



Sesto San Giovanni - 23/11/2010 , ABB s.p.a. Power Product Division, Unità Operativa Sace MV

Norma CEI 0-16

Normativa ed impatto sui prodotti 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

La norma CEI 0-16

L'Autorità dell'Energia Elettrica e Gas tramite la delibera ARG/elt 33/08 ha deliberato di:

- riconoscere la Norma CEI 0-16, di cui all'Allegato A della delibera, che costituisce parte integrante e sostanziale del provvedimento, quale Regola Tecnica di Riferimento (RTC) per la connessione di utenti che immettono o prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV;
- approvare il documento inerente i criteri applicativi della Regola Tecnica di Connessione di cui all'Allegato B, che costituisce parte integrante e sostanziale del provvedimento;
- approvare il documento inerente le modalità per l'effettuazione e la presentazione della Dichiarazione di Adeguatezza, di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 333/07, ai fini della attestazione dei requisiti tecnici per aver accesso agli indennizzi automatici in caso non sia rispettato il livello specifico di continuità del servizio per i clienti MT, di cui all'Allegato C, che costituisce parte integrante e sostanziale del provvedimento.

La norma CEI 0-16

da “Chiarimenti alle delibere ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08” ed. 9 gennaio 2009:

.....il punto 4 della ARG/elt 119/08 dispone di prorogare al 1° aprile 2009 l'entrata in vigore delle disposizioni della Norma CEI 0-16 con riferimento ai seguenti aspetti, mantenendo validi, sino alla predetta data, gli equivalenti aspetti presenti nell'ambito delle regole tecniche autonomamente adottate dalle singole imprese distributrici:

a. caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) di cui all'Allegato D della Norma CEI 0-16:

- protezione di massima corrente di fase con disponibilità della prima soglia dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico a tempo inverso, indicata come $I_{>}$;
- protezione contro i guasti a terra con due soglie di intervento;
- prove di tipo funzionale al guasto a terra intermittente;

b.

La norma CEI 0-16

da “Chiarimenti alle delibere ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08” ed. 9 gennaio 2009:

.....i costruttori di apparecchiature elettriche hanno dichiarato l'impossibilità di rendere disponibili sul mercato alcune apparecchiature aventi le caratteristiche previste nella Norma CEI 0-16 entro la data di entrata in vigore della medesima Norma quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti in media ed alta tensione delle imprese distributrici, chiedendo la proroga delle soluzioni tecniche attualmente in vigore fino al 31 marzo 2009.”.

segue...

La norma CEI 0-16

.....Per tali motivi, per le richieste di connessione presentate entro il 31 marzo 2009, è possibile impiegare apparecchiature certificate, in passato, secondo le modalità presenti nell'ambito delle regole tecniche autonomamente adottate dalle singole imprese distributrici e vigenti prima del 1° settembre 2008. Le apparecchiature previste a seguito delle richieste di connessione presentate dal 1° aprile 2009 dovranno fare riferimento alla Norma CEI 0-16, anche in relazione alle prove a cui sottoporre le apparecchiature.

La norma CEI 0-16

da “Chiarimenti alle delibere ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08” ed. 9 gennaio 2009:

.....Al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente deve installare un Sistema di Protezione Generale comprendente relè di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra.”. Inoltre, è prevista una “protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia” (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)

segue.....

La norma CEI 0-16

.....Quindi, per utenti caratterizzati da una rete in media tensione tale da non determinare un contributo alla corrente capacitiva per guasto monofase a terra oltre l'80 % della corrente stabilita dal distributore per la protezione 51N, non è prevista l'installazione della protezione direzionale di terra. Possono pertanto essere impiegati relè (PG) che non dispongano di detta funzione protettiva: qualora il superamento delle soglie dimensionali circa l'estensione della rete MT avvenga in data successiva rispetto alla prima installazione, l'Utente dovrà provvedere a completare il proprio SPG con le opportune funzioni/apparecchiature (prot. 67N, TV, ecc.)

La norma CEI 0-16

da “Chiarimenti alle delibere ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08” ed. 9 gennaio 2009:

.....Il punto 8.5.12.2 della Norma CEI 0-16 prevede che la protezione di massima corrente di fase, almeno bipolare, abbia tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito.

L'attivazione della prima soglia (a tempo inverso dipendente) da parte dell'Utente può essere richiesta dal Distributore ai fini di proteggere l'impianto del Distributore medesimo dai sovraccarichi.

La soglia a tempo inverso potrebbe essere anche attivata volontariamente dall'Utente.

La PG (a partire dal 1° aprile 2009) dovrà comunque prevedere tale prima soglia, a prescindere dalla effettiva attivazione della medesima.

La norma CEI 0-16 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.

La norma CEI 0-16

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

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 8 **Applicazione parziale** della RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a clienti finali esistenti nei casi di **qualunque 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

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.....

La norma CEI 0-16

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

La norma CEI 0-16

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).

La norma CEI 0-16

la dichiarazione di adeguatezza

Entro quando va presentata ?

A partire dal 1° gennaio 2009 da tutti quegli utenti connessi alla rete prima del 16/11/2006; sono esentati dall'invio gli utenti:

- connessi alla rete dopo il 16/11/2006;
- che hanno già inviato copia in regime di precedenti regole di connessione adottate autonomamente dalle Imprese Distributrici (esempio ENEL DK5600);
- con requisiti semplificati, che hanno già inviato copia e che cambiano taglia di trasformatore rimanendo in ogni caso sotto la potenza di 400kVA;
- alimentati in Alta Tensione;

Se il distributore comunica la modifica dello stato del neutro e la dichiarazione di adeguatezza non è stata inviata precedentemente al 1° gennaio 2009, l'utente deve produrre la dichiarazione entro 6 mesi dalla comunicazione.

LA norma CEI 0-16

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

La norma CEI 0-16

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.

La norma CEI 0-16

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

Requisiti minimi del Dispositivo Generale (DG)

I DG installati su impianti esistenti devono:

- a. consistere in un interruttore automatico + sezionatore, ovvero in un interruttore automatico in esecuzione estraibile, in condizioni di piena funzionalità e buono stato di conservazione/manutenzione dal punto di vista elettromeccanico;
- b. avere potere di interruzione non inferiore a 12,5 kA (o valori superiori a seconda della Icc trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature comunicata dal Distributore);
- c. avere un tempo di apertura dell'interruttore (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relè e il completamento dell'apertura dei contatti), misurato secondo le modalità di cui in A.3, non superiore a 200 ms.

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

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

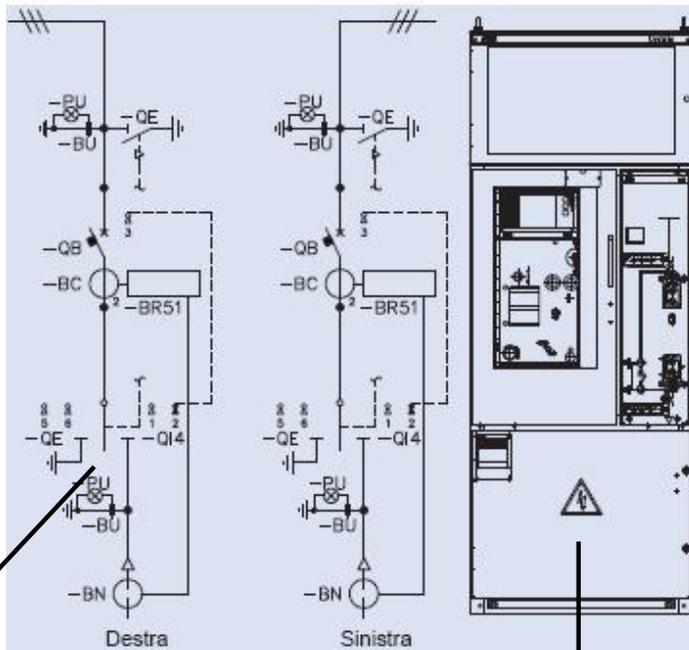
- applicando i dispositivi mobili;
- utilizzando, ove esistenti, le apparecchiature predisposte (sezionatore di terra) per effettuare la messa a terra ed in cortocircuito della parte di impianto

L'utente, in pratica, può adottare una delle soluzioni impiantistiche di seguito delineate

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione soluzioni con dispositivi mobili per quadri di secondaria



Contatto di messa a terra mobile



Applicando dispositivi mobili senza nessun sezionatore di terra a valle dei terminali del cavo di collegamento alla rete.

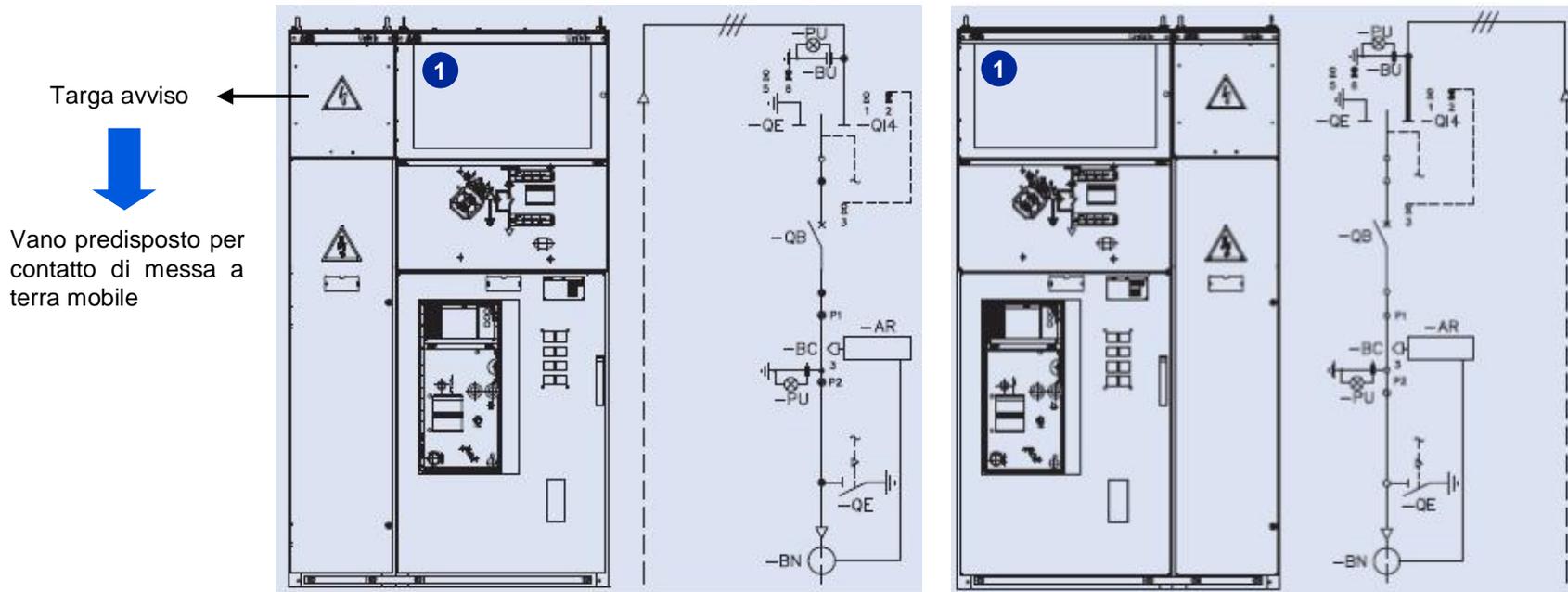
L'Utente, dopo aver sezionato le parti del proprio impianto, deve accertarsi dell'assenza di tensione sul cavo, metterlo a terra e in corto circuito con i dispositivi di messa a terra mobili.

