



Bergamo, 05/03/2015 – Claudio Francescon

Apparecchiature di Media Tensione: CEI 0-16 e Nuovo regolamento europeo per trasformatori

Agenda

- 1) Delibera AEEGI 421/2014
- 2) CEI 0-16 – Normativa connessioni MT



ABB s.p.a. Power Product Division

Delibera AEEGI 421/2014

Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Delibera AEEGI 421/2014

- Definizione di un retrofit da effettuare sugli impianti **eolici e fotovoltaici** di potenza maggiore o uguale a **100 kW** connessi in media tensione e per i quali la richiesta di connessione è stata presentata prima del 1° gennaio 2013. Tali impianti, entro il 31 gennaio 2016, dovranno essere resi conformi al paragrafo 8.8.6.5 e all'allegato M della CEI 0-16 edizione III (Partecipazione ai piani di difesa), che prevede principalmente l'installazione di un ricevitore GSM/GPRS in grado di ricevere un segnale dal Distributore e di emettere un comando al sistema di protezione di interfaccia che consenta, in situazioni di emergenza del sistema, il distacco della generazione.
- Qualora il retrofit sia realizzato entro il **30 giugno 2015** è previsto un premio di 500/650/800 €, a seconda del numero di sistemi di protezione di interfaccia installati nell'impianto. Tale premio si dimezza se il retrofit sarà realizzato dopo il 30 giugno 2015 ma prima del 31 agosto 2015. Per retrofit effettuati dopo il 31 agosto 2015 non è previsto alcun premio.

Allegato M

M.1 Modalità di riduzione della potenza attiva in relazione alla partecipazione degli utenti attivi ai piani di difesa

Le prescrizioni qui contenute si applicano agli impianti di generazione non programmabili da fonte rinnovabile fotovoltaica ed eolica che presentano potenza nominale complessiva dei gruppi di generazione **maggiore o uguale a 100 kW**.

Per garantire la sicurezza di esercizio del SEN, deve essere possibile ridurre la produzione dei suddetti impianti di generazione; in questo modo, il Gestore della rete di trasmissione può contrastare situazioni di riduzione di capacità regolante del SEN potenzialmente critiche.

Per attuare tali funzionalità, è necessario che il Distributore possa inviare segnali ad un opportuno ricevitore GSM/GPRS situato presso l'impianto dell'utente attivo; tale ricevitore elaborerà il segnale ed emetterà un comando al SPI (cui sarà collegato – ingresso Telescatto) in modo da consentire il distacco e l'inibizione dei gruppi di generazione.(49)

(49) La modalità di implementazione delle prescrizioni del presente paragrafo sarà comunicata dal Distributore in fase di connessione. In presenza di infrastrutture di comunicazione già esistenti nella disponibilità del Distributore, lo stesso avrà facoltà di implementare soluzioni alternative rispetto a quella qui prospettata, fornendo all'Utente direttamente un segnale di telescatto e inibizione da impiegare in ingresso al SPI.

Delibera AEEGI 421/2014

IMPIANTI OGGETTO DI RETROFIT (fotovoltaico)

Oltre i 200kW sono quasi 12500 e se mettiamo anche solo il 25% di quelli tra 20 e 200kW facciamo altri 12500.

In totale fanno più di 25000 retrofit, che se fatti entro il giugno 2015 hanno il contributo/premio che copre interamente il costo dell'apparecchio



Riepilogo Impianti

ITALIA	Numero	Potenza [MW]
Tutti gli impianti	550.583	17.715
Fino a 3 kW	176.559	490
Da 3 a 20 kW	313.016	2.424
Da 20 a 200 kW	48.744	3.810
Da 200 a 1000 kW	11.132	7.282
Oltre 1000 kW	1.132	3.710

Delibera AEEGI 421/2014

GSE Gestore Servizi Energetici

ATLASOLE
Atlante degli impianti Fotovoltaici
Ultimo aggiornamento: 05/03/2015

Riepilogo Impianti
Lista Impianti

Regione: Tutte le Regioni
Provincia: -Seleziona-
Comune: -Seleziona-
Classi Potenza: Altro...

Classi di potenza personalizzate
maggiore ugual 100 kW
-Seleziona- kW

Filtro Decreto: Tutti i Decreti
Cerca

Numero Impianti: 21.248
Potenza Totale (kW): 12.358.137,75

Numero Impianti visualizzati: 21.248
Potenza (kW): 12.358.137,75

AtiaSole Real Time
 Regioni
 Province
 Comuni

DECRETO	IMPIANTO	DATA ESERCIZIO	REGIONE	PROVINCIA
Secondo conto ene	180440	22/11/2010	VENETO	ROVIGO
Secondo conto ene	177772	29/09/2010	PUGLIA	BRINDISI
Quarto conto energi	631865	26/08/2011	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Quarto conto energi	600662	30/11/2011	PUGLIA	BRINDISI
Terzo conto energia	506827	28/04/2011	LAZIO	VITERBO
Secondo conto ene	110734	30/11/2009	LAZIO	VITERBO

Impianti in esercizio: 21.248 Potenza Totale (kW): 12.358.137,75 XLS Esporta

Impianti visualizzati: 21.248 Potenza (kW): 12.358.137,75

Delibera AEEGI 421/2014

GSE Gestore Servizi Energetici

ATLASOLE
Atlante degli impianti Fotovoltaici
Ultimo aggiornamento: 05/03/2015

Riepilogo Impianti

Lista Impianti

Regioni: LOMBARDIA

Provincia: -Seleziona-

Comune: -Seleziona-

Classi Potenza: Altro...

