



UNIONE MONTANA

COMUNI OLIMPICI – VIA LATTEA

**Fornitura, posa in opera e installazione per
Adeguamento alla norma CEI 0-16 dei dispositivi generali DG a servizio
delle forniture MT**

Aree sciabili: Cesana/Claviere, Cesana/San Sicario, Sestriere

PROPRIETA' : UNIONE MONTANA “COMUNI OLIMPICI – VIA LATTEA”

TAVOLA n° 3

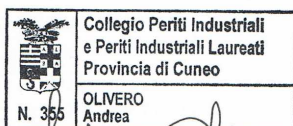
SCALA : ---

DATA : 12 LUGLIO 2017

1° VERSIONE

OGGETTO : RELAZIONE TECNICA

**IL PROGETTISTA
P.I. Andrea OLIVERO
CORE PROGETTI S.r.l.**



**IL RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO
Responsabile dell'Area Tecnica
Lavori Pubblici e Centrale di Committenza
Arch. Giorgio FASANO**





Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

Comune di Cesana Claviere

Provincia di TORINO

AREA SCIABILE DI CESANA CLAVIERE MONTI DELLA LUNA
Adeguamento alla Norma CEI 0-16 dispositivi generali DG a servizio
delle forniture MT

RELAZIONE TECNICA

Saluzzo, 17/11/2016

Il progettista

1 IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE ALLA NORMA CEI 0-16

1.1 Premessa

Il presente progetto definitivo è relativo ai seguenti lavori:

- adeguamento delle cabine di trasformazione a servizio della zona sciistica Vai Lattea alla Norma CEI 0-16;

Relativamente alla cabina di trasformazione, si ricorda che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha di recente ulteriormente inasprito le penalità a carico degli utenti che non adeguano le proprie cabine agli standard tecnici previsti dal CEI per evitare di trasferire guasti sulla rete a media tensione della distribuzione che si traducono in danno per la generalità degli utenti allacciati.

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica. Linee in cavo" e relative varianti e/o supplementi;
- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in

corrente alternata e a 1500V in corrente continua” (ultima edizione).

1.2 Scopo del progetto

La norma CEI 0-16 relativa alle cabine di trasformazione MT-BT, impone che il DG (dispositivo generale) e l'SPG (sistema di protezione generale) rispondano a determinati requisiti, pena il pagamento del CTS, oppure il CTSM.

Se l'Utente ha già inviato la dichiarazione di adeguatezza, VIP-DIDA stabilisce se deve rinnovare la dichiarazione di adeguatezza, a seguito di eventuali modifiche del proprio impianto o dello stato del neutro della rete MT.

Dall'anno 2000, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sollecita i Distributori a migliorare la qualità del servizio elettrico, a cominciare dagli Utenti MT.

Ha quindi messo in atto un sistema di penalità per i Distributori che rendono un servizio inferiore agli standard e di premi per chi offre un servizio migliore.

Di conseguenza, i Distributori hanno investito per trasformare molte linee aeree in media tensione in cavo e hanno cambiato lo stato del neutro, da isolato a compensato, in buona parte della rete di distribuzione in media tensione.

Sono stati inoltre effettuati molti investimenti nell'automazione delle reti MT (richiusure, riconfigurazioni della rete, controalimentazione, ecc.).

Negli ultimi anni, il tempo relativo alle interruzioni si è così ridotto significativamente e ha portato notevoli benefici per gli utenti.

La qualità del servizio elettrico dipende, però, non solo dalle caratteristiche della rete di distribuzione, ma anche dalle protezioni dell'Utente. Infatti, un guasto presso l'Utente può provocare danni in rete, di entità variabile con le caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) e del tipo di interruttore (DG) dell'Utente. Basta pensare al buco di tensione provocato in rete da un cortocircuito tra le fasi in media tensione presso l'Utente, la cui durata corrisponde al tempo che DG + SPG impiegano per interrompere la corrente di cortocircuito.

Per questo motivo, l'AEEG ha richiesto agli Utenti MT di adeguare il proprio DG + SPG e di inviare al Distributore una dichiarazione in tal senso (dichiarazione di adeguatezza).

Chi si adegua ha diritto a ricevere automaticamente indennizzi per le interruzioni lunghe (> 3 min) senza preavviso, e dal 1° gennaio 2012 anche per le interruzioni brevi (tra un secondo e tre minuti) secondo i limiti e le modalità indicate dall'Autorità. Chi non invia la DIDA, ed ha richiesto la connessione prima del 16/11/06, paga il CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico) e in determinate condizioni il CTSM (Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato) e non riceve gli indennizzi automatici.

Infine, l'Utente che non ha adeguato DG e/o SPG può essere chiamato in causa dal Distributore, se provoca danni in rete e soprattutto ad altri Utenti tramite la rete.

1.3 Riferimenti Normativi

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

Linee in cavo e relative varianti e/o supplementi;

- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua" (ultima edizione)

1.4 Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA

Avere DG e/o SPG adeguati vuol dire che:

- DG (il Dispositivo Generale) ha almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.1;
- SPG (Sistema di Protezione Generale) associato al DG, cioè relè, trasformatori di protezione, circuiti secondari, di comando, di alimentazione, hanno almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.2;
- l'insieme DG + SPG supera le prove previste dalla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.3.

Se, ad esempio, manca la protezione 51N, oppure non si possono rispettare i limiti di taratura indicati dal Distributore al passaggio da neutro isolato a compensato, occorre adeguare il SPG.

Se l'Utente cambia DG e SPG per adeguarsi, il costruttore deve garantire che i nuovi DG e/o SPG sono conformi ai requisiti della norma CEI 0-16 (fino al 31/03/09 erano considerati idonei DG e/o SPG precedentemente certificati dai costruttori presso il Distributore) e non occorre condurre le prove (bastava azionare il pulsante di sgancio per verificare che l'interruttore intervenisse).

Quando l'Utente cambia soltanto il SPG, è sufficiente la prova con il relè 51N per verificare che il DG esistente intervenga entro 200 ms.

Eventuali richieste del Distributore, ai fini dell'adeguamento in questione, diverse da quelle suindicate, non hanno alcun fondamento e possono essere ignorate dall'Utente.

Per maggiore chiarezza, e a titolo di esempio, non occorre mai ai fini dell'adeguamento:

- cambiare il cavo che va dal punto di consegna dell'energia nel locale del Distributore fino al DG dell'Utente (cavo di collegamento), perché ha una sezione minore di 95 mm², neanche a seguito di aumenti di potenza;
- cambiare le caratteristiche edili dei locali cabina, ad esempio le dimensioni;
- temporizzare la potenza complessiva dei trasformatori esistenti, anche se eccedenti il limite (ad es. 6000 kVA a 20 kV e 4800 kVA a 15 kV), a meno che sia stata aumentata la potenza, dopo il 1/9/08, in un impianto con la potenza oltre il limite o in modo da superare tale limite;
- ridurre la potenza dei trasformatori in parallelo (sulle sbarre BT) anche se eccedenti il limite (ad es. 2000 kVA a 20 kV o 1600 kVA a 15 kV), ma non si può aumentare la potenza dei trasformatori in parallelo, dopo il 1/9/08, se già oltre il limite suindicato oppure in modo da oltrepassare il limite stesso.

Per tensioni diverse da 15 kV e 20 kV, oppure in condizioni di rete particolari (per esempio, centri satellite), il Distributore può imporre un limite di potenza diverso da quelli suindicati a titolo di esempio, ma in tal caso il Distributore deve aver pubblicato le differenze rispetto alla norma CEI 0-16.

1.5 Requisiti semplificati

I requisiti semplificati sono i seguenti:

1. potenza disponibile ≤ 400 kW;
2. un solo trasformatore di potenza ≤ 400 kVA (ammessi trasformatori di riserva, se non collegati alla rete MT);
3. il DG è costituito da un IMS con fusibili, oppure da un VOR o da altro interruttore equivalente, ad esempio in SF6 (ARG/elt 198/11, art. 39.2);
4. la lunghezza del cavo tra il DG e il trasformatore non supera 20 m (sono ammessi i conduttori nudi nelle cabine a giorno di qualunque lunghezza);
5. la manutenzione è svolta e registrata secondo la norma CEI 0-15.

Non è più richiesto che l'impresa di manutenzione sia certificata ISO 9001 (delibera n. 246/06, All. A); è sufficiente l'abilitazione per gli impianti elettrici ai sensi del DM 37/08.

Se queste condizioni sono soddisfatte, la probabilità di un guasto sull'impianto MT dell'Utente è ridotta ed è stata ritenuta accettabile dall'Autorità, tenuto conto del costo per cambiare DG + SPG di tutti gli Utenti MT con potenza disponibile ≤ 400 kW (circa ottantamila Utenti).

Da notare che l'Utente ha comunque l'obbligo giuridico di condurre la manutenzione delle apparecchiature, in particolare della cabina MT/BT, quindi la manutenzione non è un costo ulteriore per l'Utente (la regolare manutenzione è richiesta dal Testo unico sulla sicurezza, DLgs 81/08, art. 80, comma 1).