Sul pannello la cui rimozione consente l'accesso ai terminali del cavo deve essere apposto un idoneo AVVISO.

"PANNELLO/PORTA RIMOVIBILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE"

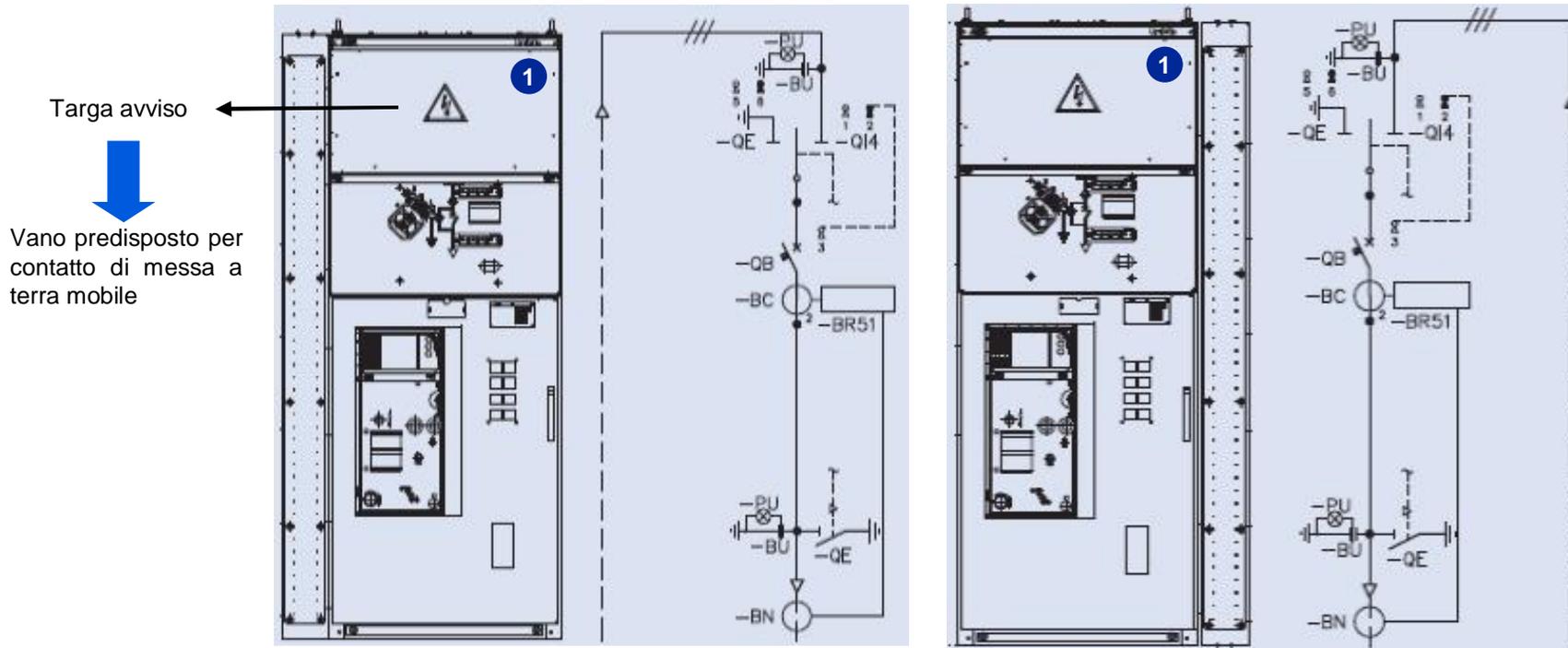
Pannello P1/A

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione soluzioni con dispositivi mobili per quadri di secondaria



1. Unità con interruttore con cella BT

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione soluzioni con dispositivi mobili per quadri di secondaria



1. Unità con interruttore senza cella BT

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione soluzioni con dispositivi mobili per quadri di secondaria sequenza per la messa a terra



1



2



3

1. Verifica dell' assenza di tensione;
2. rimuovere il pannello;
3. connettere il cavo di messa a terra mobile al circuito di terra;

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione soluzioni con dispositivi mobili per quadri di secondaria sequenza per la messa a terra



4



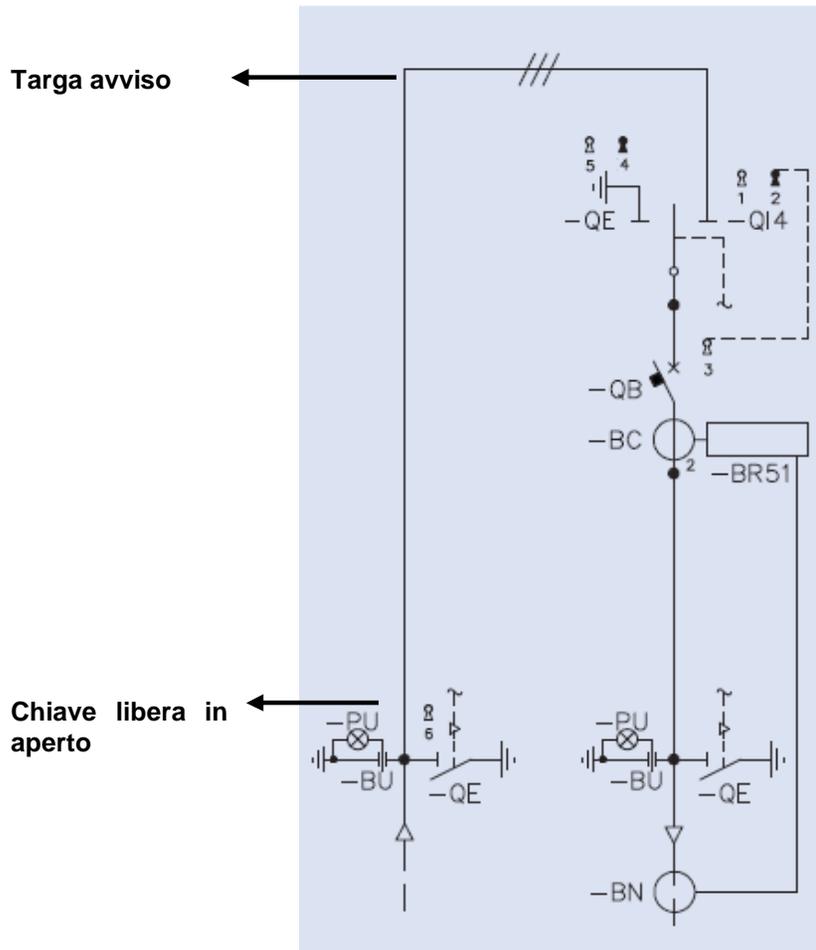
5



6

4. Applicare sulla sede del fioretto un terminale del dispositivo di messa a terra mobile;
5. collegare mediante fioretto il terminale del dispositivo di messa a terra mobile al terminale lato distributore (partendo dalla fase L3);
6. quadro posto in sicurezza, è possibile eseguire l'intervento di manutenzione.

Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione



Pannello A + P1/F

Il distributore deve consegnare all'Utente una chiave che viene liberata una volta chiuso il sezionatore di terra dello scomparto consegna

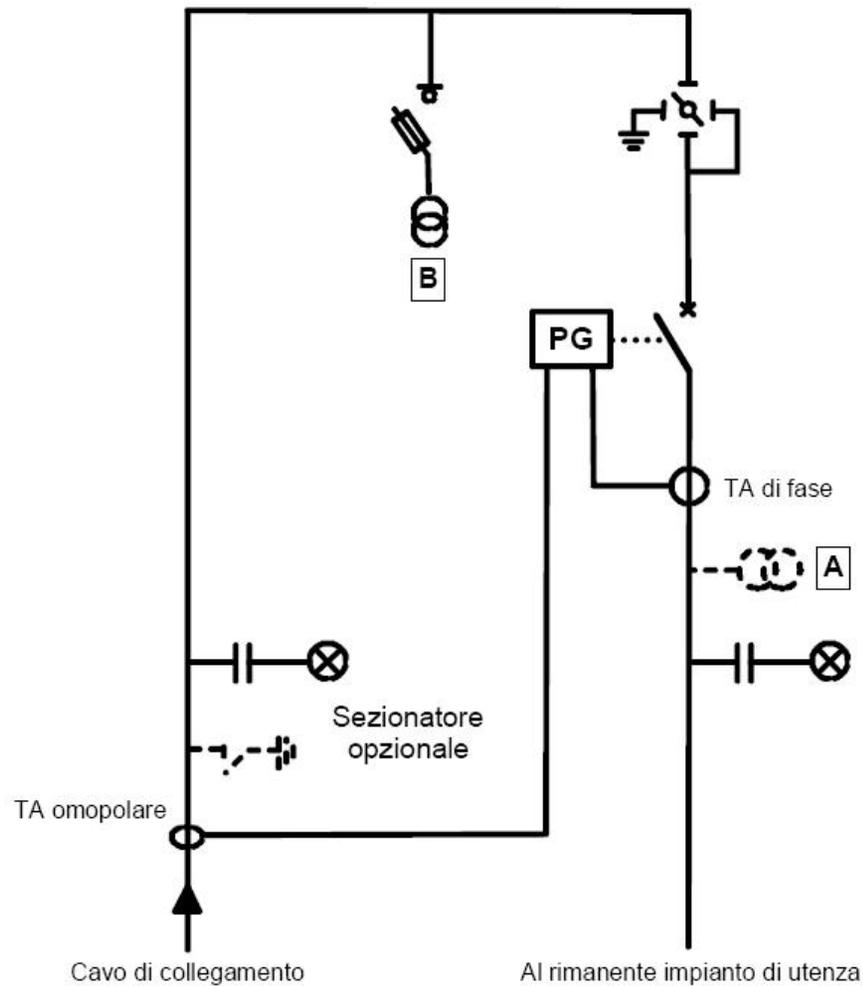
La chiave del distributore è inanellata con la chiave libera in aperto del sezionatore di terra del quadro Utente.

