



Distribuzione

DIVISIONE INFRASTRUTTURE E RETI
MACRO AREA TERRITORIALE NORD EST
ESERCIZIO RETE TRIVENETO

30171 Mestre Centro - Venezia - Casella Postale 144
F +39 0415060662
eneldistribuzione@pec.enel.it

COMUNICAZIONE DEI PARAMETRI DI RETE MT E DI TARATURA DEI SISTEMI DI PROTEZIONE

In riferimento a quanto stabilito nella norma CEI 0-16 e nelle delibere vigenti, Vi trasmettiamo le caratteristiche della rete a media tensione che alimenterà la seguente fornitura:

Caratteristiche della connessione		
N° cliente:	POD:IT001E00223299	Potenza disponibile: 387 kW
N° presa:	Cod. GOAL: T0298618	Potenza immissibile: 75 kW
Ubicazione:		
Ambito di concentrazione secondo AEEG:	Media Concentrazione	
Cab. Primaria alimentante in assetto standard:	CESSALTO	
Linea MT alimentante in assetto standard:	TAGLIETTO	
Cabina secondaria di consegna	DG402031448	
Tensione nominale:	20 kV $\pm$ 10%	
Frequenza nominale:	50 Hz	$\pm$ 1% (95% dell'anno) +4%-6% (100% dell'anno)
Corrente di cortocircuito trifase: (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)	12,5 kA (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.3)	
Esercizio del neutro:	Neutro a terra con impedenza	
Corrente di guasto monofase a terra:	50 A (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)	
Tempo di eliminazione del guasto a terra:	>> 10 s (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)	
Corrente di doppio guasto monofase a terra: (ai fini del dimensionamento termico dei conduttori di terra)	10,8 kA (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.8)	
Tempo di eliminazione del doppio guasto a terra:	340 ms (rif. CEI 0-16, par. 5.2.1.8)	
Presenza di impianto di terra globale:	No (rif. CEI 0-16, par. 8.5.5.1)	

Precisiamo, che i valori sopra indicati possono subire variazioni per effetto dell'evoluzione della rete elettrica di distribuzione; pertanto, vi forniremo nuovamente tali dati, con analoga comunicazione, in occasione di variazioni significative e permanenti.

Inoltre Vi rendiamo noto che, le tarature del Vostro Sistema di Protezione Generale devono essere impostate ai valori indicati nella seguente tabella 1¹:

TARATURA DELLA PROTEZIONE GENERALE - tabella 1				
Descrizione protezioni	Soglie di intervento		Tempo di eliminazione del guasto ⁽¹⁾	Note
I> (51.S1) alfa	0,02	(2)		
I> (51.S1) beta	0,14	(2)		
I> (51.S1) K	0,12	(2)		
I> (51.S1)	≤ 118 A	(2) (3)	Tempo dipendente NIT	richiusure escluse
I>> (51.S2)	≤ 250 A	(3)	0,500 s	richiusure escluse
I>>> (50.S3)	≤ 600 A	(3)	0,120 s	richiusure escluse
I ₀ > (51N.S1)	≤ 2 A	(3)	0,170 s	richiusure escluse
In alternativa all'attivazione della soglia I> (51.S1) come indicato in tabella, può essere impostata la soglia I>> (51.S2) al valore ≤ 215 A anziché ≤ 250 A.				
(1) Il tempo di eliminazione del guasto è la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'organo di manovra del cliente				
(2) Nel caso in cui i campi siano vuoti non è necessario impostare la relativa soglia				
(3) Corrente al primario misurata tramite TA, TA omopolare o equivalente (somma vettoriale delle 3 correnti di fase)				
Per le caratteristiche dei riduttori di misura vedi CEI 0-16 Ed. 2 luglio 2008				

Qualora il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT interna al Vostro impianto calcolato con la formula di cui al punto 5.2.1.7 della norma CEI 0-16, sia superiore a 1,6 A, (es. corrispondente a 400 metri di cavo), il Sistema di Protezione Generale deve comprendere una protezione direzionale di terra (67N) e devono essere impostate ai valori di taratura riportati nella seguente tabella 2:

TARATURA DELLA PROTEZIONE GENERALE - tabella 2					
Descrizione Protezioni ⁽¹⁾	Soglie di intervento		Tempo di eliminazione del guasto ⁽¹⁾		Note
I> (51.S1) alfa	0,02	(2)			
I> (51.S1) beta	0,14	(2)			
I> (51.S1) K	0,12	(2)			
I> (51.S1)	≤ 118 A	(2) (3)	Tempo dip. NIT		richiusure escluse
I>> (51.S2)	≤ 250 A	(3)	0,500 s		richiusure escluse
I>>> (50.S3)	≤ 600 A	(3)	0,120 s		richiusure escluse
I ₀ >> (51N.S2)	250 A	(3)	0,170 s		richiusure escluse
	V ₀ ⁽⁴⁾	I ₀ ⁽³⁾	Φ ⁽⁵⁾		
67N.S1 (NI)	≤ 231 V	≤ 2 A	(60-120)°	0,170 s	richiusure escluse
67N.S2 (NC)	≤ 577 V	≤ 2 A	(60-250)°	0,450 s	richiusure escluse
In alternativa all'attivazione della soglia I> (51.S1) come indicato in tabella, può essere impostata la soglia I>> (51.S2) al valore ≤ 215 A anziché ≤ 250 A.					

¹ Per situazioni impiantistiche particolari Enel Distribuzione, a seguito di richiesta del cliente, si riserva di valutare la possibilità di ammettere valori diversi rispetto a quelli sopra riportati.

- (1) Il tempo di eliminazione del guasto è la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'organo di manovra del cliente
- (2) Nel caso in cui i campi della soglia $I >$ siano vuoti non è necessario impostare tale soglia
- (3) Corrente al primario misurata tramite TA, TA omopolare o equivalente (somma vettoriale delle 3 correnti di fase)
- (4) Tensione al primario misurata tramite 3 TV di fase con collegamento a triangolo aperto e rapporto di trasformazione complessivo tale da fornire 100 V in ingresso alla protezione in presenza di un guasto monofase franco a terra; nel caso la somma delle tensioni nominali secondarie dei tre TV di fase sia diversa da 100 V, il valore indicato in tabella deve essere moltiplicato per tale somma e diviso per 100.
- (5) L'angolo è positivo se la I_0 è in ritardo (in senso orario) sulla V_0
- Per le caratteristiche dei riduttori di misura vedi CEI 0-16 Ed. 2 luglio 2008.

Le tarature della Protezione di Interfaccia, che deve avere caratteristiche non inferiori a quelle riportate nella norma CEI 0-16, devono essere impostate ai valori indicati nella seguente tabella 3:

TARATURA DELLA PROTEZIONE DI INTERFACCIA - tabella 3 ⁽¹⁾		
Descrizione Protezioni	Valore di taratura	Tempo di disalimentazione del guasto ⁽²⁾
Massima tensione (59)	24 kV (1,2 V_n) ⁽³⁾	0,170 s
Minima tensione (27)	14 kV (0,7 V_n) ⁽³⁾	0,370 s
Massima frequenza (81>)	50,3 Hz	0,170 s ⁽⁴⁾
Minima frequenza (81<)	49,7 Hz	0,170 s ⁽⁴⁾
Massima tensione omopolare (59V ₀) ⁽⁵⁾	1732 V ⁽⁶⁾	25 s

(1) I valori di taratura e i tempi di intervento possono essere variati qualora sussistano particolari condizioni di esercizio (in particolare per collegamento su linea dedicata)

(2) Il tempo di disalimentazione del guasto è la somma del tempo di intervento della protezione e del tempo di apertura dell'organo di manovra del cliente

(3) Nel caso la tensione di riferimento sia prelevata al secondario del TR MT/bt, deve essere tenuto conto dell'effettivo rapporto di trasformazione.

(4) Selezione numero di periodi di insensibilizzazione:

- 3 periodi - generatori turbogas;
- 5 periodi - generatori idraulici con potenza > 1 MVA;
- 7 periodi - generatori con potenza ≤ 1 MVA

(5) La protezione di massima tensione omopolare è prevista solo per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva ≥ 400 kVA.

(6) Tensione al primario misurata tramite 3 TV di fase con collegamento a triangolo aperto e rapporto di trasformazione complessivo tale da fornire 100 V in ingresso alla protezione in presenza di un guasto monofase franco a terra; nel caso la somma delle tensioni nominali secondarie dei tre TV di fase sia diversa da 100 V, il valore indicato in tabella deve essere moltiplicato per tale somma e diviso per 100.

Per le caratteristiche dei riduttori di misura vedi CEI 0-16 Ed. 2 luglio 2008.