Classi di potenza personalizzate

maggiore uguale 100 kW

-Seleziona- kW

Filtro Decreto: Tutti i Decreti

Cerca

Map filters: Numerosità, Potenza, AtlaSole Real Time, Regioni, Province, Comuni

Lista Impianti

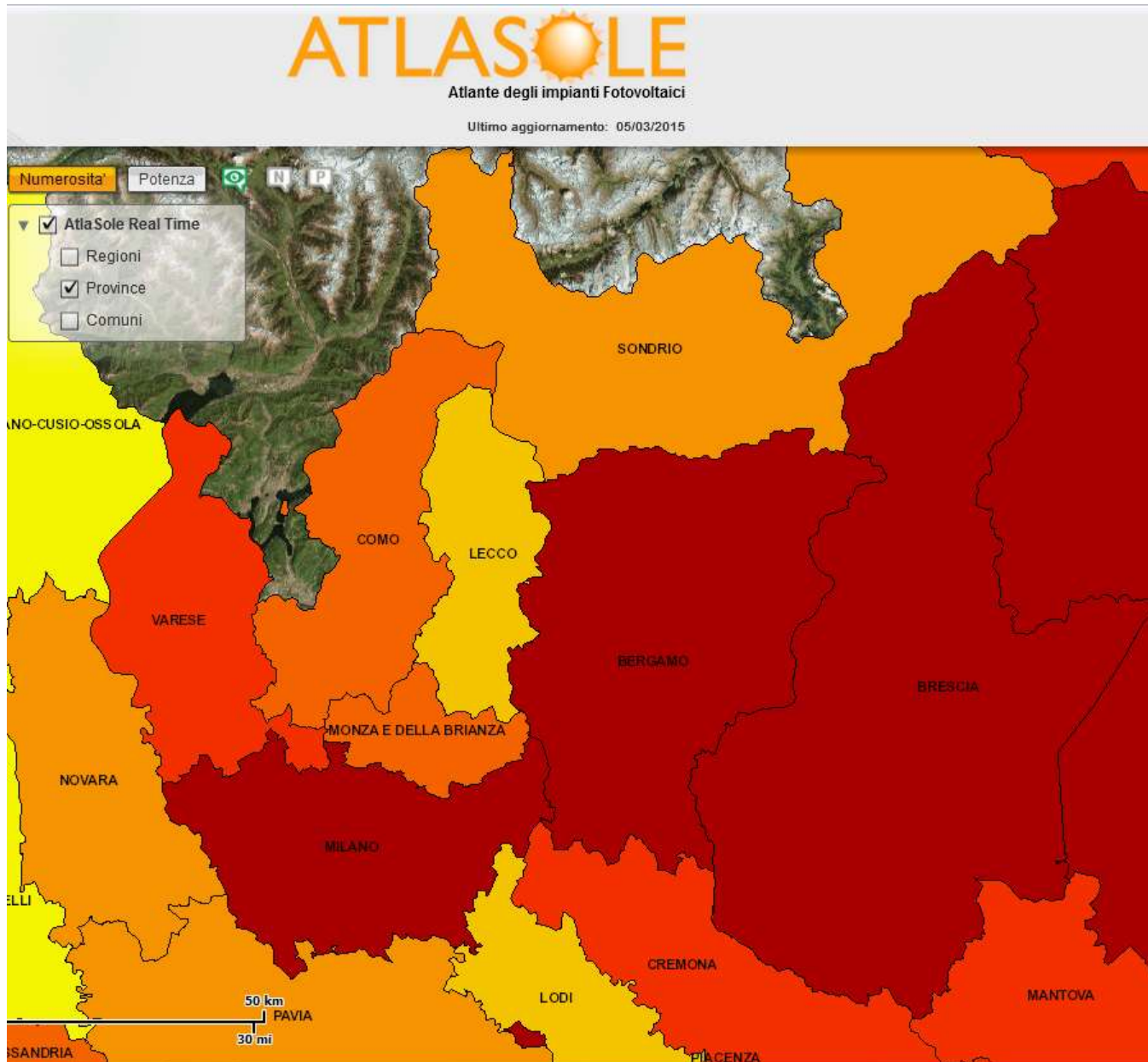
DECRETO	IMPIANTO	DATA ESERCIZIO	REGIONE	PROVINCIA
Quarto conto energ	810922	28/12/2012	LOMBARDIA	BRESCIA
Quarto conto energ	632305	26/08/2011	LOMBARDIA	LODI
Secondo conto ene	204098	08/03/2011	LOMBARDIA	CREMONA
Quarto conto energ	759629	29/06/2012	LOMBARDIA	PAVIA
Quarto conto energ	815208	27/12/2013	LOMBARDIA	MANTOVA
Quarto conto energ	610106	31/08/2011	LOMBARDIA	CREMONA

Impianti in esercizio: 3.239 Potenza Totale (kW): 1.142.476,18


Impianti visualizzati: 3.239 Potenza (kW): 1.142.476,18

XLS Esporta

Delibera AEEGI 421/2014



Delibera AEEGI 421/2014



GSE
Gestore
Servizi
Energetici

ATLASOLE

Atlante degli impianti Fotovoltaici

Ultimo aggiornamento: 05/03/2015

Riepilogo Impianti

Lista Impianti

Regione:

Provincia:

Comune:

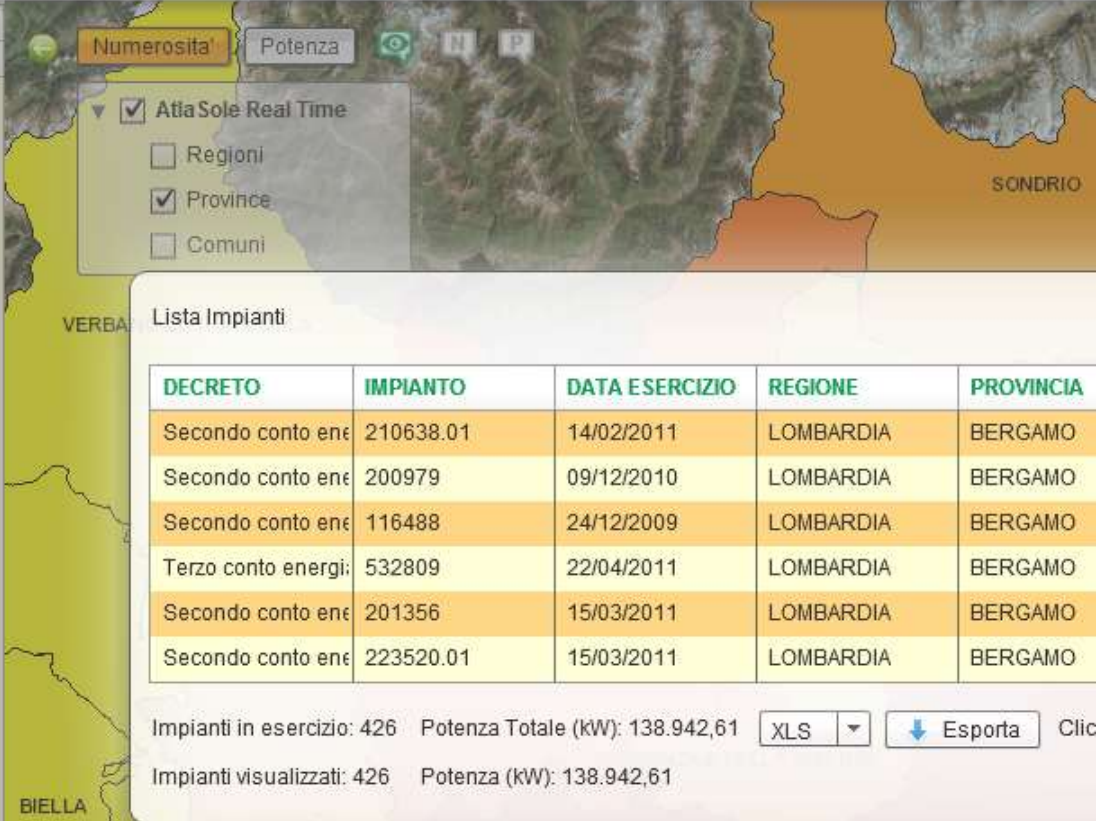
Classi Potenza:

Classi di potenza personalizzate

kW

kW

Filtro Decreto:



Numerosità

Potenza

Atia Sole Real Time

Regioni

Province

Comuni

Lista Impianti

DECRETO	IMPIANTO	DATA ESERCIZIO	REGIONE	PROVINCIA
Secondo conto ene	210638.01	14/02/2011	LOMBARDIA	BERGAMO
Secondo conto ene	200979	09/12/2010	LOMBARDIA	BERGAMO
Secondo conto ene	116488	24/12/2009	LOMBARDIA	BERGAMO
Terzo conto energi	532809	22/04/2011	LOMBARDIA	BERGAMO
Secondo conto ene	201356	15/03/2011	LOMBARDIA	BERGAMO
Secondo conto ene	223520.01	15/03/2011	LOMBARDIA	BERGAMO