La chiave consente la chiusura del sezionatore di terra dell'Utente

Sul pannello dove viene manovrato il sezionatore di terra deve essere apposto un idoneo AVVISO.

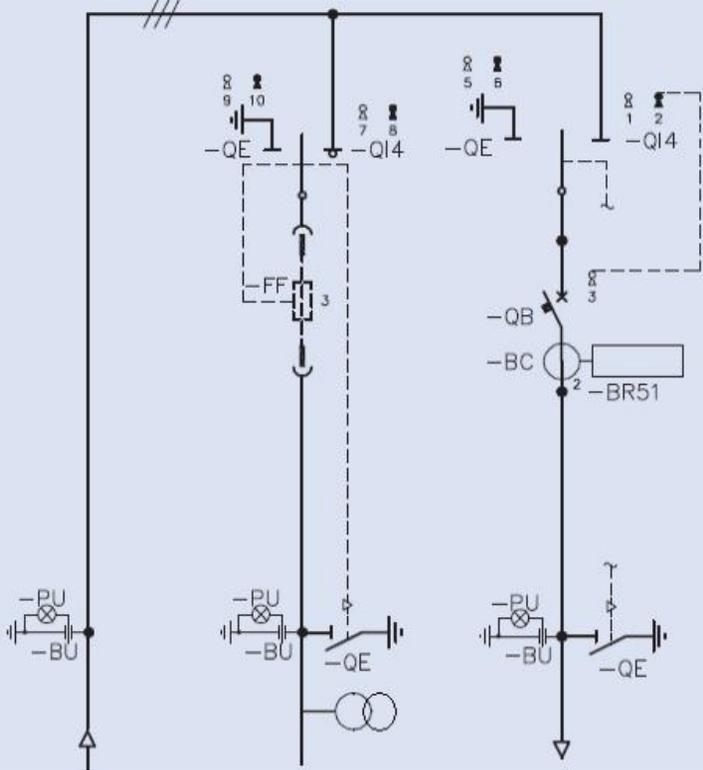
“SEZIONATORE MANOVRABILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE”

Schema di connessione I

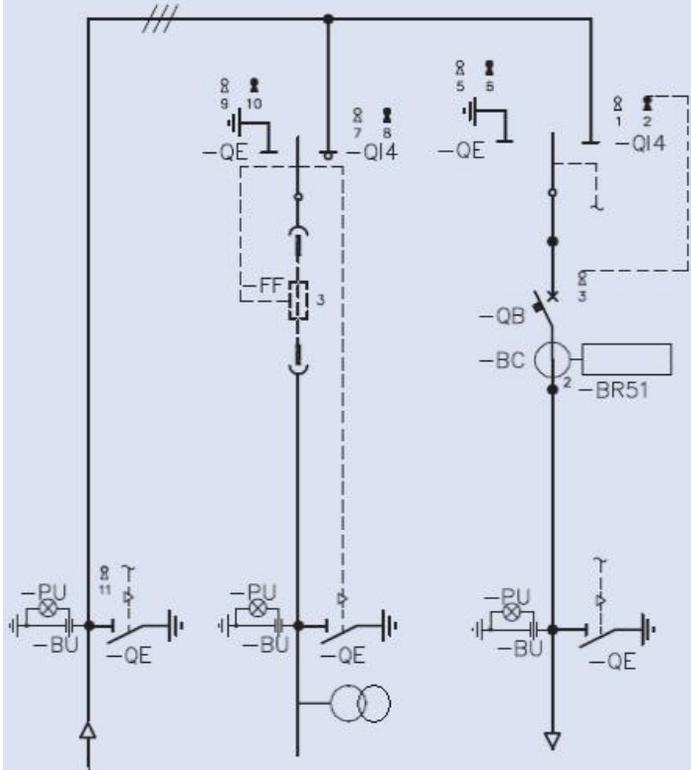


- Caso generale: schema di impianto di utenza per la connessione con singolo montante;
- il TV tratteggiato con A, è un'alternativa alla soluzione indicata con B in derivazione sulla sbarra.

Schema di connessione I soluzione ABB

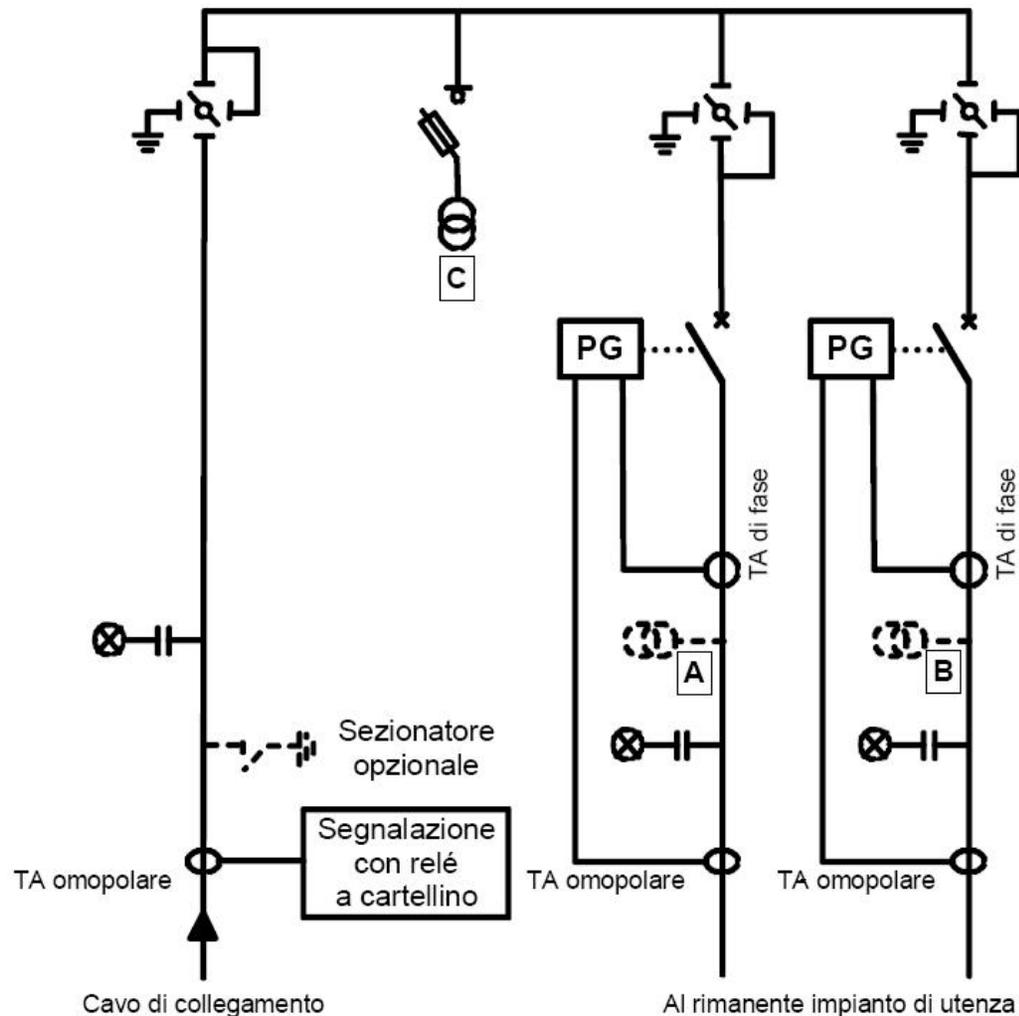


Messa a terra mobile
pannelli Rac + P2 + P1F



Sezionatore di terra
pannelli A + P2 + P1F

Schema di connessione II



- 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

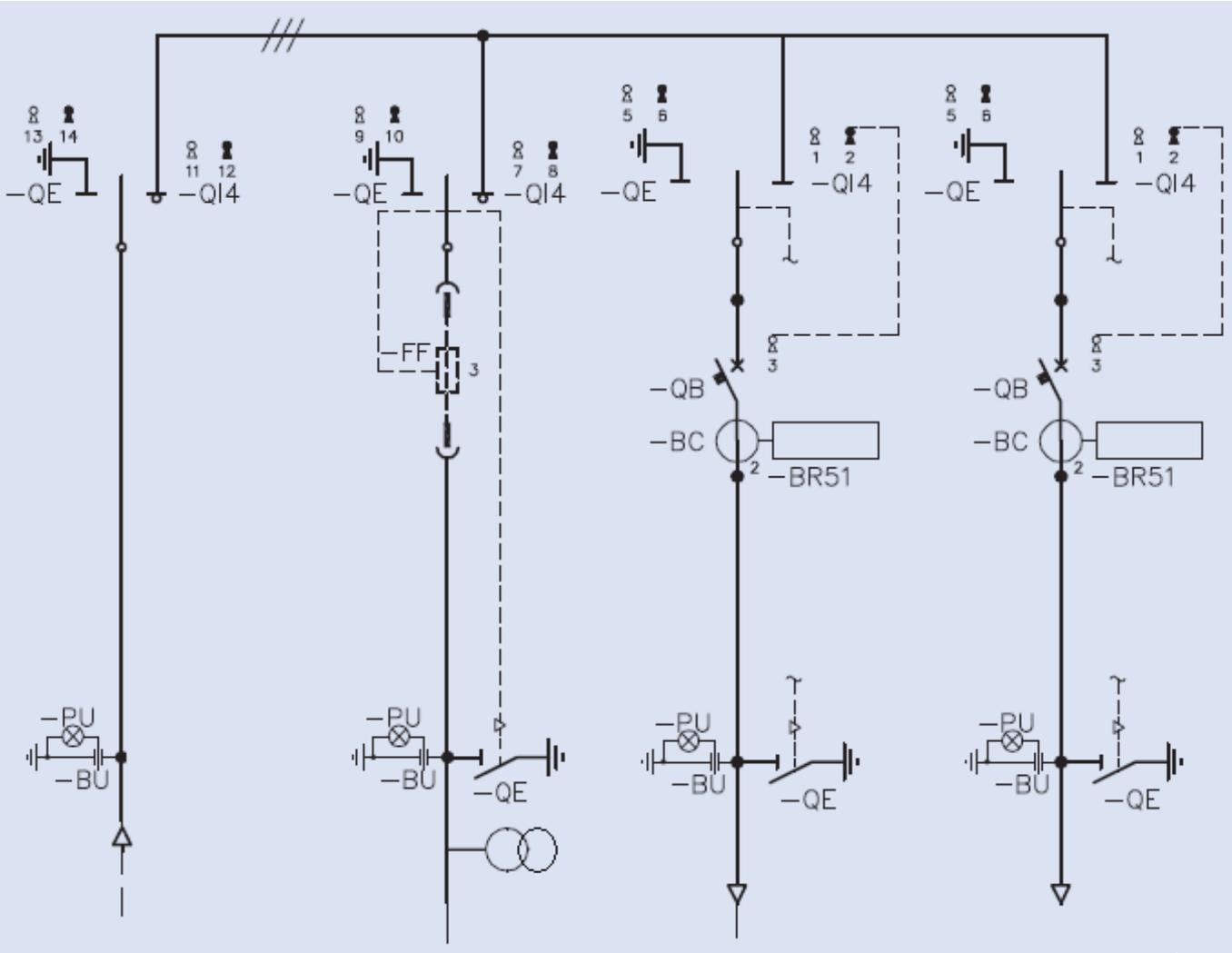
Schema di connessione II

Nel caso di impianto MT passivo con due soli montanti MT di carico è possibile omettere il Dispositivo Generale (DG) purchè si rispettino le seguenti condizioni:

- la sbarra dell'Utente sia posta immediatamente a valle del punto di consegna e sia equipaggiata al più da una terna di TV;
- a tale sbarra siano attestati non più di due montanti con interruttore di protezione.

