase e trip guasto di terra

CEI 0-16 V3 – 12-2012

REF601 Trip Coil Supervision



Description	Value
Auxiliary voltage range	48-250V AC/DC
Current drain through the supervision circuit	~1.5 mA
Minimum voltage over the TCS contact	20 V AC/DC
Operating voltage Vaux	Recommended shunt resistor Rext
48 V DC	1.2 kΩ, 5 W
60 V DC	5.6 kΩ, 5 W
110 V DC	22 kΩ, 5 W
220 V DC	33 kΩ, 5 W

CEI 0-16 V3 – 12-2012

REF601 Data Logger Tool

ABB REF601R2 Data Logger

File Azioni Opzioni ?

Parametri di configurazione

Tipo modello	CEI 0-16	Base board sw.	02.20
Corrente nominale	250	Comm. board sw.	02.20
Terra	Esterna	Data	19/09/2013
Frequenza	50	Ora	11:09:48

Eventi

Nr.	Data	Ora	Descrizione
27	16/01/2011	00:43:30.113	Trip of I>>
28	16/01/2011	00:43:29.683	Start Of Phase 2
29	16/01/2011	00:43:29.063	Trip of I>>
30	16/01/2011	00:43:28.633	Start Of Phase 2
31	16/01/2011	00:43:27.953	Trip of I>>
32	16/01/2011	00:43:27.524	Start Of Phase 2
33	16/01/2011	00:43:26.663	Trip of I>>
34	16/01/2011	00:43:26.233	Start Of Phase 2
35	16/01/2011	00:43:25.733	Trip of I>>
36	16/01/2011	00:43:25.303	Start Of Phase 2
37	16/01/2011	00:43:24.719	Trip of I>>
38	16/01/2011	00:43:24.289	Start Of Phase 2
39	16/01/2011	00:43:21.604	Trip of I>>
40	16/01/2011	00:43:21.174	Start Of Phase 2
41	16/01/2011	00:43:11.090	Trip of I>>
42	16/01/2011	00:43:10.660	Start Of Phase 2
43	16/01/2011	00:43:04.491	Trip of I>>
44	16/01/2011	00:43:04.061	Start Of Phase 2

Ultima acquisizione : 19/09/2013 11:10:06 Eventi: [100] giovedì 19 settembre 2013 11:14:20 COM1 **ABB**

CEI 0-16 V3 – 12-2012

REF542plus Data Logger Tool

ABB REF542 plus DataLogger

File Edit View Commands Settings Help

Version Information

MC: V4F.06a Checksum : 0xBD48 DSP: V4F.06a DSP56307 Rev.A Project: PVC Fupla date-time: 12.01.08 15.29.16

AI20MA: — CS: V4F.06a File Name: Bay_46_26_Both.ref

RHMI: E5F.06-6 COM: ETH E1F.06-RC5 Feeder: SPA_STATION_46

Event report

N°	DATE	TIME	DESCRIPTION	DETAILS
93	2008-12-03	15:40:18.177	COIL ERROR CARD2II	Status FAIL
94	2008-12-03	15:44:20.968	Overvoltage inst.	Start L12 = 0 ms
95	2008-12-03	15:44:20.968	Overvoltage inst.	Start Net1 L12 = 0 ms
96	2008-12-03	15:44:20.982	Overvoltage inst.	Start Net2 L12 = 0 ms
97	2008-12-03	15:44:20.989	Overvoltage inst.	Start L23 = 0 ms
98	2008-12-03	15:44:20.998	Overvoltage inst.	Start Net1 L23 = 0 ms
99	2008-12-03	15:44:21.030	Overvoltage inst.	Start Net2 L23 = 0 ms
100	2008-12-03	15:44:21.040	Overvoltage inst.	Start L31 = 0 ms
101	2008-12-03	15:44:21.053	Overvoltage inst.	Start Net1 L31 = 0 ms
102	2008-12-03	15:44:21.065	Overvoltage inst.	Start Net2 L31 = 0 ms
103	2008-12-03	15:44:21.076	Overvoltage inst.	Gen.Start = 0 ms
104	2008-12-03	15:44:21.086	Overvoltage inst.	Gen.Start Net1 = 0 ms
105	2008-12-03	15:44:21.095	Overvoltage inst.	Gen.Start Net2 = 0 ms
106	2008-12-03	15:44:21.100	Overvoltage inst.	Trip = 0.00 kV
107	2008-12-03	15:44:21.117	Overvoltage inst.	Trip Net1 = 0.00 kV
108	2008-12-03	15:44:21.128	Overvoltage inst.	Trip Net2 = 0.00 kV
109	2008-12-03	15:44:21.130	Overvoltage inst.	Block On
110	2008-12-03	15:44:21.162	Overvoltage inst.	Block Net1 On

For Help, press F1

COM 3 

CEI 0-16 V3 – 12-2012

Contatti: www.abb.it/mediatensione (portale CEI 0-16)

[HOME](#) | [OFFERINGS](#) | [MEDIA](#) | [CAREERS](#) | [INVESTORS](#) | [ABOUT](#) | [CONVERSATIONS](#)

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Gruppo ABB in Italia

+ Benvenuti in ABB

- I nostri business

- Power Products

CEI 016 e Allegato A70

Laboratorio prove di
compatibilità
elettromagnetica

Power Systems

Discrete Automation

Low Voltage Products

Process Automation

+ La nostra cultura

Management

+ Strategia

Contact Center

Dove trovarci

Report di Gruppo

Fiere ed eventi

+ Storia

CEI 016 e Allegato A70

La Norma CEI 0-16 ha introdotto regole generali per le protezioni di interfaccia tra utenti (anche autoproduttori) e distributori di energia. Nella Norma sono definite in dettaglio anche le caratteristiche e le regolazioni che devono essere previste.