Al fine di migliorare ulteriormente il servizio, anche gli Utenti con i requisiti semplificati saranno forse indotti dall'Autorità ad adeguare DG + SPG nel prossimo futuro (il punto debole è il guasto a terra presso l'Utente nelle reti a neutro compensato, che non viene interrotto dagli attuali IMS con fusibili).

L'obbligo di adeguare DG + SPG anche per gli Utenti con i requisiti semplificati potrebbe forse coincidere con l'immissione sul mercato di IMS-FGT-R (norma CEI 17-126), dotati di protezione 51N, ammessi dalla norma CEI 0-16, art. 8.6.1, se avranno un costo molto più contenuto di un interruttore automatico.

Per inviare la DIDA, l'Utente con i requisiti semplificati deve soltanto effettuare la manutenzione secondo le periodicità previste dalla norma CEI 0-15 "Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali" e registrare il risultato sulle schede:

- F, S, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di IMS con fusibili,
- F, IVOR, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di VOR,
- F, ISV o ISF6, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di interruttore.

Chi è subentrato ad un altro Utente, con sospensione della fornitura per più di un anno è come se fosse un nuovo Utente, sicché DG e SPG devono corrispondere alla norma CEI 0-16, ma non occorre inviare la DIDA poiché si tratta di nuova connessione dopo il 16/11/06.

In caso di voltura rispondere a questa domanda in base a quanto è stato fatto in proposito dal precedente titolare del contratto.

Si ricorda che nella voltura cambia solo il titolare del contratto, senza sospensione della fornitura di energia elettrica.

1.6 Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW

L'aumento di potenza può essere richiesto dall'Utente (e si concretizza quando il Distributore ha comunicato la modifica richiesta), oppure l'aumento è applicato direttamente dal Distributore dopo due superi della potenza disponibile in due mesi distinti nell'ambito dello stesso anno solare, delibera ARG/elt 199/11, All. C, art. 8.2.

L'aumento "complessivo" è la somma di tutti gli aumenti di potenza disponibile che si sono succeduti nel tempo, a partire dal 1/9/08.

L'Utente che aumenta la potenza disponibile di almeno 100 kW e non invia la DIDA dovrà pagare il CTSM invece del CTS. A tal fine si considera la prima volta, dopo il 1/9/08, che l'aumento complessivo di potenza disponibile raggiunge 100 kW.

Gli ulteriori aumenti di potenza disponibile sono ininfluenti (ovvero l'Utente dovrà già pagare il CTSM e non ci sono altre conseguenze).

Se il periodo di sospensione nella fornitura di energia elettrica supera un anno, l'Utente deve predisporre DG + SPG conformi, in tutto e per tutto, alla norma CEI 0-16, Allegato D, come una nuova connessione. Trattandosi di una connessione richiesta dopo il 16/11/06 non dovrà inviare la DIDA.

1.7 Neutro isolato o compensato

Si ricorda che per "neutro compensato" si intende il neutro messo a terra tramite una impedenza induttiva, con lo scopo di compensare la corrente di guasto a terra capacitiva.

Finora (settembre 2008), solo l'Enel ha cambiato lo stato del neutro su una buona parte della sua rete in media tensione. La maggior parte degli altri Distributori intende seguire questa strada.

Lo stato del neutro (isolato o compensato) fa parte delle informazioni che il Distributore deve fornire agli Utenti alimentati in media tensione entro il 30 giugno di ogni anno (delibera AEEG n. 333/07, art. 35.4, comma d).

Se l'Enel ha comunicato, in una certa data, la corrente di guasto a terra (IF) di 40 A (a 15 kV) o di 50 A (a 20 kV) e un tempo di intervento delle protezioni (tF) > 10 s, vuol dire che a quella data il neutro era già compensato.

In mancanza di qualsiasi informazione, chiedere direttamente al Distributore.

Lo stato del neutro influisce sull'applicazione del CTS oppure del CTSM. Ovvero, il mancato adeguamento dell'Utente disturba maggiormente una rete a neutro compensato, vanificandone i vantaggi; in tal caso si applica il CTSM in luogo del CTS.

1.8 Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC

Secondo la delibera ARG/elt 198/11, art. 44.4 (per il periodo di regolazione 2008-2011 delibera n. 333/07, All. A. art. 35.5) il Distributore "informa ogni cliente o altra utenza MT allacciato alla rete

oggetto del cambio di stato di esercizio con un anticipo non inferiore a sei mesi e non superiore a dodici mesi”.

Il “cambio di stato di esercizio” indica appunto il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

1.9 Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore

Il tempo di sei mesi per l’invio della DIDA è stabilito dalla delibera ARG/elt 33/08, All. B. art. 10, comma 4, lettera b) pena l’applicazione del CTSM.

Il ritardo di sei mesi è basato sul fatto che il neutro viene compensato non prima di sei mesi dalla comunicazione del Distributore, quindi in questo periodo di tempo il danno per la continuità di servizio è minore.

1.10 Calcolo CTS e CTSM

a) Utente con potenza disponibile in prelievo \leq a 400 kW

Fino al 31/12/11 il CTS veniva calcolato come segue:

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell’anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d’anno, si considera la massima].

Se i valori di E e P non sono disponibili per l’anno considerato indicare valori presunti, in modo da ottenere una indicazione di massima del CTS.

Per i produttori, cioè quegli utenti che tramite propri generatori immettono potenza in rete e ne prelevano solo per gli ausiliari, E è l’energia immessa nell’anno considerato (kWh), mentre P è la potenza nominale dei generatori in kVA, esclusi i generatori di emergenza, anche se in parallelo transitorio sulla rete (esclusi cioè i generatori che non sono dotati di contatore).

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue:

- utenti con $PD \leq 400$ kW: CTS (€): 500,00

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell’anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

b) Utente con potenza disponibile in prelievo $P > 400$ kW

Fino al 31/12/08

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell'anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d'anno, si considera la massima].

Dal 1/1/09 al 31/12/11 il CTS diventa:

$$CTS = (1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}}) (365 * 0,15 E/P)$$

dove:

$$1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}} \text{ ha un valore massimo di } 3,5$$

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue (delibera ARG/elt 198/11):

- utenti con $400 \text{ kW} < PD \leq 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 500 + 750 * [(PD - 400) / 400]^{0,7}$

- utenti con $PD > 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 3.280,36$

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

Pagamento

Il CTS viene pagato (in bolletta) dagli Utenti, che non hanno inviato la DIDA, a partire dal:

1° gennaio 2007, se con potenza disponibile in prelievo $> 500 \text{ kW}$;

1° gennaio 2008, se con potenza disponibile in prelievo $\leq 500 \text{ kW}$.

La DIDA andava inviata entro l'anno precedente a quelli suindicati. Chi invia la DIDA successivamente paga il CTS fino al giorno in cui la invia (quota pro giorno).

1.11 Valore del CTSM annuo

Il CTSM viene applicato ai clienti che non hanno inviato la DIDA, dal primo gennaio dell'anno

successivo a quello in cui maturano le condizioni per passare dal CTS al CTSM.

Ovvero, dal 1/1/09 per gli Utenti con potenza disponibile in prelievo > 400 kW alimentati da rete con neutro già compensato al 1/9/08, o dall'anno successivo a quello:

- in cui la potenza disponibile in prelievo è aumentata almeno 100 kW, oppure
- in cui cade il giorno nel quale sono trascorsi sei mesi dalla data in cui il Distributore ha comunicato il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

Nel caso in cui concorrano entrambe le circostanze, si considera la prima in ordine di tempo.

Il CTSM può arrivare fino a un massimo di quattro volte il CTS ed è applicabile anche all'Utente con i requisiti semplificati, se aumenta la potenza disponibile in prelievo per più di 50 kW, o anche meno di 50 kW se la potenza disponibile in prelievo finale supera 400 kW senza aver prima inviato la DIDA.

Il Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato (CTSM) si calcola come segue:

$$\text{CTSM} = (1 + n) \text{CTS}$$

dove n è il numero intero di anni contati a partire (con n = 1) dall'anno successivo a quello di decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto, con un massimo di 3.

1.12 Indennizzi automatici

L'utente che ha inviato la DIDA accede agli indennizzi automatici, in caso di interruzioni oltre un certo limite.

L'indennizzo è automatico, nel senso che viene accreditato in bolletta senza alcuna richiesta da parte dell'Utente.

Si considerano le interruzioni che si sono verificate nell'anno solare precedente.

Dal 1° gennaio 2012 si considerano sia le interruzione lunghe (> 3 min), sia le interruzioni brevi (tempo compreso tra un secondo e tre minuti), ovvero si considerano le interruzioni di durata superiore a un secondo, salvo le esclusioni previste dall'Autorità, ad esempio quelle con preavviso e per causa di forza maggiore (il preavviso è la comunicazione all'utente dell'inizio e della durata previsti per l'interruzione, con l'anticipo previsto dall'AEEG).

Sono indennizzabili:

- nei comuni con più di 50 000 abitanti (alta concentrazione): dopo la sesta interruzione e fino alla:
 - dodicesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - diciottesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno di 50 000 e più di 5000 abitanti (media concentrazione): dopo la nona interruzione e fino alla:
 - diciottesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - ventisettesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno 5000 abitanti (bassa concentrazione): dopo la decima interruzione e fino

alla:

- ventesima interruzione per gli anni 2012 e 2103;
- trentesima interruzione per gli anni 2104 e 2105.