Impianti in esercizio: 426 Potenza Totale (kW): 138.942,61
 Impianti visualizzati: 426 Potenza (kW): 138.942,61

Soluzione ABB



Retrofit

- Fornitura del kit completo composto da:
 - Cassetta di contenimento serie Europa IP65 con porta trasparente
 - Dispositivo Modem GSM “SD-GSM 0-16/A72” programmato con relativo alimentatore 12 Vc.c.
 - Antenna GSM omnidirezionale con cavo di 3mt.
 - Alimentatore 12Vdc
 - Uscite a relè 230V - 4A



Nuove installazioni

- Fornitura del modem SD-GSM 0-16/A72
 - Il modem sarà già fornito installato e cablato nella cella BT del quadro di media tensione

Note:

- la scheda SIM da inserire nel modem GSM verrà data dal distributore
- il modem e l'eventuale modulo di interfaccia saranno alimentati con la medesima tensione ausiliaria che alimenta SPI e bobina a mancanza di tensione del DDI (230Vca)

Soluzione ABB – Cassetta precablata



Kit completo composto da:

- *Cassetta di contenimento serie Europa IP65 con porta trasparente*
- *Dispositivo Modem GSM “SD-GSM 0-16/A72” programmato con relativo alimentatore 12Vdc*
- *Antenna GSM omnidirezionale con cavo di 3mt.*
- *Alimentatore 12Vdc*
- *Uscite a relè 230V - 4°*

Opzione

- *Antenna GSM omnidirezionale con cavo di 10mt.*

Soluzione ABB – Modem sciolto



Modem GSM TIPO SD-GSM 0-16/A72 sciolto tipo completo di :

- *Antenna GSM omnidirezionale con cavo di 3mt.*
- *Alimentatore 12Vdc*

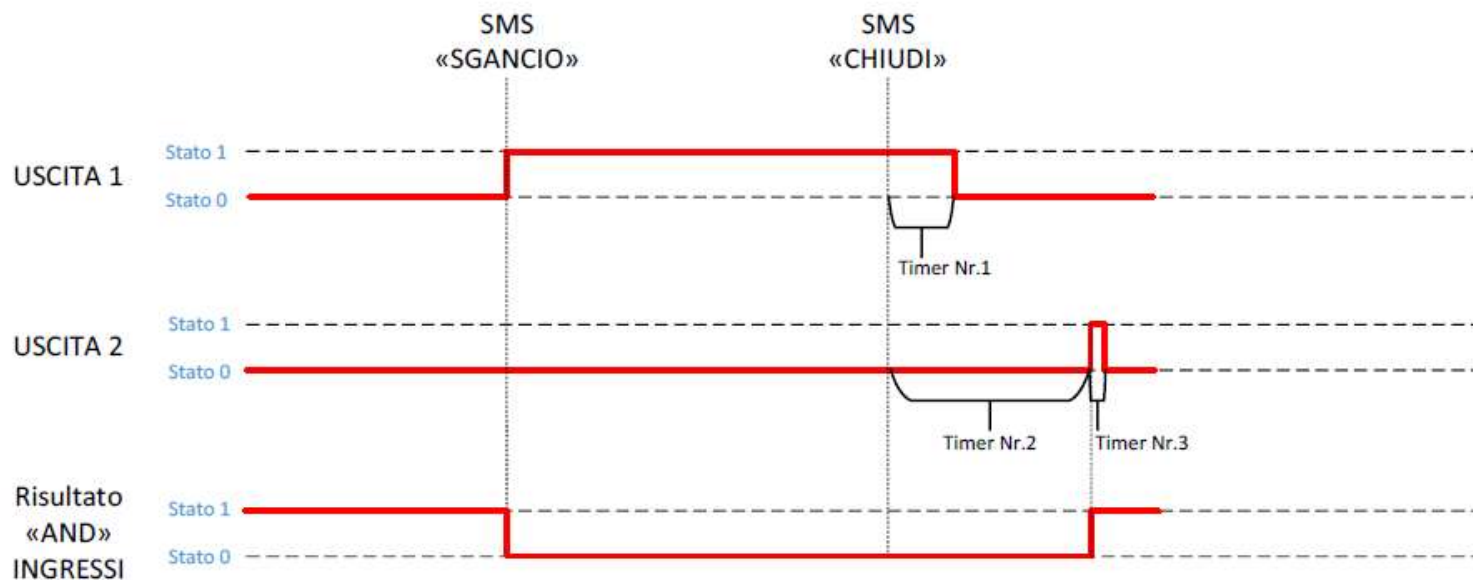
Opzione

- *Antenna GSM omnidirezionale con cavo di 10mt.*



Soluzione ABB – Logica di funzionamento

PERSONALIZZAZIONE LOGICA MODEM GSM CEI 0-16 VERSIONE ABB (Rev.0 – 29/01-/2015)



Timer Nr.1 = RITARDO ALLA RIABILITAZIONE = Valore configurabile, Default 0s

Timer Nr.2 = RITARDO ALLA RICHIUSURA = Valore configurabile, Default 180s

Timer Nr.3 = DURATA IMPULSO RICHIUSURA = Valore configurabile, Default 0.5s

Note:

- 1) La logica dei n. 4 ingressi sarà in AND e ci sarà un unico gruppo di ingressi e si potrà decidere quali e quanti attivarne (da 1 a 4);
- 2) Gli ingressi devono avere la possibilità di essere invertiti a livello di logica (Attivo ALTO o Attivo BASSO)
- 3) le uscite devono avere la possibilità di essere invertite a livello di logica (Attivo ALTO o Attivo BASSO)
- 4) la modifica dei timer 1 e 3 dovrebbe essere in una sezione avanzata o sotto password amministratore
- 5) se possibile inserire controllo « Timer1 < Timer2 »

Nome prodotto: ABB SD-GSM 0-16/A72

Nome programma: ABB Configuratore SD-GSM 0-16/A72

CEI 0-16 V3 – 12-2014 – Teledistacco IEC61850



Il REF542plus è in grado di gestire i segnali IEC 61850 tramite modulo esterno (RIO600) o la scheda di comunicazione IEC61850/Modbus TCP.