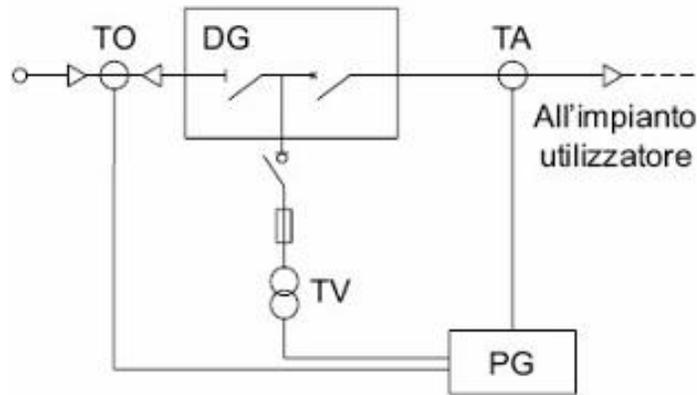
In caso di omissione del DG, le funzioni normalmente attribuite a tale dispositivo sono assolte dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*dispositivi di montante*).

Schema di connessione II soluzione ABB

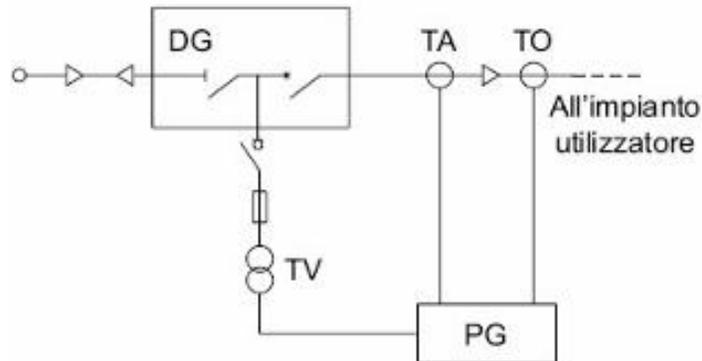


Pannelli:
P3 + P2 + P1/F + P1/F

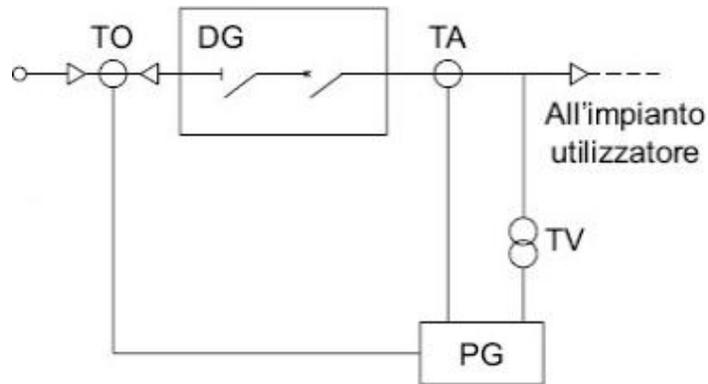
Schema di connessione disposizione riduttori di corrente e tensione



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.



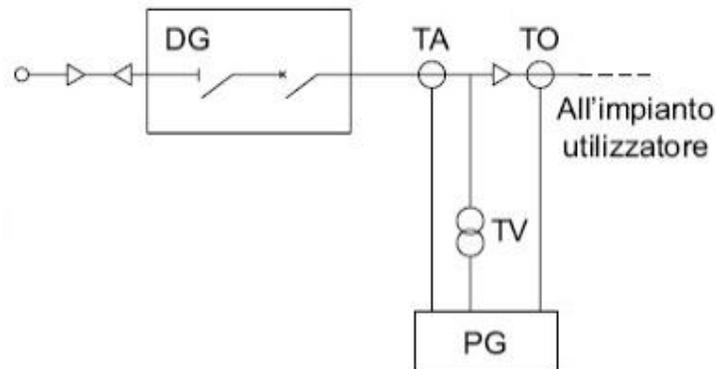
Schema di connessione disposizione riduttori di corrente e tensione



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.

Soluzione consigliata:

TV e TA a valle del DG e TO a monte



Schema di connessione

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

1. l'apertura del DG oppure
2. **la commutazione della funzione della protezione 67N in 51N**, 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.

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.

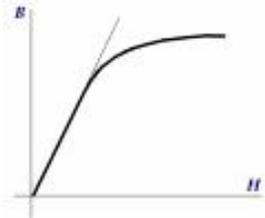
I dispositivi intervengono in caso di mancanza di tensione **>5s** e provvedono alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive \leq ai limiti indicati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

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.

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

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.

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.

Dispositivo generale

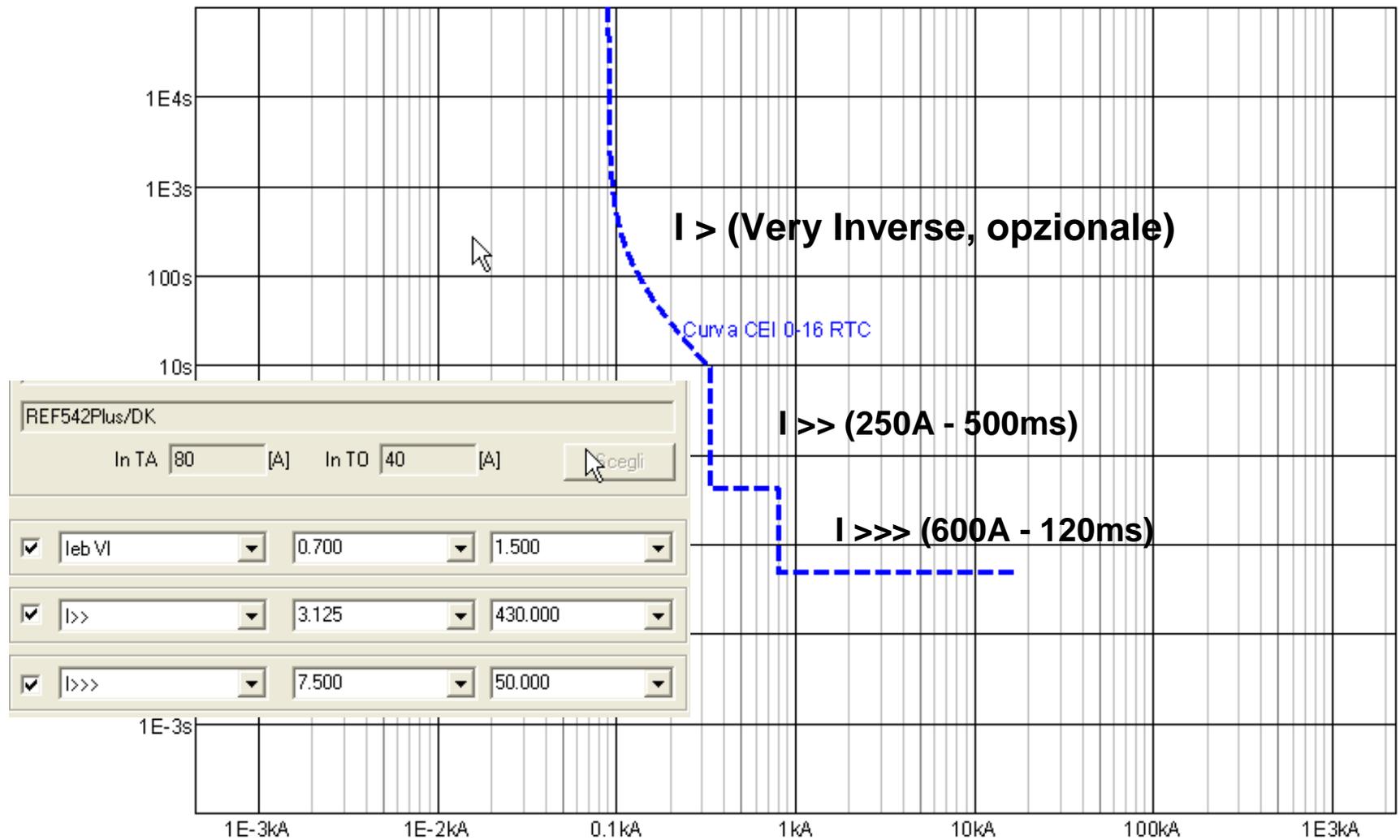
protezione di massima corrente di fase

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

Dispositivo generale curve disegnate con DocWin



Dispositivo generale 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 $I_{0>>}$.

Dispositivo generale 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.

Dispositivo generale protezione per utenti attivi (Dispositivo di interfaccia)

- La protezione di interfaccia ha lo scopo di separare la parte di impianto Utente attivo comprendente il generatore in caso di:
 - – guasti esterni alla rete di Utente (dopo l'apertura dell'interruttore di CP in testa linea);
 - – apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea.

- A tale fine, sono impiegate protezioni di:
 - – minima/massima frequenza;
 - – minima/massima tensione;
 - – massima tensione omopolare

Dispositivo generale protezione per utenti attivi (Trasduttori di misura)

- **Trasduttori di misura (TV)**
- I trasformatori di tensione per protezioni di massima/minima tensione o frequenza, collegati fra le fasi, devono avere una classe di precisione 3P, fattore di tensione 1,3 per 30 s ed una prestazione nominale di almeno 5 VA.
- I trasformatori di tensione per la protezione di massima tensione omopolare sono costituiti da una terna di TV collegati fase-terra con le stesse caratteristiche di quelli indicati in D.2.3.1.
- Qualora sia presente una terna di TV ai fini della protezione direzionale di terra che agisce sul DG, può essere utilizzata la stessa terna ai fini della protezione di massima tensione omopolare associata al DDI.