Tenuto conto del numero medio di interruzioni lunghe e brevi per utente, sono mediamente interessati agli indennizzi automatici il 13% di tutti gli utenti in media tensione.

Se PEI è la potenza elettrica interrotta (kW), prelevata o immessa dall'utente, nel quarto d'ora antecedente la singola interruzione, l'indennizzo per tale interruzione vale:

2,4 PEI € per gli anni 2012-2013 se la potenza è in prelievo;

2,7 PEI € per gli anni 2014-2015 se la potenza è in prelievo;

0,1 PEI € per gli anni 2012-2015 se la potenza è in immissione.

Per l'anno 2012 il Distributore ha la facoltà di assumere quale potenza interrotta il 70% della potenza disponibile. L'indennizzo automatico si riferisce ad un danno convenzionale, il danno vero potrebbe essere nullo o molto maggiore. In ogni caso, l'indennizzo automatico non esclude la possibilità per l'utente MT di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento del danno effettivo ulteriormente subito.

1.13 Modulo DIDA

La DIDA deve essere inviata al Distributore (impresa distributrice), ad esempio l'Enel Distribuzione, anche per il tramite del venditore di energia elettrica.

Fino al 31/12/08 si utilizzava il modulo (scheda n. 6) di cui all'allegato A alla delibera n. 247/04, aggiornato dall'Autorità il 14 ottobre 2008.

L'Autorità ha anche precisato che le imprese distributrici non hanno titolo per richiedere ai clienti ulteriori dati vincolanti ai fini dell'accettazione della dichiarazione di adeguatezza. Vedasi in proposito www.autorita.energia.it

Dal 1/1/09 deve essere utilizzato il fac-simile dell'allegato C alla delibera ARG/elt 119/08.

Questo secondo modulo è più dettagliato del primo, perché fa riferimento alle modalità per il rilascio della DIDA puntualizzate sulla delibera ARG/elt 119/08.

In altri termini, in base al primo modulo valido fino al 31/12/2008 il firmatario della DIDA era libero di interpretare i requisiti e la funzionalità di DG + SPG; non più con il modulo in uso dal 1/1/2009.

Il suddetto modulo è stato aggiornato (riferimenti alla delibera ARG/elt 198/11) con delibera 136/2012/R/EEL ed è in vigore dal 5 aprile 2012



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2 ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2.1 Area Claviere

2.1.1 CL 6 Innevamento Sagnalunga

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Sagnalunga	IT001E00218101	FRAZIONE SAGNALONGA	Snowstar	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB		1	800	NO

Interventi previsti

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.2 CL 7 Innevamento Serre Granet

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Serre Granet	IT001E00217113	LOCALITA' LA COCHE	Snowstar	2005

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB		2	800+800	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.3 CL 8 SG Serre Granet Valle

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
SG Serre Granet Valle	IT001E00217118	LOCALITA' LA COCHE	Cattaneo	2004

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
Schneider		2	630+630	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3 ALLEGATI



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3.1 Tabella riassuntiva interventi



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3.2 Schema Tipico quadro QPI



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3.3 Valori di taratura richiesti da Distributore



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3.4 Tabella Tarature



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

3.5 Schemi elettrici celle esistenti

INDICE

IMPIANTI ELETTRICI

1) IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE	pag.	<u>2</u>
" 1) Premessa	pag.	<u>2</u>
" 2) Scopo del progetto	pag.	<u>3</u>
" 3) Riferimenti Normativi	pag.	<u>4</u>
" 4) Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA	pag.	<u>4</u>
" 5) Requisiti semplificati	pag.	<u>5</u>
" 6) Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW	pag.	<u>7</u>
" 7) Neutro isolato o compensato	pag.	<u>7</u>
" 8) Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC	pag.	<u>7</u>
" 9) Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore	pag.	<u>8</u>
" 10) Calcolo CTS e CTSM	pag.	<u>8</u>
" 11) Valore del CTSM annuo	pag.	<u>9</u>
" 12) Indennizzi automatici	pag.	<u>10</u>
" 13) Modulo DIDA	pag.	<u>11</u>
2) ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI	pag.	<u>12</u>
" 1) Area Claviere	pag.	<u>13</u>
" 1) CL 6 Innevamento Sagnalonga	pag.	<u>14</u>
" 2) CL 7 Innevamento Serre Granet	pag.	<u>15</u>
" 3) CL 8 SG Serre Granet Valle	pag.	<u>16</u>
3) ALLEGATI	pag.	<u>17</u>
" 1) Tabella riassuntiva interventi	pag.	<u>18</u>
" 2) Schema Tipico quadro QPI	pag.	<u>19</u>
" 3) Valori di taratura richiesti da Distributore	pag.	<u>20</u>
" 4) Tabella Tarature	pag.	<u>21</u>
" 5) Schemi elettrici celle esistenti	pag.	<u>22</u>



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

Comune di Cesana Torinese

Provincia di TORINO

AREA SCIABILE DI SANSICARIO

Adeguamento alla Norma CEI 0-16 dispositivi generali DG a servizio
delle forniture MT

RELAZIONE TECNICA

Saluzzo, 17/11/2016

Il progettista

1 IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE ALLA NORMA CEI 0-16

1.1 Premessa

Il presente progetto definitivo è relativo ai seguenti lavori:

- adeguamento delle cabine di trasformazione a servizio della zona sciistica Vai Lattea alla Norma CEI 0-16;

Relativamente alla cabina di trasformazione, si ricorda che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha di recente ulteriormente inasprito le penalità a carico degli utenti che non adeguano le proprie cabine agli standard tecnici previsti dal CEI per evitare di trasferire guasti sulla rete a media tensione della distribuzione che si traducono in danno per la generalità degli utenti allacciati.

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica. Linee in cavo" e relative varianti e/o supplementi;
- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in

corrente alternata e a 1500V in corrente continua” (ultima edizione).

1.2 Scopo del progetto

La norma CEI 0-16 relativa alle cabine di trasformazione MT-BT, impone che il DG (dispositivo generale) e l'SPG (sistema di protezione generale) rispondano a determinati requisiti, pena il pagamento del CTS, oppure il CTSM.

Se l'Utente ha già inviato la dichiarazione di adeguatezza, VIP-DIDA stabilisce se deve rinnovare la dichiarazione di adeguatezza, a seguito di eventuali modifiche del proprio impianto o dello stato del neutro della rete MT.

Dall'anno 2000, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sollecita i Distributori a migliorare la qualità del servizio elettrico, a cominciare dagli Utenti MT.

Ha quindi messo in atto un sistema di penalità per i Distributori che rendono un servizio inferiore agli standard e di premi per chi offre un servizio migliore.

Di conseguenza, i Distributori hanno investito per trasformare molte linee aeree in media tensione in cavo e hanno cambiato lo stato del neutro, da isolato a compensato, in buona parte della rete di distribuzione in media tensione.

Sono stati inoltre effettuati molti investimenti nell'automazione delle reti MT (richiusure, riconfigurazioni della rete, controalimentazione, ecc.).

Negli ultimi anni, il tempo relativo alle interruzioni si è così ridotto significativamente e ha portato notevoli benefici per gli utenti.

La qualità del servizio elettrico dipende, però, non solo dalle caratteristiche della rete di distribuzione, ma anche dalle protezioni dell'Utente. Infatti, un guasto presso l'Utente può provocare danni in rete, di entità variabile con le caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) e del tipo di interruttore (DG) dell'Utente. Basta pensare al buco di tensione provocato in rete da un cortocircuito tra le fasi in media tensione presso l'Utente, la cui durata corrisponde al tempo che DG + SPG impiegano per interrompere la corrente di cortocircuito.

Per questo motivo, l'AEEG ha richiesto agli Utenti MT di adeguare il proprio DG + SPG e di inviare al Distributore una dichiarazione in tal senso (dichiarazione di adeguatezza).

Chi si adegua ha diritto a ricevere automaticamente indennizzi per le interruzioni lunghe (> 3 min) senza preavviso, e dal 1° gennaio 2012 anche per le interruzioni brevi (tra un secondo e tre minuti) secondo i limiti e le modalità indicate dall'Autorità. Chi non invia la DIDA, ed ha richiesto la connessione prima del 16/11/06, paga il CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico) e in determinate condizioni il CTSM (Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato) e non riceve gli indennizzi automatici.

Infine, l'Utente che non ha adeguato DG e/o SPG può essere chiamato in causa dal Distributore, se provoca danni in rete e soprattutto ad altri Utenti tramite la rete.

1.3 Riferimenti Normativi

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

Linee in cavo e relative varianti e/o supplementi;

- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua" (ultima edizione)

1.4 Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA

Avere DG e/o SPG adeguati vuol dire che:

- DG (il Dispositivo Generale) ha almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.1;
- SPG (Sistema di Protezione Generale) associato al DG, cioè relè, trasformatori di protezione, circuiti secondari, di comando, di alimentazione, hanno almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.2;
- l'insieme DG + SPG supera le prove previste dalla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.3.

Se, ad esempio, manca la protezione 51N, oppure non si possono rispettare i limiti di taratura indicati dal Distributore al passaggio da neutro isolato a compensato, occorre adeguare il SPG.