*Il modulo RIO600 verrà reso disponibile solo quando il CEI avrà definito esattamente il profilo per gestire i comandi specifici (attualmente **allo studio**, come indicato alla norma CEI 0-16).*



ABB s.p.a. Power Product Division

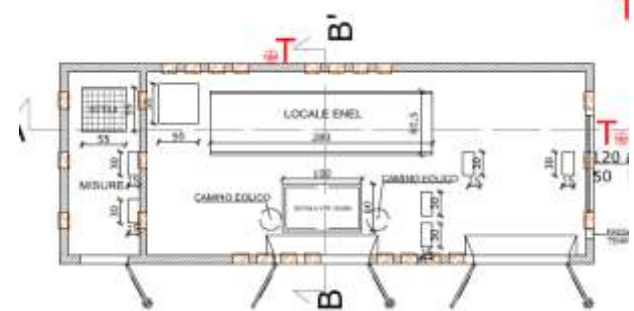
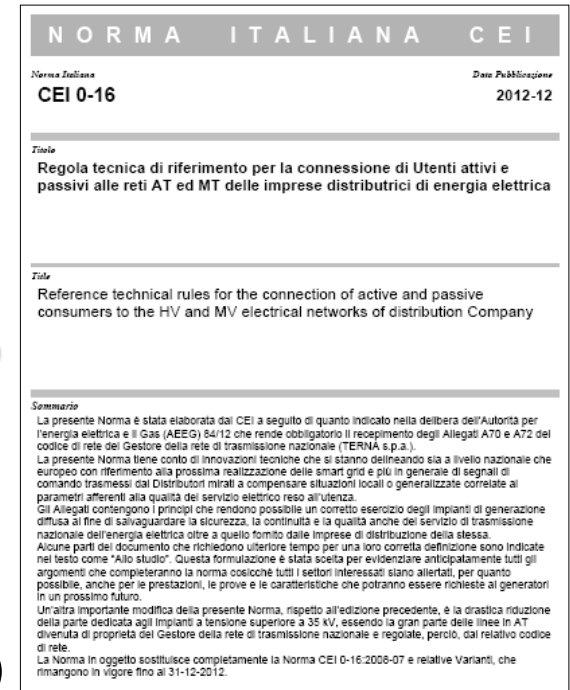
(CEI 0-16 Normativa connessioni MT)

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 Variante '1' dicembre 2013
- Delibera AEEGI 421/2014/R/eel 07 Agosto 2014
- CEI 0-16 Variante '1' dicembre 2014

Novità della 0-16 III ed. di dicembre 2012

- ❑ Il locale consegna passa da 12 a **16 m²**
- ❑ Il limite superiore della MT passa a **35 kV**
- ❑ Definizione dei nuovi **TA-NI** e **TV-NI** non induttivi
- ❑ Il collegamento tra PI e TV deve essere almeno **1,5 mm²** e se esterno alla cabina in **cavo armato** (in alternativa in percorso protetto, come ad esempio, canalina, tubazione, corrugato, ecc.)
- ❑ Fino a **10 kW** si considerano utenti passivi (no SPI e DDI) come già 1 kW in BT (CEI 0-21)
- ❑ Utente **MT < 30 kW** risponde a CEI 0-21 (+ facile)
- ❑ Rincalzo (x mancato sgancio) al DDI per **impianti attivi > 400 kW**
- ❑ Ammesso parallelo di breve durata (GE o generatori di riserva) senza SPI fino a
 - **30 s in trifase**
 - **10 s in monofase**



CEI 0-16 V3 Variante 1– 12-2014

Nuove definizioni

2 Definizioni-convenzioni

3.53 Potenza nominale

Sostituire l'attuale definizione con la seguente:

Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA).

Per generatori tradizionali ed eolici, come potenza nominale può essere indicata la **potenza attiva del gruppo di generazione** a $\cos\phi$ nominale (turbina, convertitore, ecc.) (kW).

Nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla **potenza nominale dell'inverter**, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV.

Aggiungere la seguente definizione:

3.53 bis Potenza ai fini dei servizi di rete

Potenza apparente massima a cui un'unità di generazione (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) può funzionare con continuità (per un tempo indefinito) a tensione e frequenza nominali (7bis).

CEI 0-16 V3 Variante 1– 12-2014

Nuove definizioni

3.76 bis Sistema di accumulo

Insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione. Il sistema di accumulo (Energy Storage System, ESS) può essere integrato o meno con un generatore/impianto di produzione (se presente).

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

CEI 0-16 V3 Variante 1– 12-2014

Nuove definizioni

3.103 Utenti attivi

Sostituire l'attuale definizione con la seguente:

Utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete. A questa categoria appartengono anche tutti gli utenti che installano **sistemi di accumulo** diversi dagli UPS, come definiti dalla Norma EN 62040.

3.104 Utenti passivi

Sostituire la nota (9) a piè pagina con la seguente:

(9) Si specifica che, ai fini della presente Norma, la presenza di soli UPS e/o CPS (UPS centralizzato), come definiti dalla Norma EN 62040, presso utenti passivi non è di per sé sufficiente a connotare tali Utenti come Utenti attivi.

CEI 0-16 V3 – 12-2014

deroga dall'adeguamento

Impianti con potenza disponibile inferiore o uguale a 400 kW delibera AEEG 333/07 (comma 35.2)

I clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 400 kW hanno facoltà di derogare ai requisiti di cui al comma precedente se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:

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

CEI 0-16 V3 – 12-2014

la dichiarazione di adeguatezza

A cosa serve ?

- La dichiarazione di adeguatezza è un documento che certifica la rispondenza dell'impianto del cliente in media tensione ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità con:
- il comma 35.1 dell'allegato A alla delibera 333/07 e l'allegato C alla delibera ARG/elt 33/08;
- oppure con il comma 35.2 della delibera 333/07.

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 – 12-2014

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 – 12-2014

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:

- responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 ("ex Legge 46/90") per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso;
- 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;
- 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 119/08 modificato da delibera 198/11, dopo avere effettuato le verifiche sui requisiti minimi previste nel medesimo allegato.

Modello Dichiarazione di Adeguatezza

(come da Allegato C Delibera nr. 119/08 modificato da Delibera nr. 198/11)

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. 39, commi 39.2 e 39.3, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11
- 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.

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

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

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

Dispositivo generale

Regolamento di esercizio

TARATURA DEL SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE						
Tipologia impianto	Descrizione Protezioni	Soglie di intervento			Tempo di Intervento ⁽⁴⁾	Note
	I> (51.S1) alfa	NON RICHIESTA			NIT	richiusure escluse
	I> (51.S1) beta				NIT	richiusure escluse
	I> (51.S1) K				NIT	richiusure escluse
	I> (51.S1)				NIT	richiusure escluse
	I >> (51.S2)	195	A	(²)	0,50 s	richiusure escluse
	I>>> (50.S3)	648	A	(²)	0,12 s	richiusure escluse
Con protezione per i guasti a terra costituita SOLO da massima corrente omopolare	I ₀ > (51N.S1)	2	A	(²)	0,45 s	richiusure escluse
	I ₀ >> (51N.S2)	56	A	(²)	0,17 s	richiusure escluse
Con protezione per i guasti a terra costituita da una direzionale di terra abbinata ad una massima corrente omopolare (1)		V ₀ ⁽⁵⁾	I ₀ ⁽²⁾	Φ ⁽³⁾		
	67N.S1	2 V	2 A	(60-120)°	0,17 s	sempre attiva. Richiusure escluse.
	67N.S2	5 V	2 A	(60-250)°	0,45 s	sempre attiva. Richiusure escluse.
	I ₀ >> (51N.S2)	56	A	(²)	0,17 s	richiusure escluse

⁽²⁾ Qualora il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT del cliente, calcolata con la formula di cui al punto 5.2.1.7 della norma CEI 0-16, superi lo 80% della soglia I₀> della tabella (ad esempio in caso di rete in cavo del cliente superiore a 400 m a 20 kV o 533 m a 15 kV), il Sistema di Protezione generale deve comprendere una protezione direzionale di terra 67.x.