Dispositivo generale

Utenti attivi (Fotovoltaico CEI 82-25)

Tabella 10.1 – Valori indicativi di potenza di un impianto fotovoltaico collegabile alla rete elettrica, in ragione del numero delle fasi e della tensione della rete

Potenza [kW]	Livelli di tensione della rete del Distributore	Riferimenti
≤ 6	BT (in monofase)	CEI 11-20
≤ 100	BT	AEEG ARG/elt 99/08 CEI 0-16 (Tab. 4)
100 - 200	BT o MT (*)	CEI 0-16 (Tab. 4)
200 – 3 000	MT	CEI 0-16 (Tab. 4)
3 000 – 10 000	MT o AT (*)	CEI 0-16 (Tab. 4)
> 10 000	AT	CEI 0-16 (Tab. 4)

(*) da concordare con il Distributore in funzione delle caratteristiche della rete e dei carichi in essa presenti

Dispositivo generale

Utenti attivi (Fotovoltaico CEI 82-25)

Secondo la Norma CEI 0-16 (Art. 8.7.5.1), in impianti fotovoltaici, il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI deve essere conforme all' Allegato E della stessa Norma CEI 0-16 e, deve presentare le seguenti caratteristiche:

- a) prevede rele di frequenza, di tensione che garantisca le seguenti protezioni e relative regolazioni:
 - 1) massima tensione: valore $1,2 V_n$; tempo di estinzione del guasto . 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);
 - 2) minima tensione valore $0,7 V_n$; tempo di estinzione del guasto . 370 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 300 ms);
 - 3) massima frequenza valore 50,3 Hz; tempo di estinzione del guasto . 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);
 - 4) minima frequenza valore 49,7 Hz; tempo di estinzione del guasto . 170 ms (che si consegue tipicamente mediante un ritardo intenzionale di 100 ms);
- b) le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:
 - dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
 - da tensioni concatenate BT.
- c) le regolazioni devono tenere conto del livello di tensione a cui le grandezze sono rilevate.
- d) nel caso di utilizzo di piu rele, l'intervento di un qualsiasi rele deve determinare l'apertura del Dispositivo di Interfaccia.
- e) le regolazioni delle protezioni avviene sotto la responsabilita dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

Dispositivo generale

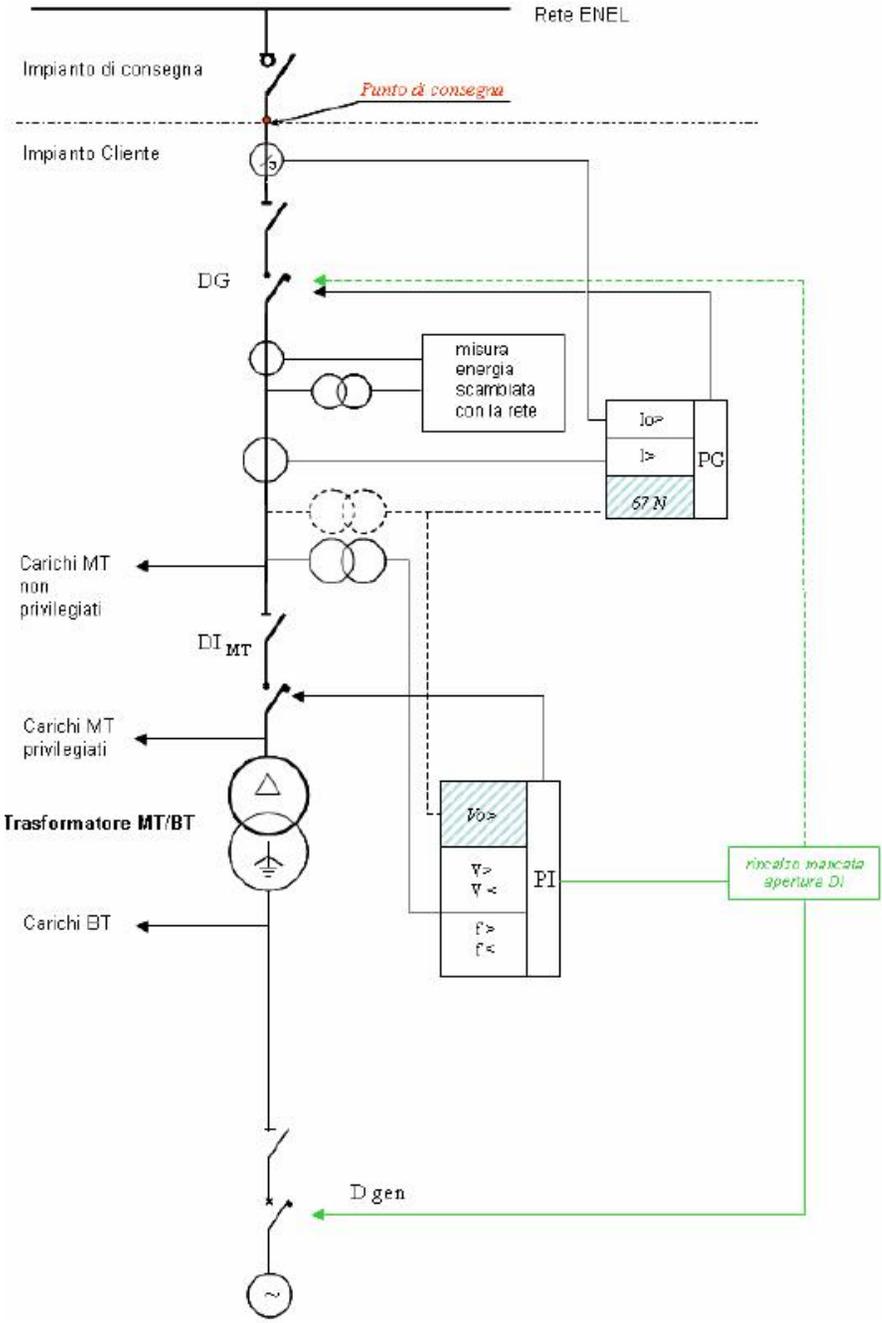
Utenti attivi (Fotovoltaico CEI 82-25)

10.3.4 Altre prescrizioni impiantistiche

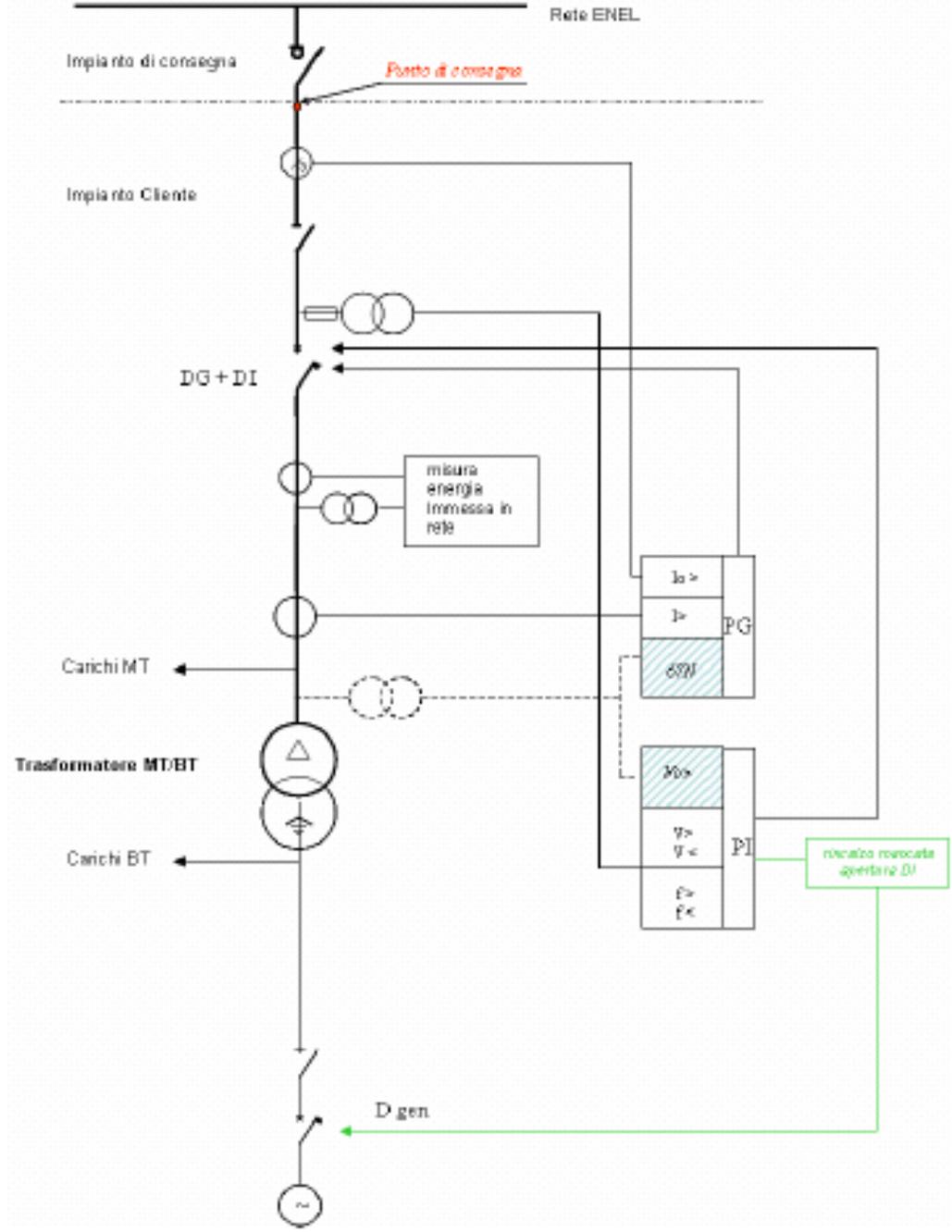
Se l'impianto è collegato in MT, è possibile utilizzare inverter monofasi purché lo squilibrio massimo fra le fasi non sia superiore a 10 kW.

Tenendo conto che gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto di questa Guida sono progettati per funzionare come generatori di corrente, e non come generatori di tensione, in questi impianti di generazione, anche se di potenza superiore a 400 kVA, non è necessario integrare la protezione d'interfaccia con la misura di tensione omopolare (Norma CEI 0-16 art. 8.7.5.1), né prevedere un ricalzo alla mancata apertura del Dispositivo di Interfaccia (Norma CEI 0-16 art. 8.7.5.2).