Se l'Utente cambia DG e SPG per adeguarsi, il costruttore deve garantire che i nuovi DG e/o SPG sono conformi ai requisiti della norma CEI 0-16 (fino al 31/03/09 erano considerati idonei DG e/o SPG precedentemente certificati dai costruttori presso il Distributore) e non occorre condurre le prove (bastava azionare il pulsante di sgancio per verificare che l'interruttore intervenisse).

Quando l'Utente cambia soltanto il SPG, è sufficiente la prova con il relè 51N per verificare che il DG esistente intervenga entro 200 ms.

Eventuali richieste del Distributore, ai fini dell'adeguamento in questione, diverse da quelle suindicate, non hanno alcun fondamento e possono essere ignorate dall'Utente.

Per maggiore chiarezza, e a titolo di esempio, non occorre mai ai fini dell'adeguamento:

- cambiare il cavo che va dal punto di consegna dell'energia nel locale del Distributore fino al DG dell'Utente (cavo di collegamento), perché ha una sezione minore di 95 mm², neanche a seguito di aumenti di potenza;
- cambiare le caratteristiche edili dei locali cabina, ad esempio le dimensioni;
- temporizzare la potenza complessiva dei trasformatori esistenti, anche se eccedenti il limite (ad es. 6000 kVA a 20 kV e 4800 kVA a 15 kV), a meno che sia stata aumentata la potenza, dopo il 1/9/08, in un impianto con la potenza oltre il limite o in modo da superare tale limite;
- ridurre la potenza dei trasformatori in parallelo (sulle sbarre BT) anche se eccedenti il limite (ad es. 2000 kVA a 20 kV o 1600 kVA a 15 kV), ma non si può aumentare la potenza dei trasformatori in parallelo, dopo il 1/9/08, se già oltre il limite suindicato oppure in modo da oltrepassare il limite stesso.

Per tensioni diverse da 15 kV e 20 kV, oppure in condizioni di rete particolari (per esempio, centri satellite), il Distributore può imporre un limite di potenza diverso da quelli suindicati a titolo di esempio, ma in tal caso il Distributore deve aver pubblicato le differenze rispetto alla norma CEI 0-16.

1.5 Requisiti semplificati

I requisiti semplificati sono i seguenti:

1. potenza disponibile ≤ 400 kW;
2. un solo trasformatore di potenza ≤ 400 kVA (ammessi trasformatori di riserva, se non collegati alla rete MT);
3. il DG è costituito da un IMS con fusibili, oppure da un VOR o da altro interruttore equivalente, ad esempio in SF6 (ARG/elt 198/11, art. 39.2);
4. la lunghezza del cavo tra il DG e il trasformatore non supera 20 m (sono ammessi i conduttori nudi nelle cabine a giorno di qualunque lunghezza);
5. la manutenzione è svolta e registrata secondo la norma CEI 0-15.

Non è più richiesto che l'impresa di manutenzione sia certificata ISO 9001 (delibera n. 246/06, All. A); è sufficiente l'abilitazione per gli impianti elettrici ai sensi del DM 37/08.

Se queste condizioni sono soddisfatte, la probabilità di un guasto sull'impianto MT dell'Utente è ridotta ed è stata ritenuta accettabile dall'Autorità, tenuto conto del costo per cambiare DG + SPG di tutti gli Utenti MT con potenza disponibile ≤ 400 kW (circa ottantamila Utenti).

Da notare che l'Utente ha comunque l'obbligo giuridico di condurre la manutenzione delle apparecchiature, in particolare della cabina MT/BT, quindi la manutenzione non è un costo ulteriore per l'Utente (la regolare manutenzione è richiesta dal Testo unico sulla sicurezza, DLgs 81/08, art. 80, comma 1).

Al fine di migliorare ulteriormente il servizio, anche gli Utenti con i requisiti semplificati saranno forse indotti dall'Autorità ad adeguare DG + SPG nel prossimo futuro (il punto debole è il guasto a terra presso l'Utente nelle reti a neutro compensato, che non viene interrotto dagli attuali IMS con fusibili).

L'obbligo di adeguare DG + SPG anche per gli Utenti con i requisiti semplificati potrebbe forse coincidere con l'immissione sul mercato di IMS-FGT-R (norma CEI 17-126), dotati di protezione 51N, ammessi dalla norma CEI 0-16, art. 8.6.1, se avranno un costo molto più contenuto di un interruttore automatico.

Per inviare la DIDA, l'Utente con i requisiti semplificati deve soltanto effettuare la manutenzione secondo le periodicità previste dalla norma CEI 0-15 "Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali" e registrare il risultato sulle schede:

- F, S, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di IMS con fusibili,
- F, IVOR, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di VOR,
- F, ISV o ISF6, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di interruttore.

Chi è subentrato ad un altro Utente, con sospensione della fornitura per più di un anno è come se fosse un nuovo Utente, sicché DG e SPG devono corrispondere alla norma CEI 0-16, ma non occorre inviare la DIDA poiché si tratta di nuova connessione dopo il 16/11/06.

In caso di voltura rispondere a questa domanda in base a quanto è stato fatto in proposito dal precedente titolare del contratto.

Si ricorda che nella voltura cambia solo il titolare del contratto, senza sospensione della fornitura di energia elettrica.

1.6 Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW

L'aumento di potenza può essere richiesto dall'Utente (e si concretizza quando il Distributore ha comunicato la modifica richiesta), oppure l'aumento è applicato direttamente dal Distributore dopo due superi della potenza disponibile in due mesi distinti nell'ambito dello stesso anno solare, delibera ARG/elt 199/11, All. C, art. 8.2.

L'aumento "complessivo" è la somma di tutti gli aumenti di potenza disponibile che si sono succeduti nel tempo, a partire dal 1/9/08.

L'Utente che aumenta la potenza disponibile di almeno 100 kW e non invia la DIDA dovrà pagare il CTSM invece del CTS. A tal fine si considera la prima volta, dopo il 1/9/08, che l'aumento complessivo di potenza disponibile raggiunge 100 kW.

Gli ulteriori aumenti di potenza disponibile sono ininfluenti (ovvero l'Utente dovrà già pagare il CTSM e non ci sono altre conseguenze).

Se il periodo di sospensione nella fornitura di energia elettrica supera un anno, l'Utente deve predisporre DG + SPG conformi, in tutto e per tutto, alla norma CEI 0-16, Allegato D, come una nuova connessione. Trattandosi di una connessione richiesta dopo il 16/11/06 non dovrà inviare la DIDA.

1.7 Neutro isolato o compensato

Si ricorda che per "neutro compensato" si intende il neutro messo a terra tramite una impedenza induttiva, con lo scopo di compensare la corrente di guasto a terra capacitiva.

Finora (settembre 2008), solo l'Enel ha cambiato lo stato del neutro su una buona parte della sua rete in media tensione. La maggior parte degli altri Distributori intende seguire questa strada.

Lo stato del neutro (isolato o compensato) fa parte delle informazioni che il Distributore deve fornire agli Utenti alimentati in media tensione entro il 30 giugno di ogni anno (delibera AEEG n. 333/07, art. 35.4, comma d).

Se l'Enel ha comunicato, in una certa data, la corrente di guasto a terra (IF) di 40 A (a 15 kV) o di 50 A (a 20 kV) e un tempo di intervento delle protezioni (tF) > 10 s, vuol dire che a quella data il neutro era già compensato.

In mancanza di qualsiasi informazione, chiedere direttamente al Distributore.

Lo stato del neutro influisce sull'applicazione del CTS oppure del CTSM. Ovvero, il mancato adeguamento dell'Utente disturba maggiormente una rete a neutro compensato, vanificandone i vantaggi; in tal caso si applica il CTSM in luogo del CTS.

1.8 Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC

Secondo la delibera ARG/elt 198/11, art. 44.4 (per il periodo di regolazione 2008-2011 delibera n. 333/07, All. A. art. 35.5) il Distributore "informa ogni cliente o altra utenza MT allacciato alla rete

oggetto del cambio di stato di esercizio con un anticipo non inferiore a sei mesi e non superiore a dodici mesi”.

Il “cambio di stato di esercizio” indica appunto il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

1.9 Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore

Il tempo di sei mesi per l’invio della DIDA è stabilito dalla delibera ARG/elt 33/08, All. B. art. 10, comma 4, lettera b) pena l’applicazione del CTSM.

Il ritardo di sei mesi è basato sul fatto che il neutro viene compensato non prima di sei mesi dalla comunicazione del Distributore, quindi in questo periodo di tempo il danno per la continuità di servizio è minore.

1.10 Calcolo CTS e CTSM

a) Utente con potenza disponibile in prelievo \leq a 400 kW

Fino al 31/12/11 il CTS veniva calcolato come segue:

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell’anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d’anno, si considera la massima].

Se i valori di E e P non sono disponibili per l’anno considerato indicare valori presunti, in modo da ottenere una indicazione di massima del CTS.

Per i produttori, cioè quegli utenti che tramite propri generatori immettono potenza in rete e ne prelevano solo per gli ausiliari, E è l’energia immessa nell’anno considerato (kWh), mentre P è la potenza nominale dei generatori in kVA, esclusi i generatori di emergenza, anche se in parallelo transitorio sulla rete (esclusi cioè i generatori che non sono dotati di contatore).