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 – 12-2014

Schema di connessione I

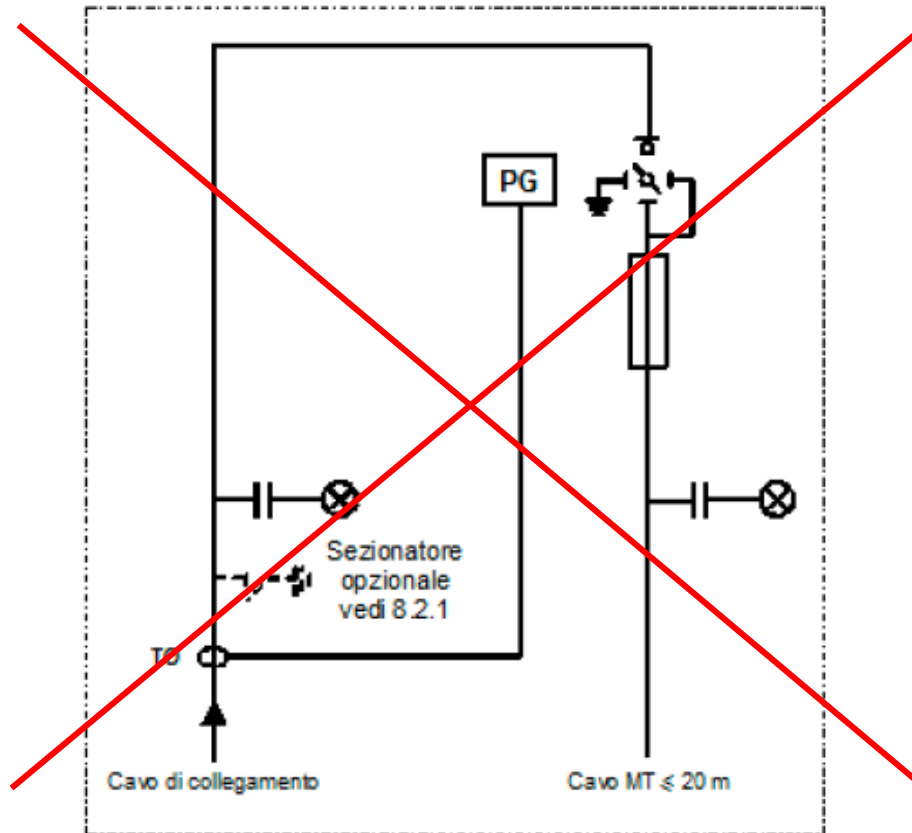
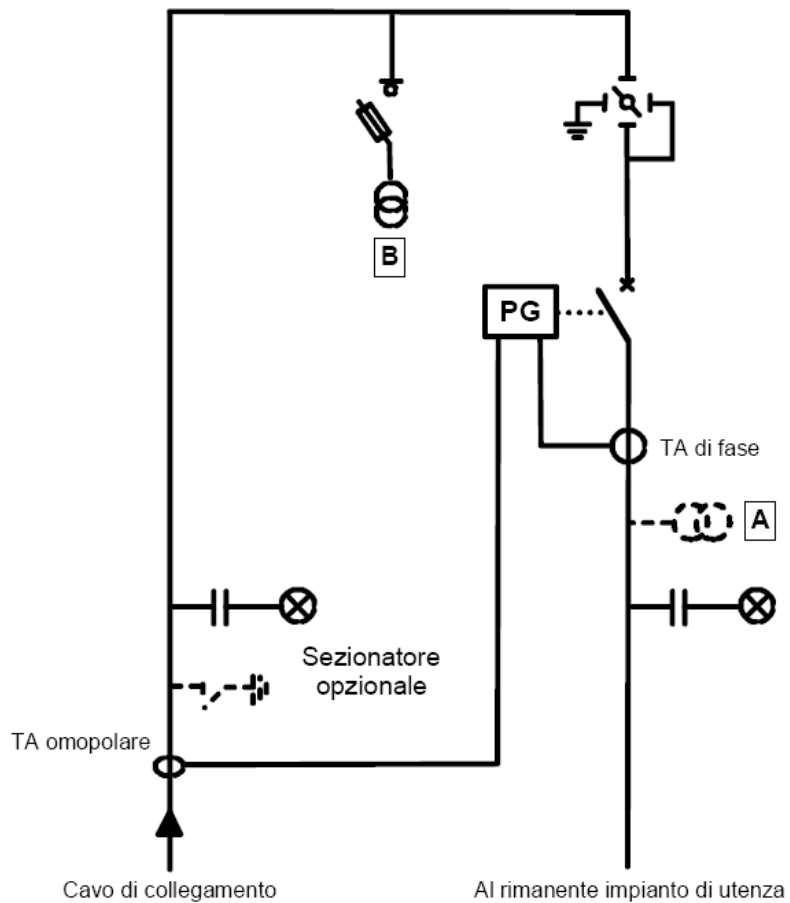


Figura 12 – DG semplificato per impianto con un solo montante MT con a valle un solo trasformatore MT/BT di potenza nominale ≤ 400 kVA