Dispositivo generale protezione per utenti attivi (Schema)

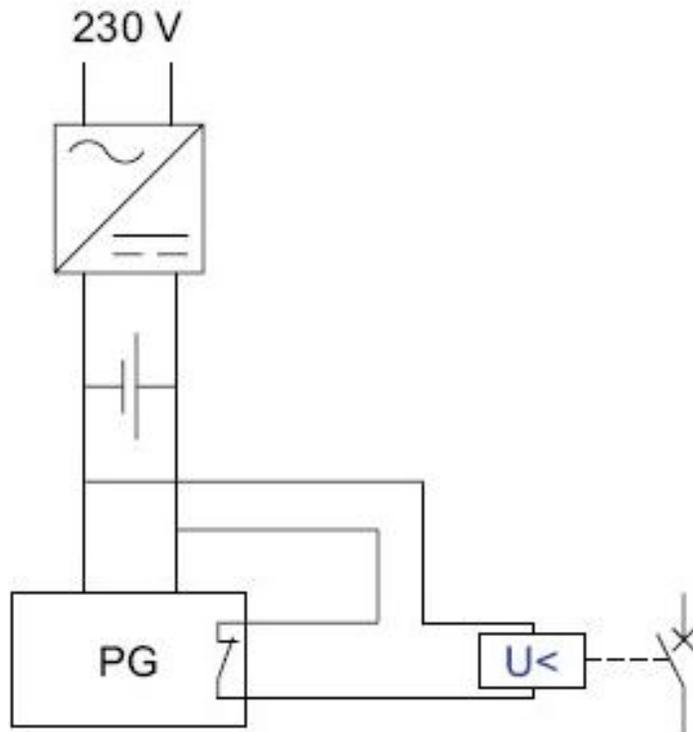


Dispositivo generale protezione per utenti attivi (Schema)



Circuiti di comando I

bobina a mancanza di tensione

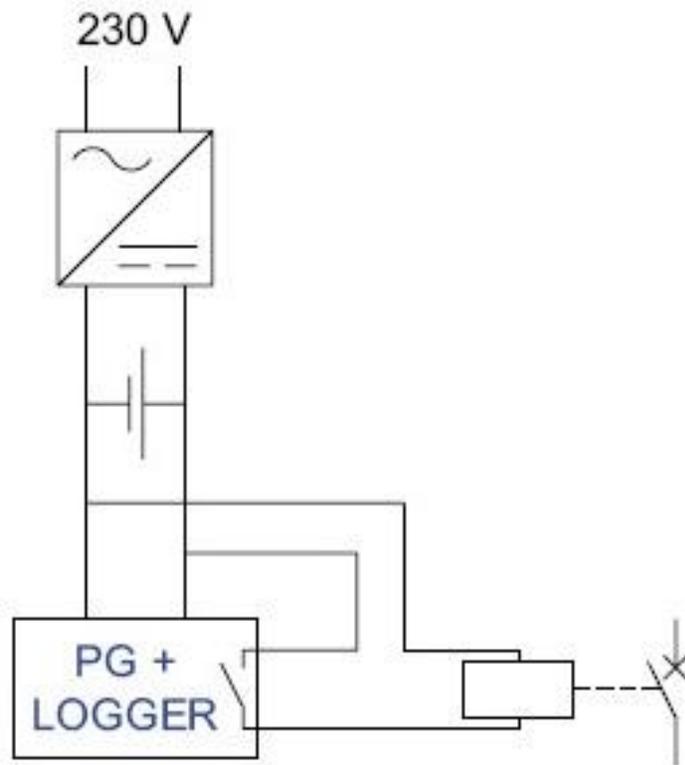


Per comando di apertura del DG per azione della PG, deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione. Qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG (anche in presenza di UPS o batterie tampone), si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG.

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.

Circuiti di comando II

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.

Requisiti minimi del DATA LOGGER ai fini della CEI 0-16

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.

Riduttori di corrente convenzionali

Ta di fase

- rapporto di trasformazione nominale: 300/5 (oppure 300/1);
- prestazione nominale: 10 VA (oppure 5VA);
- classe di precisione: 5P;
- fattore limite di precisione: 30;
- prestazione effettiva a 5 A (a 1 A) 0,4 Ω (oppure 5 Ω);
- $F'1xI_p$ (secondo la Guida CEI 11-35 sia non inferiore a 9kA);
- la verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi $\geq 10\text{ms}$;

Riduttori di corrente convenzionali TO omopolare

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

- 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).

Riduttori di corrente convenzionali

TO omopolare

- **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 D.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 il TO è ABB TR11S, sia per il REF601, che per il REF542plus.

Riduttori di tensione convenzionali

TV omopolari

- classe 0,5 - 3P;
- fattore di tensione 1,9 per 30 s;
- prestazione nominale 50 VA, e potenza termica adeguata ad alimentare un'opportuna resistenza di smorzamento antiferrisonanza fornita dal costruttore di TV di opportuno valore (tipicamente $\geq 100 \Omega$) sul triangolo aperto;
- 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;

Riduttori di tensione e di corrente NON convenzionali

Soluzioni protettive con impiego di TA di fase non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione della massime correnti di fase, TA che, per esempio, non producono in uscita un segnale in corrente o privi di nucleo magnetico (detti nel seguito TA di fase non convenzionali) va fatto riferimento a quanto indicato nella CEI 0-16 al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori+PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Ovviamente, i TA di fase non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per soddisfare le condizioni poste al paragrafo D.2.1 della CEI 0-16, per quanto applicabili.

Riduttori di tensione e di corrente NON convenzionali TV omopolari non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione direzionale dei guasti monofase a terra, TV non convenzionali (ad es. basati su effetti capacitivi o privi di nucleo magnetico), va fatto riferimento a quanto indicato nella CEI 0-16 al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle relative prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Come stabilito nel punto D.2.3 della CEI 0-16, i trasduttori di tensione non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per avere fattore di tensione 1,9 per 30 s e livello di isolamento 24 kV.

La norma CEI-016



Prove sul complesso DG+PG (ai soli fini di accertare il tempo complessivo di eliminazione del guasto)

Le prove per accertare il requisito circa il tempo di apertura di cui in A.1 (prove 1, 2 ed eventualmente 3) sono esplicitate nell'allegato B della Norma CEI 0-16, unitamente ai risultati necessari ai fini del superamento delle prove medesime.

Per la protezione direzionale di terra, sono da effettuare le prove relative alla soglia 67NI sulle reti a neutro isolato; sono da effettuare le prove relative entrambe le soglie (67NI e 67NC) e sulla soglia I0>> sulle reti a neutro compensato.

Riduttori di tensione e di corrente NON convenzionali

**E' consentito
l'utilizzo di sensori
non convenzionali**

1. Sensore di corrente
2. Sensore di corrente ompolare
3. Sensore combinato corrente e tensione



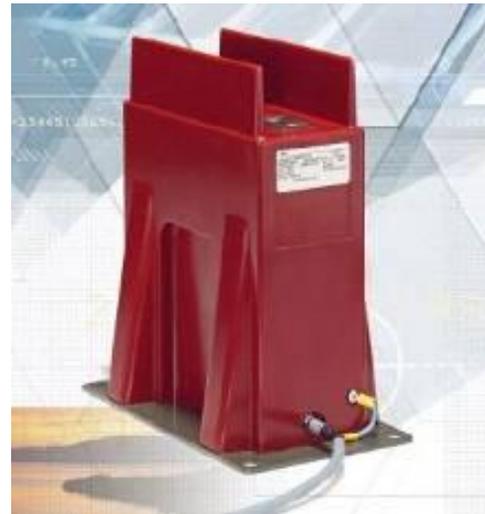
1



2



1



3

Proposta ABB

caso A1 – REF 601 a bordo interruttore



Kit per protezione

50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 51N Io> - 50N Io>>

REF601 + sensori K7 a bordo interruttore + sensore omopolare CEI 0-16 TR11S + sganciatore a mancanza di tensione

Proposta ABB caso A2 – REF 601 a bordo quadro



Kit per protezione

50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 51N Io> - 50N Io>>

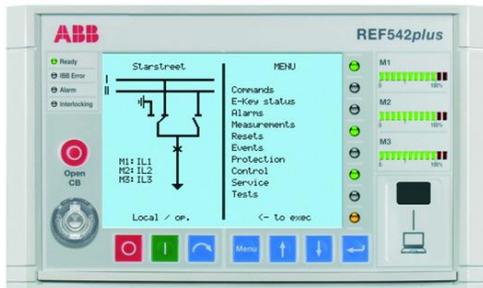
REF601 + sensori CEI 0-16 toroidali per montaggio su cavo
+ sensore omopolare CEI 0-16 TR11S + sganciatore a
mancanza di tensione

HD4/R VD4/R con REF 601 e sensori K7



Proposta ABB

caso A3 – REF 542 *plus* a bordo quadro



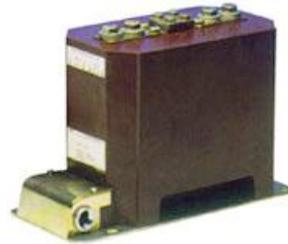
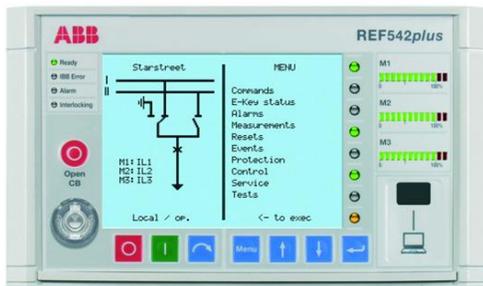
Kit per protezione

50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 51N Io> - 50N Io>>

REF542*plus* + sensori CEI 0-16 toroidali per montaggio su cavo tipo KECA (bobina di Rogowsky) + sensore omopolare CEI 0-16 TR11S

Proposta ABB

caso A4 – REF 542 *plus* a bordo quadro



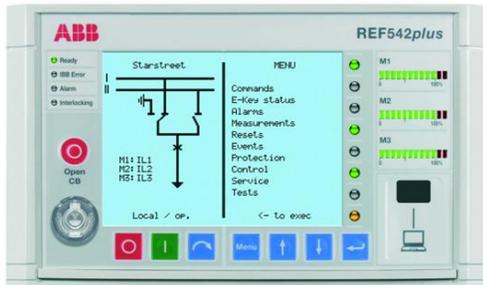
Kit per protezione

50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 51N Io> - 50N Io>>

REF542*plus* + TA convenzionali (CEI 0-16) per montaggio in quadro (DIN) + Sensore omopolare CEI 0-16 TR11S