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue:

- utenti con $PD \leq 400$ kW: CTS (€): 500,00

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell’anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

b) Utente con potenza disponibile in prelievo $P > 400$ kW

Fino al 31/12/08

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell'anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d'anno, si considera la massima].

Dal 1/1/09 al 31/12/11 il CTS diventa:

$$CTS = (1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}}) (365 * 0,15 E/P)$$

dove:

$$1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}} \text{ ha un valore massimo di } 3,5$$

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue (delibera ARG/elt 198/11):

- utenti con $400 \text{ kW} < PD \leq 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 500 + 750 * [(PD - 400) / 400]^{0,7}$

- utenti con $PD > 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 3.280,36$

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

Pagamento

Il CTS viene pagato (in bolletta) dagli Utenti, che non hanno inviato la DIDA, a partire dal:

1° gennaio 2007, se con potenza disponibile in prelievo $> 500 \text{ kW}$;

1° gennaio 2008, se con potenza disponibile in prelievo $\leq 500 \text{ kW}$.

La DIDA andava inviata entro l'anno precedente a quelli suindicati. Chi invia la DIDA successivamente paga il CTS fino al giorno in cui la invia (quota pro giorno).

1.11 Valore del CTSM annuo

Il CTSM viene applicato ai clienti che non hanno inviato la DIDA, dal primo gennaio dell'anno

successivo a quello in cui maturano le condizioni per passare dal CTS al CTSM.

Ovvero, dal 1/1/09 per gli Utenti con potenza disponibile in prelievo > 400 kW alimentati da rete con neutro già compensato al 1/9/08, o dall'anno successivo a quello:

- in cui la potenza disponibile in prelievo è aumentata almeno 100 kW, oppure
- in cui cade il giorno nel quale sono trascorsi sei mesi dalla data in cui il Distributore ha comunicato il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

Nel caso in cui concorrano entrambe le circostanze, si considera la prima in ordine di tempo.

Il CTSM può arrivare fino a un massimo di quattro volte il CTS ed è applicabile anche all'Utente con i requisiti semplificati, se aumenta la potenza disponibile in prelievo per più di 50 kW, o anche meno di 50 kW se la potenza disponibile in prelievo finale supera 400 kW senza aver prima inviato la DIDA.

Il Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato (CTSM) si calcola come segue:

$$\text{CTSM} = (1 + n) \text{CTS}$$

dove n è il numero intero di anni contati a partire (con n = 1) dall'anno successivo a quello di decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto, con un massimo di 3.

1.12 Indennizzi automatici

L'utente che ha inviato la DIDA accede agli indennizzi automatici, in caso di interruzioni oltre un certo limite.

L'indennizzo è automatico, nel senso che viene accreditato in bolletta senza alcuna richiesta da parte dell'Utente.

Si considerano le interruzioni che si sono verificate nell'anno solare precedente.

Dal 1° gennaio 2012 si considerano sia le interruzione lunghe (> 3 min), sia le interruzioni brevi (tempo compreso tra un secondo e tre minuti), ovvero si considerano le interruzioni di durata superiore a un secondo, salvo le esclusioni previste dall'Autorità, ad esempio quelle con preavviso e per causa di forza maggiore (il preavviso è la comunicazione all'utente dell'inizio e della durata previsti per l'interruzione, con l'anticipo previsto dall'AEEG).

Sono indennizzabili:

- nei comuni con più di 50 000 abitanti (alta concentrazione): dopo la sesta interruzione e fino alla:
 - dodicesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - diciottesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno di 50 000 e più di 5000 abitanti (media concentrazione): dopo la nona interruzione e fino alla:
 - diciottesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - ventisettesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno 5000 abitanti (bassa concentrazione): dopo la decima interruzione e fino

alla:

- ventesima interruzione per gli anni 2012 e 2103;
- trentesima interruzione per gli anni 2104 e 2105.

Tenuto conto del numero medio di interruzioni lunghe e brevi per utente, sono mediamente interessati agli indennizzi automatici il 13% di tutti gli utenti in media tensione.

Se PEI è la potenza elettrica interrotta (kW), prelevata o immessa dall'utente, nel quarto d'ora antecedente la singola interruzione, l'indennizzo per tale interruzione vale:

2,4 PEI € per gli anni 2012-2013 se la potenza è in prelievo;

2,7 PEI € per gli anni 2014-2015 se la potenza è in prelievo;

0,1 PEI € per gli anni 2012-2015 se la potenza è in immissione.

Per l'anno 2012 il Distributore ha la facoltà di assumere quale potenza interrotta il 70% della potenza disponibile. L'indennizzo automatico si riferisce ad un danno convenzionale, il danno vero potrebbe essere nullo o molto maggiore. In ogni caso, l'indennizzo automatico non esclude la possibilità per l'utente MT di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento del danno effettivo ulteriormente subito.

1.13 Modulo DIDA

La DIDA deve essere inviata al Distributore (impresa distributrice), ad esempio l'Enel Distribuzione, anche per il tramite del venditore di energia elettrica.

Fino al 31/12/08 si utilizzava il modulo (scheda n. 6) di cui all'allegato A alla delibera n. 247/04, aggiornato dall'Autorità il 14 ottobre 2008.

L'Autorità ha anche precisato che le imprese distributrici non hanno titolo per richiedere ai clienti ulteriori dati vincolanti ai fini dell'accettazione della dichiarazione di adeguatezza. Vedasi in proposito www.autorita.energia.it

Dal 1/1/09 deve essere utilizzato il fac-simile dell'allegato C alla delibera ARG/elt 119/08.

Questo secondo modulo è più dettagliato del primo, perché fa riferimento alle modalità per il rilascio della DIDA puntualizzate sulla delibera ARG/elt 119/08.

In altri termini, in base al primo modulo valido fino al 31/12/2008 il firmatario della DIDA era libero di interpretare i requisiti e la funzionalità di DG + SPG; non più con il modulo in uso dal 1/1/2009.

Il suddetto modulo è stato aggiornato (riferimenti alla delibera ARG/elt 198/11) con delibera 136/2012/R/EEL ed è in vigore dal 5 aprile 2012



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2 ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2.1 Area Sansicario

2.1.1 SS 3 Innevamento Italsider

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Italsider	IT001E00215861	FRAZIONE S.SICARIO	Schneider	2004

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
MANCA DG		2	1600+630	NO

Interventi previsti

Alla cabina attuale composta da due scomparti per protezione trasformatori, verrà eliminato lo scomparto di sinistra risalita cavi e sarà riposizionata come da progetto. Per adeguamento alla norma CEI 0-16 verrà installato un nuovo scomparto di protezione generale con ingresso cavi MT dall'Enel dall'alto con risalita nel vano posteriore.

L'uscita dei cavi MT avverrà nello stesso vano di risalita e alimenterà le due celle frontali con canale aereo.

L' intervento prevede l' adattamento della carpenteria del tetto della cella esistente per permettere il collegamento con la cella generale.

La nuova cella generale prevista in progetto è quindi prevista l'installazione di un nuovo interruttore generale con interruttore in esafloruro di zolfo. L'interruttore sarà equipaggiato di tutti i dispositivi previsti dalla norma CEI 0-16 nonché di tutti gli accessori necessari e descritti nel computo metrico.

L'interruttore sarà allocato in unità standardizzata (per consentire una rapida installazione dell'apparecchiatura riducendo i tempi di mancanza rete alla struttura comunque in esercizio; lo scomparto sarà del tipo adatto per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI EN 62271-200, realizzato con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm. Tutta la struttura metallica delle unità salvo le parti in lamiera zincata a caldo sarà opportunamente trattata e verniciata in modo da offrire un'ottima resistenza all'usura.

Il sistema di protezione PG dovrà essere realizzato con le seguenti apparecchiature:

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

--	--	--	--

Al termine della installazione dovrà essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

2.1.2 SS 4 Innevamento Rogies

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Rogies	IT001E00215860	LOCALITA' SOLEIL BOEUF	Schneider	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
MANCA DG		3	1250+1250+1600	NO

Interventi previsti

La cabina attuale è composta da tre scomparti per protezione trasformatori e per l' adeguamento alla norma CEI 0-16 verrà installato un nuovo scomparto di protezione generale con ingresso cavi MT dall' Enel dall'alto con risalita laterale destra. L'uscita dei cavi MT avverrà nello stesso vano di risalita e alimenterà le celle esistenti con canale aereo.

La nuova cella generale prevista in progetto è quindi prevista l'installazione di un nuovo interruttore generale con interruttore in esafloruro di zolfo. L'interruttore sarà equipaggiato di tutti i dispositivi previsti dalla norma CEI 0-16 nonché di tutti gli accessori necessari e descritti nel computo metrico.

L'interruttore sarà allocato in unità standardizzata (per consentire una rapida installazione dell'apparecchiatura riducendo i tempi di mancanza rete alla struttura comunque in esercizio; lo scomparto sarà del tipo adatto per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI EN 62271-200, realizzato con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm. Tutta la struttura metallica delle unità salvo le parti in lamiera zincata a caldo sarà opportunamente trattata e verniciata in modo da offrire un'ottima resistenza all'usura.