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 – 12-2014

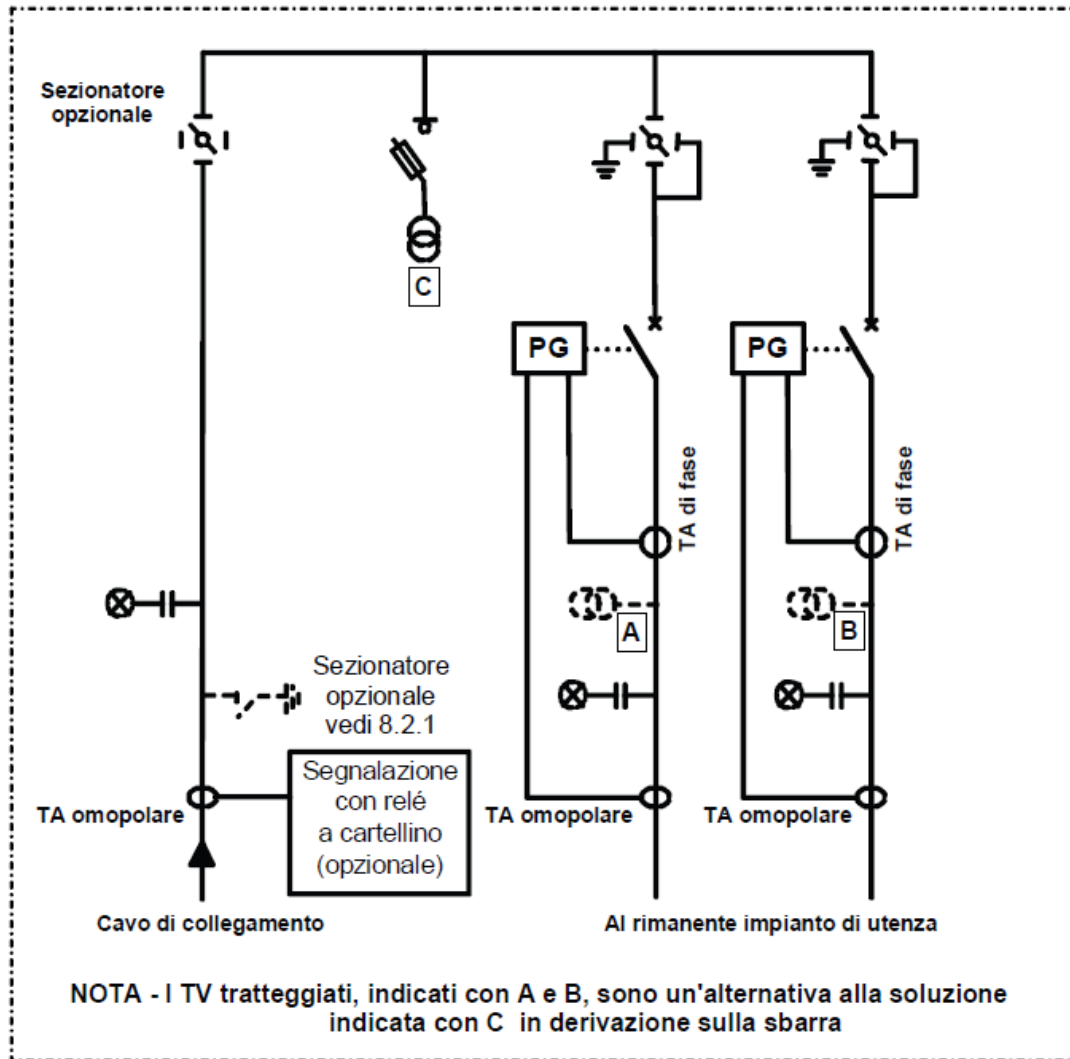
Schema di connessione II



- 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.

CEI 0-16 V3 – 12-2014

Schema di connessione III

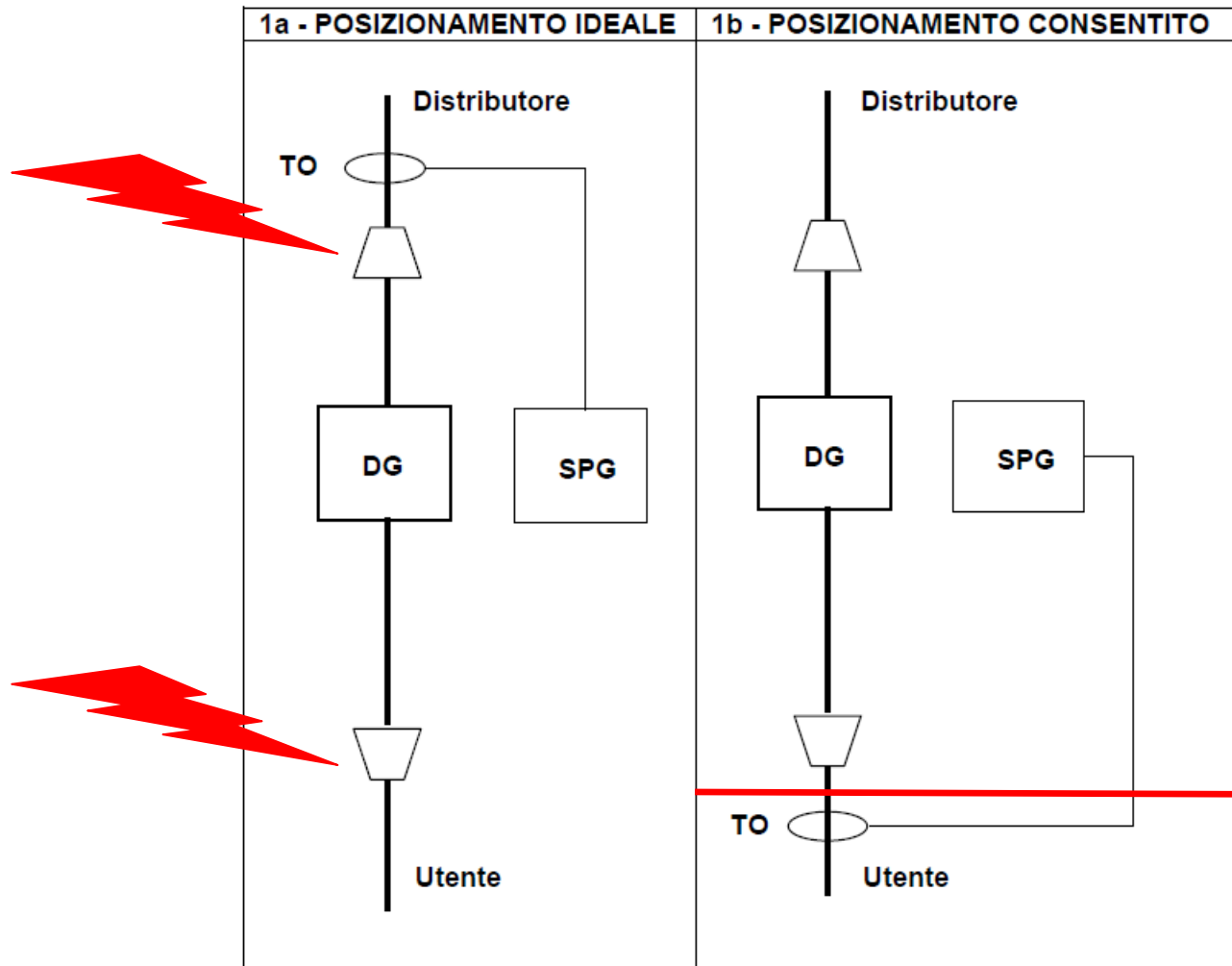


- Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto passivo con due montanti MT dalla sbarra principale
- I TV tratteggiati, indicati con A e B, sono un'alternativa alla soluzione indicata con C in deviazione sulla sbarra

CEI 0-16 V3 – 12-2014

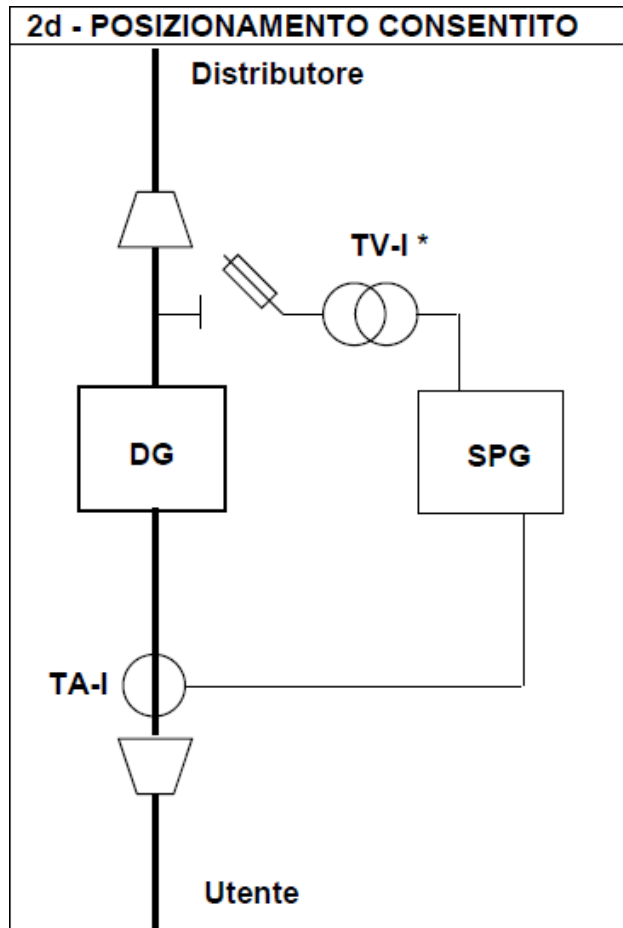
Disposizione riduttori di corrente e tensione