Proposta ABB

caso B1 + REF 542 *plus* a bordo quadro



Kit per protezione

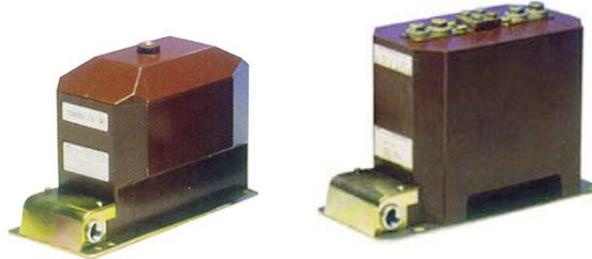
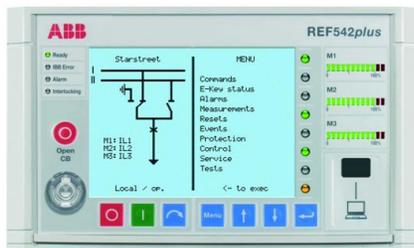
50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 50N Io>> - 67N NI- 67N NC

REF542*plus* + combisensor tipo KEVCD per montaggio in quadro (DIN) + sensore omopolare CEI 0-16 TR11S

Funzione stacco/reinserzione trasformatori

Proposta ABB

caso B2 + REF 542 *plus* a bordo quadro



Kit per protezione

50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 50N Io>> - 67N NI- 67N NC

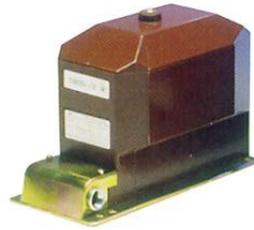
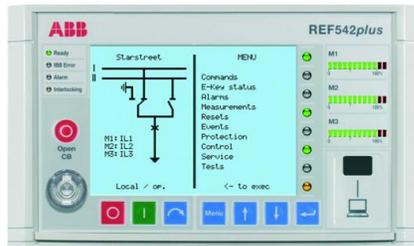
REF542*plus* + TA e TV tradizionali (tipo CEI 0-16) per montaggio in quadro (DIN) + Sensore omopolare CEI 0-16 TR11S

Funzione sgancio/reinserzione trasformatori

Proposta ABB

caso B11 + REF 542 *plus* a bordo quadro (utenti attivi)

SPI (Dispositivo di interfaccia)



Kit per protezione

27 – 59 - 81< - 81> - 59Vo

REF542*plus* + TV tradizionali (tipo CEI 0-16) per montaggio in quadro (DIN) + sganciatore a mancanza di tensione

Funzione di autorichiusura al ripristino della rete del distributore

Proposta ABB

caso B12 + REF 542 *plus* a bordo quadro (utenti attivi)

Unico relè per DG e DI



Kit per protezione

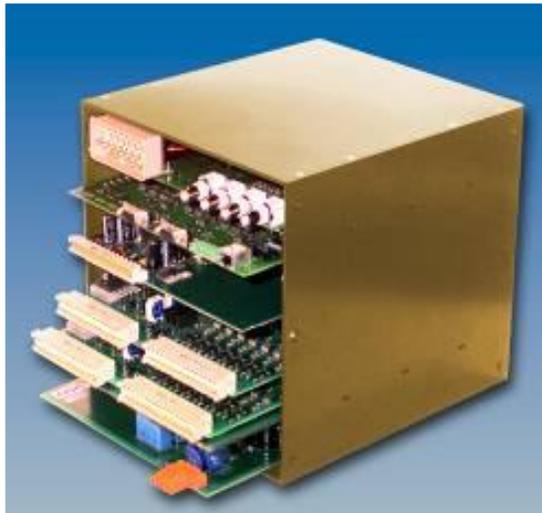
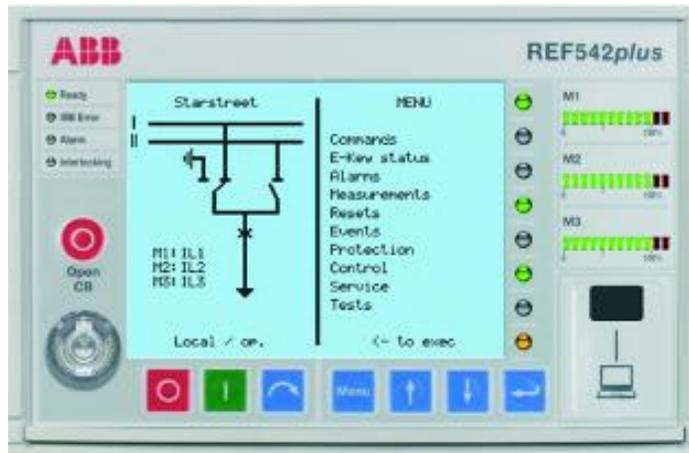
50 I>>> - 51 I>> - 51 I> - 50N Io>>> - 67N NI- 67N NC

27 - 59 - 81U - 81O - 59Vo

REF542*plus* + TA e TV tradizionali (tipo CEI 0-16) per montaggio in quadro (DIN) + Sensore omopolare CEI 0-16 TR11S + sganciatore a mancanza di tensione

- Funzione di autorichiusura al ripristino della rete del distributore
- Funzione sgancio/reinserzione trasformatori

REF542plus/RTC sommario



- REF542plus, unico intervento:
 - Sviluppo della protezione direzionale di terra 67N “Sector” con parametri in accordo alla CEI 0-16
- Riceve segnali sia da TA, TV e sensori
- HW non modificato
- Precedenti versioni adeguabili tramite aggiornamento del SW e dell’applicazione
- Ampia possibilita’ di funzioni aggiuntive
 - tutte le misure
 - comunicazione
 - segnalazioni
 - monitoraggio
 - controllo

REF542plus in KIT per CEI 0-16 e’ fornito preconfigurato e pronto per l’uso con funzione di LOGGER

REF542plus/RTC 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	15:44:20.958	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 