Il sistema di protezione PG dovrà essere realizzato con le seguenti apparecchiature:

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

Al termine della installazione dovrà essere rilasciata a cura dell' Installatore:



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

2.1.3 SS 5 TC Cesana Ski Lodge Monte

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
TC Cesana Ski Lodge Monte	IT001E00217241	FRAZIONE S.SICARIO	Scotta	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB	/	2	1000+1000	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.4 SS 6 SG La Sellette Monte

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
SG La Sellette Monte	IT001E00212580	Sg. Sellette monte	Scotta	2004

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB	/	2	500+500	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16 nonchè la sostituzione dell' interruttore DG esistente con uno di uguali caratteristiche.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

INDICE

IMPIANTI ELETTRICI

1) IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE	pag.	2
" 1) Premessa	pag.	2
" 2) Scopo del progetto	pag.	3
" 3) Riferimenti Normativi	pag.	4
" 4) Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA	pag.	4
" 5) Requisiti semplificati	pag.	5
" 6) Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW	pag.	7
" 7) Neutro isolato o compensato	pag.	7
" 8) Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC	pag.	7
" 9) Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore	pag.	8
" 10) Calcolo CTS e CTSM	pag.	8
" 11) Valore del CTSM annuo	pag.	9
" 12) Indennizzi automatici	pag.	10
" 13) Modulo DIDA	pag.	11
2) ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI	pag.	12
" 1) Area Sansicario	pag.	13
" 1) SS 3 Innevamento Italsider	pag.	14
" 2) SS 4 Innevamento Rogies	pag.	16
" 3) SS 5 TC Cesana Ski Lodge Monte	pag.	18
" 4) SS 6 SG La Sellette Monte	pag.	19



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

Comune di Sestriere

Provincia di TORINO

AREA SCIABILE DI SESTRIERE

Adeguamento alla Norma CEI 0-16 dispositivi generali DG a servizio
delle forniture MT

RELAZIONE TECNICA

Saluzzo, 17/11/2016

Il progettista

1 IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE ALLA NORMA CEI 0-16

1.1 Premessa

Il presente progetto definitivo è relativo ai seguenti lavori:

- adeguamento delle cabine di trasformazione a servizio della zona sciistica Vai Lattea alla Norma CEI 0-16;

Relativamente alla cabina di trasformazione, si ricorda che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha di recente ulteriormente inasprito le penalità a carico degli utenti che non adeguano le proprie cabine agli standard tecnici previsti dal CEI per evitare di trasferire guasti sulla rete a media tensione della distribuzione che si traducono in danno per la generalità degli utenti allacciati.

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica. Linee in cavo" e relative varianti e/o supplementi;
- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in

corrente alternata e a 1500V in corrente continua” (ultima edizione).

1.2 Scopo del progetto

La norma CEI 0-16 relativa alle cabine di trasformazione MT-BT, impone che il DG (dispositivo generale) e l'SPG (sistema di protezione generale) rispondano a determinati requisiti, pena il pagamento del CTS, oppure il CTSM.

Se l'Utente ha già inviato la dichiarazione di adeguatezza, VIP-DIDA stabilisce se deve rinnovare la dichiarazione di adeguatezza, a seguito di eventuali modifiche del proprio impianto o dello stato del neutro della rete MT.

Dall'anno 2000, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) sollecita i Distributori a migliorare la qualità del servizio elettrico, a cominciare dagli Utenti MT.

Ha quindi messo in atto un sistema di penalità per i Distributori che rendono un servizio inferiore agli standard e di premi per chi offre un servizio migliore.

Di conseguenza, i Distributori hanno investito per trasformare molte linee aeree in media tensione in cavo e hanno cambiato lo stato del neutro, da isolato a compensato, in buona parte della rete di distribuzione in media tensione.

Sono stati inoltre effettuati molti investimenti nell'automazione delle reti MT (richiusure, riconfigurazioni della rete, controalimentazione, ecc.).

Negli ultimi anni, il tempo relativo alle interruzioni si è così ridotto significativamente e ha portato notevoli benefici per gli utenti.

La qualità del servizio elettrico dipende, però, non solo dalle caratteristiche della rete di distribuzione, ma anche dalle protezioni dell'Utente. Infatti, un guasto presso l'Utente può provocare danni in rete, di entità variabile con le caratteristiche del sistema di protezione generale (SPG) e del tipo di interruttore (DG) dell'Utente. Basta pensare al buco di tensione provocato in rete da un cortocircuito tra le fasi in media tensione presso l'Utente, la cui durata corrisponde al tempo che DG + SPG impiegano per interrompere la corrente di cortocircuito.

Per questo motivo, l'AEEG ha richiesto agli Utenti MT di adeguare il proprio DG + SPG e di inviare al Distributore una dichiarazione in tal senso (dichiarazione di adeguatezza).

Chi si adegua ha diritto a ricevere automaticamente indennizzi per le interruzioni lunghe (> 3 min) senza preavviso, e dal 1° gennaio 2012 anche per le interruzioni brevi (tra un secondo e tre minuti) secondo i limiti e le modalità indicate dall'Autorità. Chi non invia la DIDA, ed ha richiesto la connessione prima del 16/11/06, paga il CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico) e in determinate condizioni il CTSM (Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato) e non riceve gli indennizzi automatici.

Infine, l'Utente che non ha adeguato DG e/o SPG può essere chiamato in causa dal Distributore, se provoca danni in rete e soprattutto ad altri Utenti tramite la rete.

1.3 Riferimenti Normativi

La progettazione di tali interventi è stata effettuata in ottemperanza alle seguenti leggi e norme:

- D.L.gvo 81/2008;
- Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- D.M. n. 37 del 22 gennaio 2008;
- Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- Guida CEI 11-35 "Cabine elettriche media tensione/bassa tensione";
- Norme CEI 11-8 "Impianti di messa a terra";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

Linee in cavo e relative varianti e/o supplementi;

- Norme CEI 17-5 "Interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000 V";
- Norme CEI 17-13 "Apparecchiature costruite in fabbrica - ACF (Quadri elettrici) per tensioni non superiori a 1000 V";
- Norme CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V";
- Norme CEI 20-38 "Cavi isolati in gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi, gas tossici e corrosivi con tensione nominale non superiore a 0.6/1KV"
- Norme CEI 20-21 "Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente";
- Norme CEI 23-3 "Interruttori automatici di sovracorrente per usi domestici e similari" e relative varianti e/o supplementi.
- Norme CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua" (ultima edizione)

1.4 Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA

Avere DG e/o SPG adeguati vuol dire che:

- DG (il Dispositivo Generale) ha almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.1;
- SPG (Sistema di Protezione Generale) associato al DG, cioè relè, trasformatori di protezione, circuiti secondari, di comando, di alimentazione, hanno almeno i requisiti di cui alla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.2;
- l'insieme DG + SPG supera le prove previste dalla delibera ARG/elt 119/08, Allegato C, punto A.3.

Se, ad esempio, manca la protezione 51N, oppure non si possono rispettare i limiti di taratura indicati dal Distributore al passaggio da neutro isolato a compensato, occorre adeguare il SPG.

Se l'Utente cambia DG e SPG per adeguarsi, il costruttore deve garantire che i nuovi DG e/o SPG sono conformi ai requisiti della norma CEI 0-16 (fino al 31/03/09 erano considerati idonei DG e/o SPG precedentemente certificati dai costruttori presso il Distributore) e non occorre condurre le prove (bastava azionare il pulsante di sgancio per verificare che l'interruttore intervenisse).

Quando l'Utente cambia soltanto il SPG, è sufficiente la prova con il relè 51N per verificare che il DG esistente intervenga entro 200 ms.

Eventuali richieste del Distributore, ai fini dell'adeguamento in questione, diverse da quelle suindicate, non hanno alcun fondamento e possono essere ignorate dall'Utente.

Per maggiore chiarezza, e a titolo di esempio, non occorre mai ai fini dell'adeguamento:

- cambiare il cavo che va dal punto di consegna dell'energia nel locale del Distributore fino al DG dell'Utente (cavo di collegamento), perché ha una sezione minore di 95 mm², neanche a seguito di aumenti di potenza;
- cambiare le caratteristiche edili dei locali cabina, ad esempio le dimensioni;
- temporizzare la potenza complessiva dei trasformatori esistenti, anche se eccedenti il limite (ad es. 6000 kVA a 20 kV e 4800 kVA a 15 kV), a meno che sia stata aumentata la potenza, dopo il 1/9/08, in un impianto con la potenza oltre il limite o in modo da superare tale limite;
- ridurre la potenza dei trasformatori in parallelo (sulle sbarre BT) anche se eccedenti il limite (ad es. 2000 kVA a 20 kV o 1600 kVA a 15 kV), ma non si può aumentare la potenza dei trasformatori in parallelo, dopo il 1/9/08, se già oltre il limite suindicato oppure in modo da oltrepassare il limite stesso.

Per tensioni diverse da 15 kV e 20 kV, oppure in condizioni di rete particolari (per esempio, centri satellite), il Distributore può imporre un limite di potenza diverso da quelli suindicati a titolo di esempio, ma in tal caso il Distributore deve aver pubblicato le differenze rispetto alla norma CEI 0-16.