Soluzioni e documentazione di riferimento - CEI 0-16 e Allegato A70

- Soluzione con REF542plus
- Soluzione con REF601 CEI
- Soluzione integrata con interruttore VD4R
- Soluzione integrata con interruttore HD4R
- Quadro di distribuzione
- Service
- Certificazione Sistema Gestione Qualità - ISO 9001
- Richiesta certificazione prodotti ABB
- Dichiarazione Sostitutiva Delib. AEEG 84/2012

Link utili CEI 0-16 e Allegato A70

- CEI 0-16 Terza edizione
- Definizioni e requisiti soluzioni ABB A70
- Proposte ABB (Allegato A70 - Tema)
- Schemi di cablaggio REF542plus CEI 016 - A70
- CEI 016 - A70 - Soluzioni ABB
- CEI 0-16 - Impatto sui prodotti ABB
- Norma CEI 0-16
- Autorità per l'energia
- Elenco dispositivi certificati (ANIE)
- Criteri di protezione delle reti MT
- Guida ed applicazioni sui prodotti ABB

Search

+ Rate this page

+ Share this page



Riferimenti

- Offerte commerciali
- Approfondimenti tecnici

CEI 0-16 V3 – 12-2012

www.anie.it (Dispositivi conformi alla Norma CEI 0-16)

↳Sito GIF1 - Gruppo
Imprese Fotovoltaiche
Italiane

ANIE Componenti
Elettronici - Ass.
Nazionale
Componenti
Elettronici

CECED Italia

CSI - Ass.
Componenti e Sistemi
per Impianti

ASSIV - Socio effettivo

CONFIDA - Socio
aggregato

Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16 edizione III

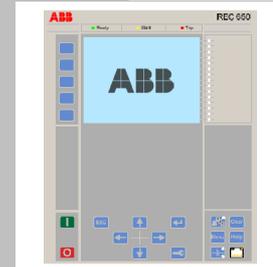
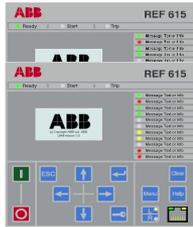
Con la delibera 562/2012/R/EEL l'Autorità ha dettato i tempi di entrata in vigore della Norma CEI 0-16 ed III e ha disposto che la stessa si applichi per impianti che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, ad eccezione del capitolo inerente la protezione di interfaccia (per richieste di connessione dopo il 31 marzo 2013) e alcune parti inerenti gli inverter (suddivise per richieste di connessione dopo il 31 marzo 2013 e dopo il 30 settembre 2013). L'AEEG ha specificato che è possibile connettere impianti di produzione per i quali sono già rispettate le condizioni che saranno obbligatorie solo nel caso di connessioni a partire da date successive.

Sistema	Data aggiornamento	Scarica
Protezione generale per reti MT (Norma CEI 0-16 ed III)		
Sistema integrato	06/02/2013	
Sistema non integrato	06/06/2013	
Sistema di controllo (Logger)	06/06/2013	
TA, TO, TV non automaticamente idonei per protezioni non integrate *	06/02/2013	
Protezione di interfaccia (Norma CEI 0-16 ed III)		
Sistemi di protezione di interfaccia non integrati	16/07/2013	
Sistemi di protezione di interfaccia integrati	16/07/2013	
Inverter per generatori statici (Norma CEI 0-16 ed III)		
Inverter per generatori statici	06/09/2013	

Relion@ – Lancio 2009 - 2013

Distribuzione

Trasmissione



IEC 61850

IEC 61850

IEC 61850

IEC 61850

REF 601
REJ 601
REJ 603

REF 611
REM 611
REB 611

REF 620
RET 620
REM 620

REF 630
RET 630
REM 630
REG 630

REF 615
RET 615
REM 615
RED 615
REU 615

REC 650
REL 650
RET 650
REG 650
REQ 650
REB 650

REB 670
REC 670
RED 670
REG 670
REL 670
RET 670
RES 670

... Su chi potete contare per la CEI 0-16

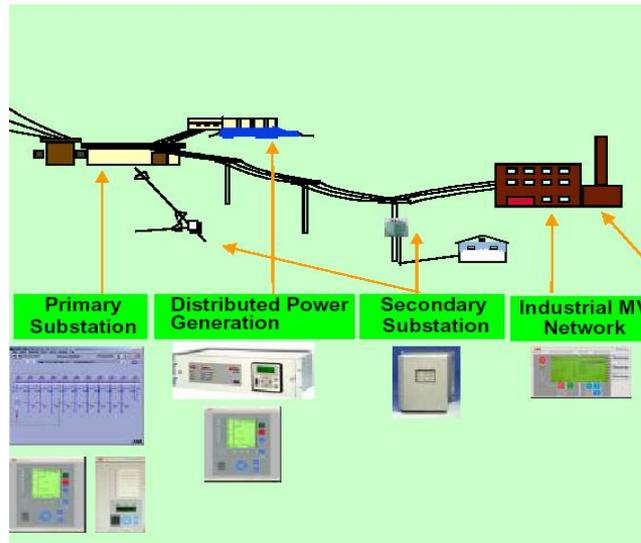
CLAUDIO FRANCESCON TEL 02-24143496

e-mail :claudio.francescon@it.abb.com

IGNAZIO MILESI

TEL 035-6952671

e-mail :ignazio.milesi@it.abb.com



Power and productivity
for a better world™