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 – 12-2014

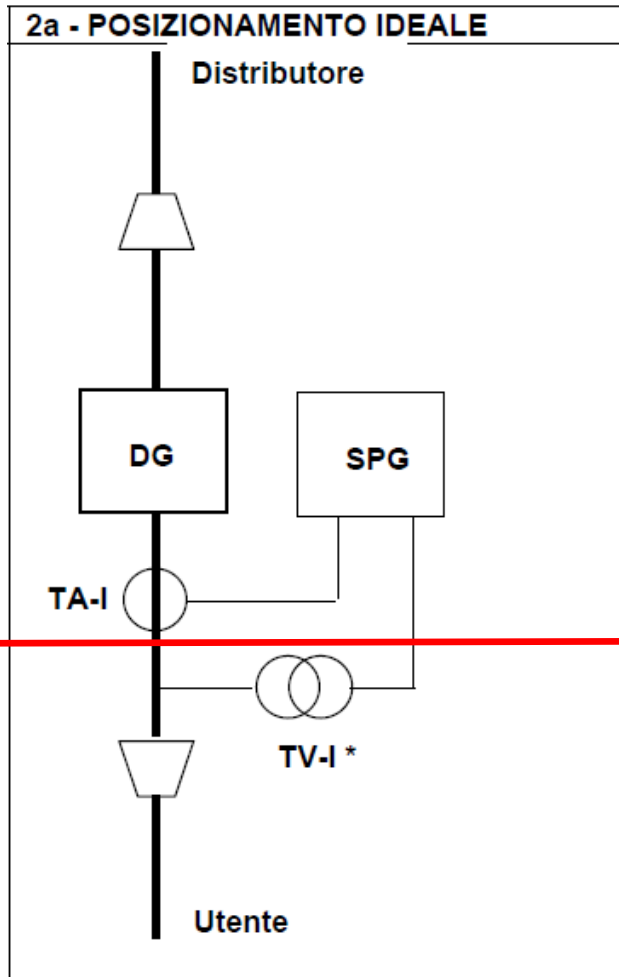
Disposizione riduttori di corrente e tensione



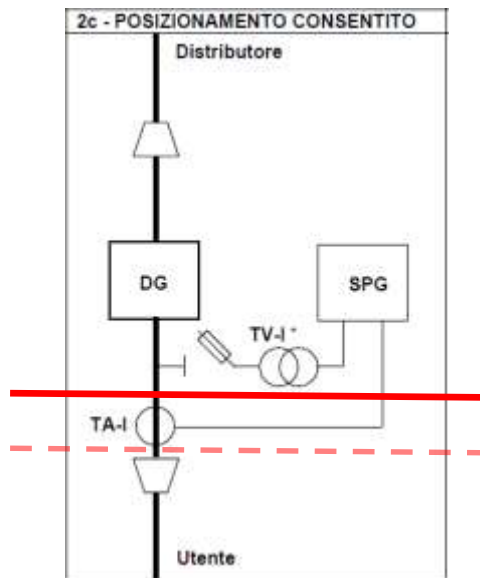
Nel caso in cui i TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase, essi dovranno essere protetti, lato MT, con un **IMS** combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3A$) a protezione del primario dei TV.

CEI 0-16 V3 – 12-2014

Disposizione riduttori di corrente e tensione

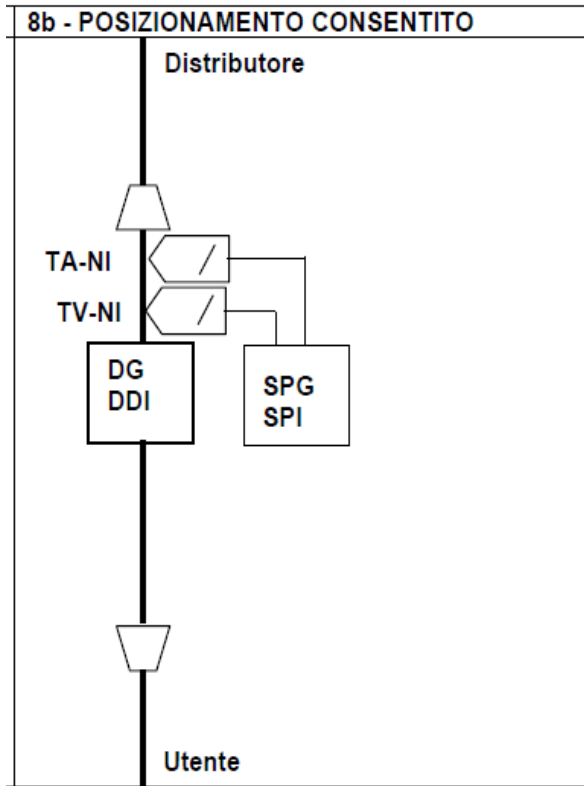


Nel caso in cui i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non ci sono vincoli circa la protezione primaria dei TV.



CEI 0-16 V3 – 12-2014

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 – 12-2014

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.

Utenti attivi: Sistemi di continuità UPS on line



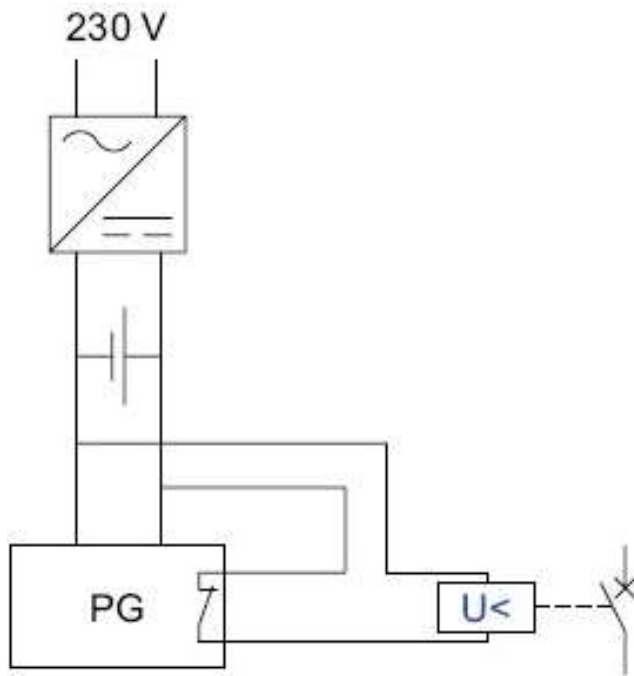
Tempi di esercizio prolungati

POTENZA	1 KVA*	2 KVA*	3 KVA*	6 KVA*	10 KVA*
UPS con batterie interne	5/15	3/10	3/10	-	-
UPS + 1 modulo batteria	27/67	15/41	16/44	6/16	4/13
UPS + 2 moduli batteria	53/124	30/82	32/87	16/42	13/30
UPS + 3 moduli batteria	86/184	50/117	53/122	28/60	20/51
UPS + 4 moduli batteria	113/248	68/180	74/167	42/96	30/69