1.5 Requisiti semplificati

I requisiti semplificati sono i seguenti:

1. potenza disponibile ≤ 400 kW;
2. un solo trasformatore di potenza ≤ 400 kVA (ammessi trasformatori di riserva, se non collegati alla rete MT);
3. il DG è costituito da un IMS con fusibili, oppure da un VOR o da altro interruttore equivalente, ad esempio in SF6 (ARG/elt 198/11, art. 39.2);
4. la lunghezza del cavo tra il DG e il trasformatore non supera 20 m (sono ammessi i conduttori nudi nelle cabine a giorno di qualunque lunghezza);
5. la manutenzione è svolta e registrata secondo la norma CEI 0-15.

Non è più richiesto che l'impresa di manutenzione sia certificata ISO 9001 (delibera n. 246/06, All. A); è sufficiente l'abilitazione per gli impianti elettrici ai sensi del DM 37/08.

Se queste condizioni sono soddisfatte, la probabilità di un guasto sull'impianto MT dell'Utente è ridotta ed è stata ritenuta accettabile dall'Autorità, tenuto conto del costo per cambiare DG + SPG di tutti gli Utenti MT con potenza disponibile ≤ 400 kW (circa ottantamila Utenti).

Da notare che l'Utente ha comunque l'obbligo giuridico di condurre la manutenzione delle apparecchiature, in particolare della cabina MT/BT, quindi la manutenzione non è un costo ulteriore per l'Utente (la regolare manutenzione è richiesta dal Testo unico sulla sicurezza, DLgs 81/08, art. 80, comma 1).

Al fine di migliorare ulteriormente il servizio, anche gli Utenti con i requisiti semplificati saranno forse indotti dall'Autorità ad adeguare DG + SPG nel prossimo futuro (il punto debole è il guasto a terra presso l'Utente nelle reti a neutro compensato, che non viene interrotto dagli attuali IMS con fusibili).

L'obbligo di adeguare DG + SPG anche per gli Utenti con i requisiti semplificati potrebbe forse coincidere con l'immissione sul mercato di IMS-FGT-R (norma CEI 17-126), dotati di protezione 51N, ammessi dalla norma CEI 0-16, art. 8.6.1, se avranno un costo molto più contenuto di un interruttore automatico.

Per inviare la DIDA, l'Utente con i requisiti semplificati deve soltanto effettuare la manutenzione secondo le periodicità previste dalla norma CEI 0-15 "Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali" e registrare il risultato sulle schede:

- F, S, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di IMS con fusibili,
- F, IVOR, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di VOR,
- F, ISV o ISF6, QMT, TR-L (o TR-S) in caso di interruttore.

Chi è subentrato ad un altro Utente, con sospensione della fornitura per più di un anno è come se fosse un nuovo Utente, sicché DG e SPG devono corrispondere alla norma CEI 0-16, ma non occorre inviare la DIDA poiché si tratta di nuova connessione dopo il 16/11/06.

In caso di voltura rispondere a questa domanda in base a quanto è stato fatto in proposito dal precedente titolare del contratto.

Si ricorda che nella voltura cambia solo il titolare del contratto, senza sospensione della fornitura di energia elettrica.

1.6 Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW

L'aumento di potenza può essere richiesto dall'Utente (e si concretizza quando il Distributore ha comunicato la modifica richiesta), oppure l'aumento è applicato direttamente dal Distributore dopo due superi della potenza disponibile in due mesi distinti nell'ambito dello stesso anno solare, delibera ARG/elt 199/11, All. C, art. 8.2.

L'aumento "complessivo" è la somma di tutti gli aumenti di potenza disponibile che si sono succeduti nel tempo, a partire dal 1/9/08.

L'Utente che aumenta la potenza disponibile di almeno 100 kW e non invia la DIDA dovrà pagare il CTSM invece del CTS. A tal fine si considera la prima volta, dopo il 1/9/08, che l'aumento complessivo di potenza disponibile raggiunge 100 kW.

Gli ulteriori aumenti di potenza disponibile sono ininfluenti (ovvero l'Utente dovrà già pagare il CTSM e non ci sono altre conseguenze).

Se il periodo di sospensione nella fornitura di energia elettrica supera un anno, l'Utente deve predisporre DG + SPG conformi, in tutto e per tutto, alla norma CEI 0-16, Allegato D, come una nuova connessione. Trattandosi di una connessione richiesta dopo il 16/11/06 non dovrà inviare la DIDA.

1.7 Neutro isolato o compensato

Si ricorda che per "neutro compensato" si intende il neutro messo a terra tramite una impedenza induttiva, con lo scopo di compensare la corrente di guasto a terra capacitiva.

Finora (settembre 2008), solo l'Enel ha cambiato lo stato del neutro su una buona parte della sua rete in media tensione. La maggior parte degli altri Distributori intende seguire questa strada.

Lo stato del neutro (isolato o compensato) fa parte delle informazioni che il Distributore deve fornire agli Utenti alimentati in media tensione entro il 30 giugno di ogni anno (delibera AEEG n. 333/07, art. 35.4, comma d).

Se l'Enel ha comunicato, in una certa data, la corrente di guasto a terra (IF) di 40 A (a 15 kV) o di 50 A (a 20 kV) e un tempo di intervento delle protezioni (tF) > 10 s, vuol dire che a quella data il neutro era già compensato.

In mancanza di qualsiasi informazione, chiedere direttamente al Distributore.

Lo stato del neutro influisce sull'applicazione del CTS oppure del CTSM. Ovvero, il mancato adeguamento dell'Utente disturba maggiormente una rete a neutro compensato, vanificandone i vantaggi; in tal caso si applica il CTSM in luogo del CTS.

1.8 Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC

Secondo la delibera ARG/elt 198/11, art. 44.4 (per il periodo di regolazione 2008-2011 delibera n. 333/07, All. A. art. 35.5) il Distributore "informa ogni cliente o altra utenza MT allacciato alla rete

oggetto del cambio di stato di esercizio con un anticipo non inferiore a sei mesi e non superiore a dodici mesi”.

Il “cambio di stato di esercizio” indica appunto il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

1.9 Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore

Il tempo di sei mesi per l’invio della DIDA è stabilito dalla delibera ARG/elt 33/08, All. B. art. 10, comma 4, lettera b) pena l’applicazione del CTSM.

Il ritardo di sei mesi è basato sul fatto che il neutro viene compensato non prima di sei mesi dalla comunicazione del Distributore, quindi in questo periodo di tempo il danno per la continuità di servizio è minore.

1.10 Calcolo CTS e CTSM

a) Utente con potenza disponibile in prelievo \leq a 400 kW

Fino al 31/12/11 il CTS veniva calcolato come segue:

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell’anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d’anno, si considera la massima].

Se i valori di E e P non sono disponibili per l’anno considerato indicare valori presunti, in modo da ottenere una indicazione di massima del CTS.

Per i produttori, cioè quegli utenti che tramite propri generatori immettono potenza in rete e ne prelevano solo per gli ausiliari, E è l’energia immessa nell’anno considerato (kWh), mentre P è la potenza nominale dei generatori in kVA, esclusi i generatori di emergenza, anche se in parallelo transitorio sulla rete (esclusi cioè i generatori che non sono dotati di contatore).

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue:

- utenti con $PD \leq 400$ kW: CTS (€): 500,00

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell’anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

b) Utente con potenza disponibile in prelievo $P > 400$ kW

Fino al 31/12/08

$$CTS = (365 + 0,15 E/P)$$

dove:

E = energia consumata nell'anno considerato (kWh);

P = potenza disponibile in prelievo nello stesso anno (kW) [se la potenza varia in corso d'anno, si considera la massima].

Dal 1/1/09 al 31/12/11 il CTS diventa:

$$CTS = (1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}}) (365 * 0,15 E/P)$$

dove:

$$1 * \sqrt{\frac{P - 400}{400}} \text{ ha un valore massimo di } 3,5$$

Dal 1/1/12 il CTS viene calcolato come segue (delibera ARG/elt 198/11):

- utenti con $400 \text{ kW} < PD \leq 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 500 + 750 * [(PD - 400) / 400]^{0,7}$

- utenti con $PD > 3.000 \text{ kW}$: $CTS (\text{€}) = 3.280,36$

dove PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

Pagamento

Il CTS viene pagato (in bolletta) dagli Utenti, che non hanno inviato la DIDA, a partire dal:

1° gennaio 2007, se con potenza disponibile in prelievo $> 500 \text{ kW}$;

1° gennaio 2008, se con potenza disponibile in prelievo $\leq 500 \text{ kW}$.

La DIDA andava inviata entro l'anno precedente a quelli suindicati. Chi invia la DIDA successivamente paga il CTS fino al giorno in cui la invia (quota pro giorno).

1.11 Valore del CTSM annuo

Il CTSM viene applicato ai clienti che non hanno inviato la DIDA, dal primo gennaio dell'anno

successivo a quello in cui maturano le condizioni per passare dal CTS al CTSM.

Ovvero, dal 1/1/09 per gli Utenti con potenza disponibile in prelievo > 400 kW alimentati da rete con neutro già compensato al 1/9/08, o dall'anno successivo a quello:

- in cui la potenza disponibile in prelievo è aumentata almeno 100 kW, oppure
- in cui cade il giorno nel quale sono trascorsi sei mesi dalla data in cui il Distributore ha comunicato il passaggio del neutro da isolato (NI) a compensato (NC).