Sensore TR11S per CEI 0-16



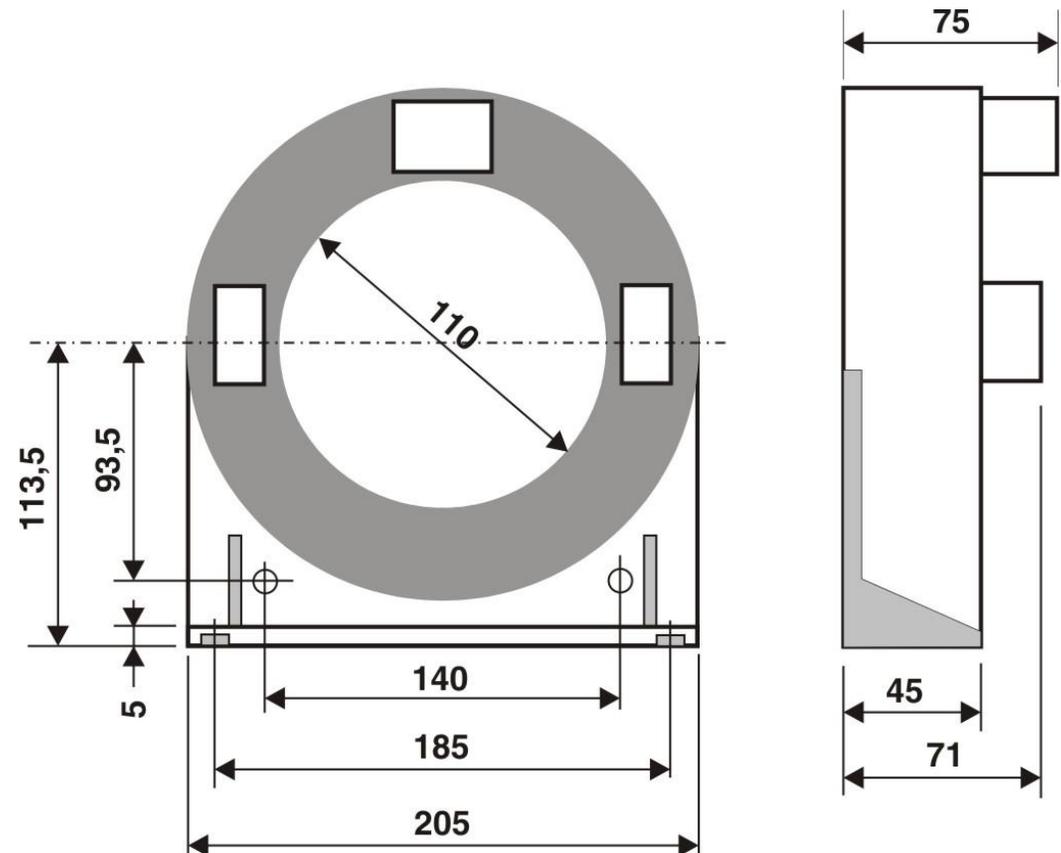
@ 0.5A
@2000A

E ratio
<1%
<5%

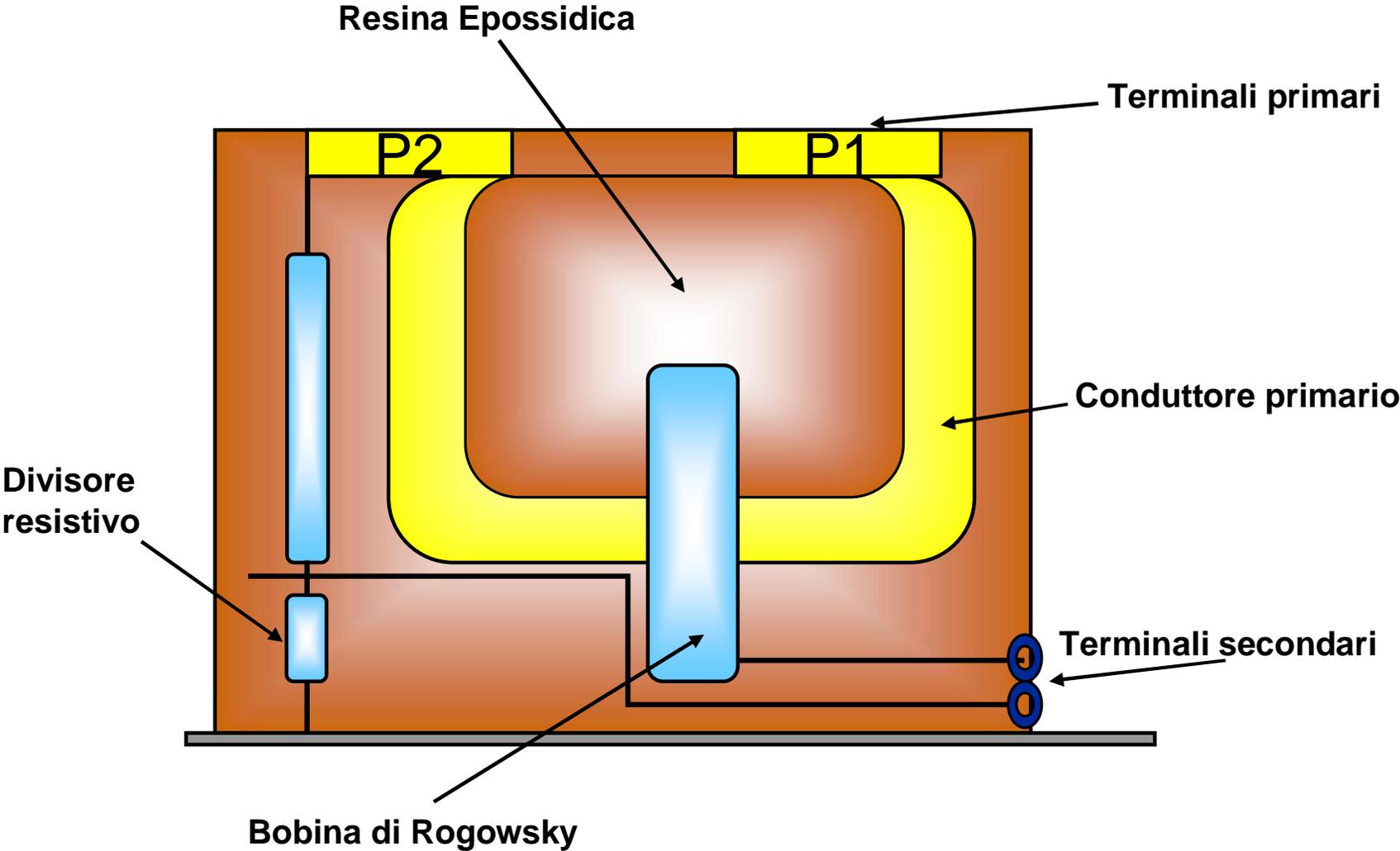
E fase
<120 min

Technical Data

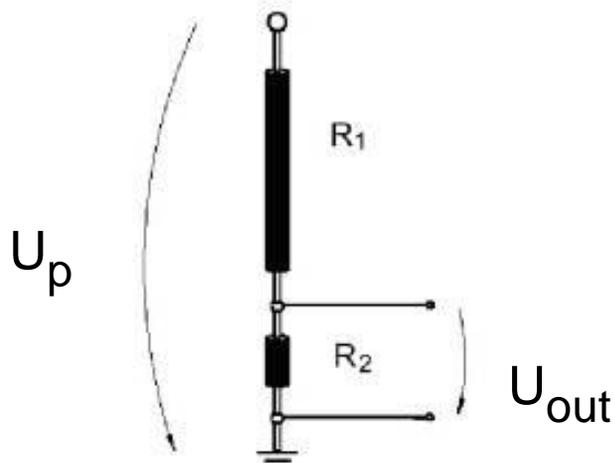
Rated current	40 A
Primary current	0,5.. 2000 A
Rated output current	1A
Rated frequency	50, 60 Hz
Temperature range	- 5 ...+40 C
Accuracy	Class 5 P50
Short circuit	
Withstand current	12,5/31,5 kA
Weight	4.5 kg
Insulation level	0,72 / 3 kV



Combi sensor

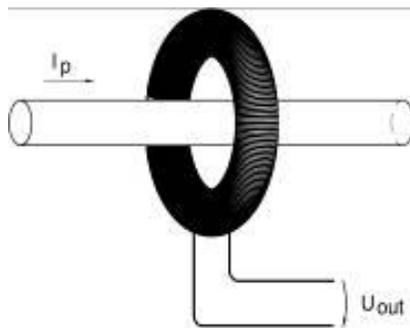


Combi sensor



Divisore resistivo

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



Bobina di Rogowsky

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

$$u_{out} = M \frac{di_p}{dt}$$

Combi Sensor

Principali Caratteristiche

- Caratteristiche **sensori di corrente** (bobina di Rogowsky):
 - 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
 - Linearità della misura
 - conforme alle norme IEC 60044-8
- Caratteristiche **sensori di tensione** (partitori di tensione):
 - 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

Ulteriore documentazione

www.abb.it/mediatensione “Portale CEI 0-16”

I portali industriali
Portali industriali
Industrial IT
Analisi +
Automobilistico
Distributori
Generazione di energia
Impianti Oil&Gas +
Largo Consumo
Manifatturiero
Navale
Raffinazione
System integrators e OEMs
Turbochargers
Utility comparto elettrico
Utility comparto idrico
Black-out elettrici
CEI 016
Laboratorio prove di compatibilità elettromagnetica
Dosing

CEI 016

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 tecniche e documentazione di riferimento

Soluzione con REF542plus

Dich. conf. REF542plus integrato
Dich. conf. REF542plus non integrato
Nota applicativa REF542plus
Schemi di cablaggio REF542plus
Data Logger - Istruzioni per l'installazione
Data Logger - Tool

Soluzione integrata con interr. VD4R

Dich. conf. REF601
Informativa tecnica
Schema Unità F
Schema Unità A2R

Quadro di distribuzione

Quadri UniMix JTI
Guida Utenti Attivi

Certificazione aziendale

Sistema Gestione Qualità - ISO 9001

Riferimenti per approfondimenti tecnici ed applicativi

Relè di protezione e sensori

Ignazio Milesi
Claudio Francescon

Quadri di distribuzione secondaria

Vincenzo Balzano
Salvatore Biddau

Riferimenti per offerte commerciali

Area 1 - Piemonte, Liguria, Toscana

Giancarlo Nardi

Area 3 - Triveneto

Antonio Arnava

Soluzione con REF601 CEI

- Manuale tecnico REF601
- ANNEX - Manuale tecnico REF601
- Dich. conf. REF601
- Adattatore per iniezioni secondarie

Soluzione integrata con interr. HD4R

- Dich. conf. REF601
- Informativa tecnica
- Schema Unità F
- Schema Unità A2R

Service

- Soluzioni per l'adeguamento
- Proposte per l'adeguamento
- Schema cassetta preform. con REF601

Doc. distributori energia elettrica

- Richiesta certificazione prodotti ABB

Interruttori

- Marcello Castelli

Service

- Marco Egman

Area 2 - Lombardia, Emilia Romagna

- Diego Gaggero

Area 4 - Centro Sud e isole

- Manlio Ugo Proia

Search

☆ Rate this page

@ E-mail this page



CEI 0-16

Norma CEI 0-16

Norma e allegati
Link utili

Autorità per l'energia
Elenco dispositivi certificati (ANIE)

Publicazioni

Criteri di protezione delle reti MT
Catalogo generale prodotti MT
Guida ed applicazioni sui prodotti ABB

Ulteriore documentazione

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

Home > Associazioni > Associazione Energia > Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16 e componenti per la realizzazione delle connessioni in AT e MT > Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16

Associazione Energia

I Presidenti delle Associazioni

Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16

Componenti per la realizzazione delle connessioni in AT e MT

Associazione Energia

Sistemi di protezione generale per reti AT (Allegato C - Norma CEI 0-16)

Organigramma

Sistemi di protezione generale per reti MT (Allegato D - Norma CEI 0-16)

Le Aziende associate

Sistemi di protezione di interfaccia (Allegato E - Norma CEI 0-16)

I Servizi offerti

Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16

Richiesta informazioni

Sistemi di protezione conformi alla Norma CEI 0-16 e componenti per la realizzazione delle connessioni in AT e MT

Con le delibere ARG/elt 33/08 ed ARG/elt 119/08, l'Autorità ha riconosciuto la Norma CEI 0-16 quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica e ha disposto di prorogare al 1° aprile 2009 l'entrata in vigore delle disposizioni della Norma CEI 0-16 riguardanti i Sistemi di Protezione.

Elenchi delle varie tipologie di sistemi di protezione:

- [Sistemi di protezione generale per reti AT \(Allegato C - Norma CEI 0-16\)](#)
- [Sistemi di protezione generale per reti MT \(Allegato D - Norma CEI 0-16\)](#)
- [Sistemi di protezione di interfaccia \(Allegato E - Norma CEI 0-16\)](#)

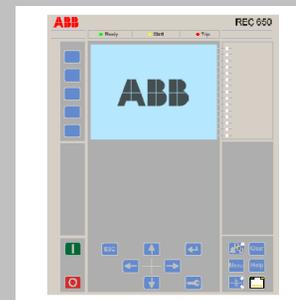
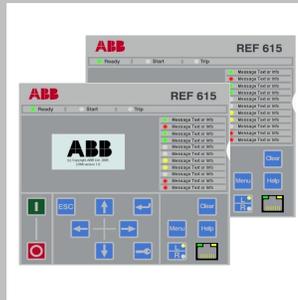
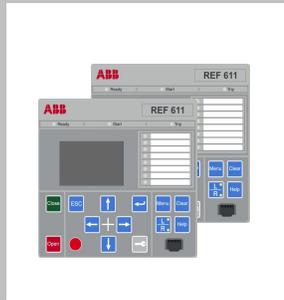
Sito del GIF - Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane

AICE - Ass. Italiana

Nuovi Prodotti – Lancio 2009-11

Distribuzione

Trasmissione



IEC 61850

IEC 61850

IEC 61850

REF 601
REJ 603

REF 615
RET 615
REM 615
RED 615
REU 615

REF 630
RET 630
REM 630

REC 650
REL 650
RET 650

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

... Su chi potete contare sui relè

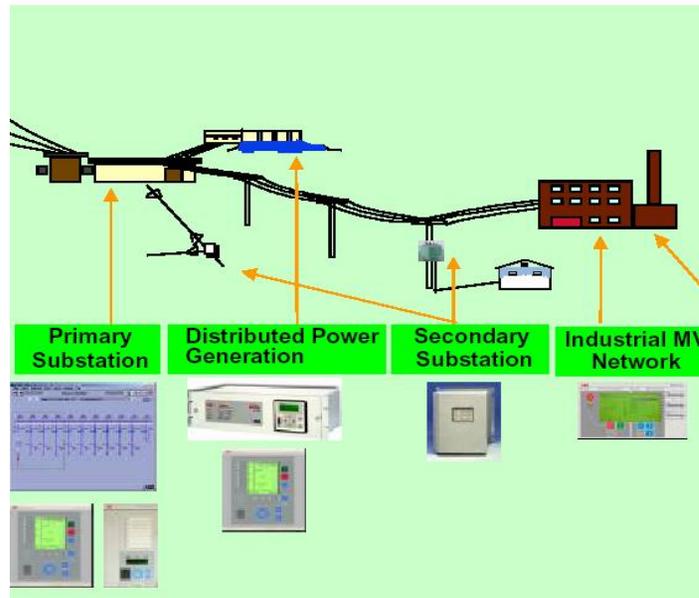
CLAUDIO FRANCESCON TEL 035-6952899

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™