* Autonomia della batteria, in minuti, a carico pieno/dimezzato

CEI 0-16 V3 – 12-2014

Circuiti di comando -bobina a mancanza di tensione-

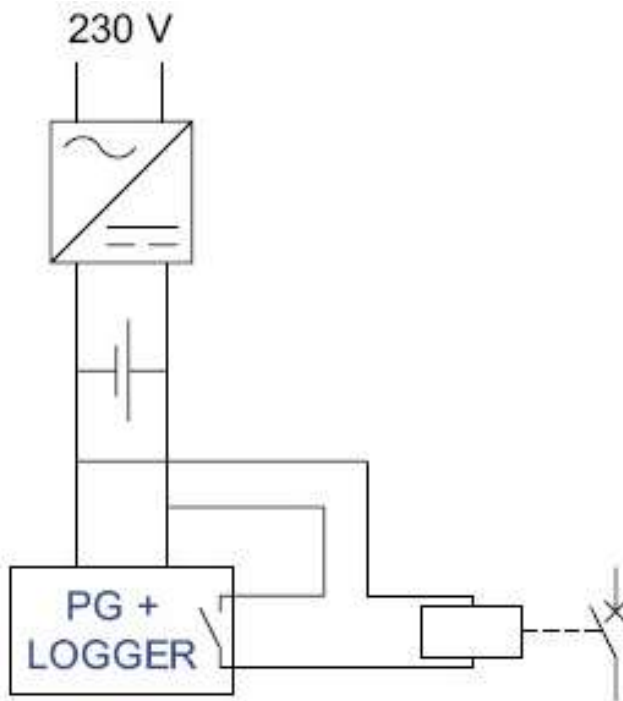


Per comando di apertura del DG per azione della PG, deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione. Qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG (anche in presenza di UPS o batterie tampone), si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG.

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 – 12-2014

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 – 12-2014

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 – 12-2014

Prodotti ABB

DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ / DECLARATION OF CONFORMITY alle prescrizioni della Norma CEI 0-16: 2012-12 + EC1:2013-05

Certificato N°: EUM1.13.CEI016/0134

Tipologia di prova / *Type of test*: Prove di tipo / *Type testing*

TIPOLOGIA DI APPARATO CUI SI RIFERISCE LA DICHIARAZIONE

DISPOSITIVO GENERALE (DG)	Sistema di PROTEZIONE GENERALE (SPG)	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)	Sistema di PROTEZIONE di INTERFACCIA (SPI)	Sistema di Protezione Generale e di INTERFACCIA (SPG + SPI)
	X		X	X

COSTRUTTORE: **ABB S.p.A. POWER PRODUCTS DIVISION**
Via Friuli, n. 4 – 24044 DALMINE (BG) - ITALY

MODELLO: **REF542Plus**

VERSIONE FIRMWARE: A partire da 3.1 (versioni progressive)
(MC Software: V4F.10a; DSP software: V4F.10a; RHMI software: V5F.09a;
COM Board: ETH V1F.9b)

TIPO: INTEGRATO / NON INTERGATO

SENSORI ABBINATI: sensore combinato di tensione e corrente KEVCD 24 AE3
sensore combinato di tensione e corrente KEVCY 24RE1
sensore di corrente KECA 80A da cavo
sensore di corrente KECA 250 B1
trasformatore di corrente omopolare ABB TO11S3
trasformatore di corrente omopolare ABB TO21S3
TA - TV automaticamente idonei

CEI 0-16 V3 – 12-2014

Prodotti ABB

DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ / DECLARATION OF CONFORMITY

alle prescrizioni della Norma CEI 0-16: 2012-12 (III Ed.) + EC1:2013-05

Certificato N°: EUM1.13.CEI016/0135

Tipologia di prova / *Type of test*: Prove di tipo / *Type testing*

TIPOLOGIA DI APPARATO CUI SI RIFERISCE LA DICHIARAZIONE

DISPOSITIVO GENERALE (DG)	Sistema di PROTEZIONE GENERALE (SPG)	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)	DISPOSITIVO DI CONVERSIONE STATICA	DISPOSITIVO DI GENERAZIONE ROTANTE
	X			

COSTRUTTORE: **ABB S.p.A. POWER PRODUCTS DIVISION**
Via Friuli, 4 – 24044 DALMINE (BG) - ITALY

MODELLO: **REF601**

VERSIONE FIRMWARE: A partire da:V.2.2 (versioni progressive)

TIPO: Trifase – NON INTERGATO / INTEGRATO

SENSORI ABBINATI: 3 Riduttori di corrente di fase KECA 250 B1
oppure
3 Riduttori di corrente di fase KEVCR24 OC2
ed
1 trasformatore di corrente omopolare ABB TO11S3 o ABB TO21S3
TA automaticamente idonei 1A, 5A

CEI 0-16 V3 – 12-2014

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

Gruppo ABB in Italia

– I nostri business

– Power Products

Laboratori prove di
media tensione

CEI 0-16 ed. 3 12-
2012

Power Systems

Discrete Automation

Low Voltage Products

CEI 0-16 ed. 3 12-2012

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

- 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
- Certificati CEI 0-16 Ed. 3

Link utili CEI 0-16 ed. 3 12-2012

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

→ OK

+ Rate this page

+ Share this page



Riferimenti

- Offerte commerciali
- Approfondimenti tecnici

CEI 0-16 V3 – 12-2014

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

Sei qui: Federazione ANIE > Energia > Pubblicazioni e studi > Dispositivi conformi alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 > CEI 0-16

- Energia
- Generazione Tradizionale
- Trasmissione e Distribuzione
- Apparecchiature e Componenti
- Sistemi per l'energia
- Publicazioni e studi
- Presentazioni
- Studi
- Publicazioni
- Dispositivi conformi alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21**
- Settore in cifre
- Sala stampa
- Contatti
- AREA RISERVATA









Dispositivi conformi alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21

In questa sezione sono presenti gli elenchi dei dispositivi, protezioni ed inverter, conformi alle Norme di connessione CEI 0-16 (alta e media tensione) e CEI 0-21 (bassa tensione).

CEI 0-16 CEI 0-21

CEI 0-16

Vai al sito di ANIE Rinnovabili per scaricare gli [elenchi degli inverter](#)

	Data	Titolo
	21.07.2014	SPI non integrati conformi alla III edizione
	09.06.2014	SPG non integrato conforme alla III edizione
	09.06.2014	Sistema di controllo – logger – conforme alla III edizione
	16.07.2013	SPI integrati conformi alla III edizione
	06.02.2013	Trasformatori di misura non automaticamente idonei
	06.02.2013	SPG integrato conforme alla III edizione
	15.05.2012	SPI conformi all'allegato E della II edizione
	15.06.2011	SPG per reti AT conformi all'allegato C della II edizione

Power and productivity
for a better world™