Nel caso in cui concorrano entrambe le circostanze, si considera la prima in ordine di tempo.

Il CTSM può arrivare fino a un massimo di quattro volte il CTS ed è applicabile anche all'Utente con i requisiti semplificati, se aumenta la potenza disponibile in prelievo per più di 50 kW, o anche meno di 50 kW se la potenza disponibile in prelievo finale supera 400 kW senza aver prima inviato la DIDA.

Il Corrispettivo Tariffario Specifico Maggiorato (CTSM) si calcola come segue:

$$\text{CTSM} = (1 + n) \text{CTS}$$

dove n è il numero intero di anni contati a partire (con n = 1) dall'anno successivo a quello di decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto, con un massimo di 3.

1.12 Indennizzi automatici

L'utente che ha inviato la DIDA accede agli indennizzi automatici, in caso di interruzioni oltre un certo limite.

L'indennizzo è automatico, nel senso che viene accreditato in bolletta senza alcuna richiesta da parte dell'Utente.

Si considerano le interruzioni che si sono verificate nell'anno solare precedente.

Dal 1° gennaio 2012 si considerano sia le interruzione lunghe (> 3 min), sia le interruzioni brevi (tempo compreso tra un secondo e tre minuti), ovvero si considerano le interruzioni di durata superiore a un secondo, salvo le esclusioni previste dall'Autorità, ad esempio quelle con preavviso e per causa di forza maggiore (il preavviso è la comunicazione all'utente dell'inizio e della durata previsti per l'interruzione, con l'anticipo previsto dall'AEEG).

Sono indennizzabili:

- nei comuni con più di 50 000 abitanti (alta concentrazione): dopo la sesta interruzione e fino alla:
 - dodicesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - diciottesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno di 50 000 e più di 5000 abitanti (media concentrazione): dopo la nona interruzione e fino alla:
 - diciottesima interruzione per gli anni 2012 e 2013;
 - ventisettesima interruzione per gli anni 2014 e 2015;
- nei comuni con meno 5000 abitanti (bassa concentrazione): dopo la decima interruzione e fino

alla:

- ventesima interruzione per gli anni 2012 e 2103;
- trentesima interruzione per gli anni 2104 e 2105.

Tenuto conto del numero medio di interruzioni lunghe e brevi per utente, sono mediamente interessati agli indennizzi automatici il 13% di tutti gli utenti in media tensione.

Se PEI è la potenza elettrica interrotta (kW), prelevata o immessa dall'utente, nel quarto d'ora antecedente la singola interruzione, l'indennizzo per tale interruzione vale:

2,4 PEI € per gli anni 2012-2013 se la potenza è in prelievo;

2,7 PEI € per gli anni 2014-2015 se la potenza è in prelievo;

0,1 PEI € per gli anni 2012-2015 se la potenza è in immissione.

Per l'anno 2012 il Distributore ha la facoltà di assumere quale potenza interrotta il 70% della potenza disponibile. L'indennizzo automatico si riferisce ad un danno convenzionale, il danno vero potrebbe essere nullo o molto maggiore. In ogni caso, l'indennizzo automatico non esclude la possibilità per l'utente MT di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento del danno effettivo ulteriormente subito.

1.13 Modulo DIDA

La DIDA deve essere inviata al Distributore (impresa distributrice), ad esempio l'Enel Distribuzione, anche per il tramite del venditore di energia elettrica.

Fino al 31/12/08 si utilizzava il modulo (scheda n. 6) di cui all'allegato A alla delibera n. 247/04, aggiornato dall'Autorità il 14 ottobre 2008.

L'Autorità ha anche precisato che le imprese distributrici non hanno titolo per richiedere ai clienti ulteriori dati vincolanti ai fini dell'accettazione della dichiarazione di adeguatezza. Vedasi in proposito www.autorita.energia.it

Dal 1/1/09 deve essere utilizzato il fac-simile dell'allegato C alla delibera ARG/elt 119/08.

Questo secondo modulo è più dettagliato del primo, perché fa riferimento alle modalità per il rilascio della DIDA puntualizzate sulla delibera ARG/elt 119/08.

In altri termini, in base al primo modulo valido fino al 31/12/2008 il firmatario della DIDA era libero di interpretare i requisiti e la funzionalità di DG + SPG; non più con il modulo in uso dal 1/1/2009.

Il suddetto modulo è stato aggiornato (riferimenti alla delibera ARG/elt 198/11) con delibera 136/2012/R/EEL ed è in vigore dal 5 aprile 2012



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2 ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI



Sede Legale: Via Mattatoio, 3 - 12037 Saluzzo (CN)
CF/P.IVA 03578810048
REA: CN-300809
Tel. 0175-87806 Posta certificata: pec@coreprogetti.it
Capitale Sociale i.v. € 10.000,00
Web: www.coreprogetti.it

2.1 Area Sestriere

2.1.1 SE 3 Innevamento Anfiteatro

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Anfiteatro	IT001E00215924	VIA DEL COLLE	Schneider	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
SFSET	SEPAM	2	1250+1250	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.2 SE 4 TC Sestriere-Fraiteve Intermedia

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
TC Sestriere-Fraiteve Intermedia	IT001E00241642	REGIONE FRAITEVE	Scotta	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB	/	3	1000+1000+160	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.3 SE 6 TC SG Garnel

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
SG Garnel	IT001E00217888	LOCALITA' ALPETTE	Scotta	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB		1	630	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.4 SE 7 SG Trebials Valle

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
SG Trebials Valle	IT001E00218003	VIA DEL COLLE	Schneider	2003

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
SFSET	SEPAM S20	2	500+500	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.5 SE 8 FU Pattemouche Monte

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
FU Pattemouche Monte	IT001E00241645	LOC. ANFITEATRO	ICEM	2005

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
ABB HD4	PR521/DK	2	630+630	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

2.1.6 SE 9 Innevamento Ripa

Dati utenza

Utenza	Pod	Ubicazione	Costruttore	ANNO
Innevamento Ripa	IT001E00216839	VIA SESTRIERE	Schneider	2004

Caratteristiche DG

DG	PG	N. TRAFO	POTENZA	ADEGUATO CEI 0-16
SFSET	SEPAM	1	1000	NO

Interventi previsti

L' intervento prevede la rimozione in loco dell'attuale PG ed installazione di cassetta esterna Rif. schema EL-M01 di protezione PG conforme alle norme CEI 0-16.

A termine dell' intervento dovrà essere eseguita la verifica in loco secondo norme CEI 0-16 con controllo inserzione, iniezione di tensioni al primario della protezione e rilascio del relativo certificato.

Dovrà inoltre essere rilasciata a cura dell' Installatore:

- Dichiarazione di conformità;
- Dichiarazione di adeguatezza.

Dispositivi certificati CEI 0-16 previsti

Quantita	Costruttore	Tipo	Descrizione
1	Thytronic	NA016#5M100	RELE DI PROTEZIONE MASSIMA CORRENTE CON DATALOGGER
2	STE	TCR1019	TRASFORMATORE DI CORRENTE 300/5 10VA 5P30
1	Thytronic	T110P#C5B1	TORIODE 0,5 VA certificato con NA016

I valori di taratura da impostare nella protezione PG sono indicati negli allegati alla presente in base alle indicazioni date dall' Ente Distributore.

INDICE

IMPIANTI ELETTRICI

1) IMPIANTO ELETTRICO: ADEGUAMENTO CABINA DI TRASFORMAZIONE	pag.	<u>2</u>
" 1) Premessa	pag.	<u>2</u>
" 2) Scopo del progetto	pag.	<u>3</u>
" 3) Riferimenti Normativi	pag.	<u>4</u>
" 4) Adeguamento DG e/o SPG per inviare la DIDA	pag.	<u>4</u>
" 5) Requisiti semplificati	pag.	<u>5</u>
" 6) Aumento complessivo di potenza maggiore o uguale a 100 kW	pag.	<u>7</u>
" 7) Neutro isolato o compensato	pag.	<u>7</u>
" 8) Comunicazione del Distributore per cambio da NI a NC	pag.	<u>7</u>
" 9) Invio DIDA entro sei mesi dalla comunicazione del Distributore	pag.	<u>8</u>
" 10) Calcolo CTS e CTSM	pag.	<u>8</u>
" 11) Valore del CTSM annuo	pag.	<u>9</u>
" 12) Indennizzi automatici	pag.	<u>10</u>
" 13) Modulo DIDA	pag.	<u>11</u>
2) ANALISI CRITICA UTENZE E INTERVENTI PREVISTI	pag.	<u>12</u>
" 1) Area Sestriere	pag.	<u>13</u>
" 1) SE 3 Innevamento Anfiteatro	pag.	<u>14</u>
" 2) SE 4 TC Sestriere-Fraiteve Intermedia	pag.	<u>15</u>
" 3) SE 6 TC SG Garnel	pag.	<u>16</u>
" 4) SE 7 SG Trebials Valle	pag.	<u>17</u>
" 5) SE 8 FU Pattemouche Monte	pag.	<u>18</u>
" 6) SE 9 Innevamento Ripa	pag.	<u>19</u>