

Delibera AEEG 247/04 – anni 2006 e 2007 - seconda parte -

Pubblicato il: 07/10/2005
Aggiornato al: 07/10/2005

di **Gianfranco Ceresini**

Guida agli **indennizzi automatici** per i clienti alimentati in **alta e media tensione** con **elevato numero di interruzioni annue**.

L'Autorità per l'energia elettrica e per il gas (**AEEG**) ha definito le modalità e i requisiti necessari affinché i clienti alimentati in alta e media tensione possano ottenere indennizzi automatici, a **partire dal 2006**, nel caso subiscano un numero annuo di interruzioni senza preavviso lunghe superiore agli standard di qualità definiti dall'Autorità.

1. Dichiarazione di adeguatezza

Il cliente AT o MT che intende documentare il rispetto dei requisiti tecnici illustrati precedentemente, e quindi **avere diritto agli indennizzi**, deve **inviare all'impresa distributrice, una dichiarazione di adeguatezza** entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello a cui si riferisce l'applicazione dello standard specifico di continuità, (vedi il fac-simile della dichiarazione di adeguatezza in figura 5). Per esempio, chi invia la dichiarazione entro il 31 dicembre 2005 ha diritto ad ottenere gli eventuali indennizzi a partire dal 2006; chi non invia la dichiarazione entro il 31 dicembre 2005, potrà inviarla entro il 31 dicembre 2006 per ottenere gli eventuali indennizzi relativi alle interruzioni verificatesi a partire dal 2007, e così via.

La tempistica quindi per inviare la dichiarazione di adeguatezza è questa: entro il 2005 per ricevere gli indennizzi a partire dalla bolletta di giugno 2007, entro il 2006 per ricevere gli indennizzi a partire dalla bolletta di giugno 2008, e così via.

Facciamo un esempio di quello che, cronologicamente potrebbe accadere, ipotizzando un cliente con potenza disponibile ≤ 500 kW, che invia la dichiarazione di adeguatezza entro la fine del 2006:

- nel 2006 non ha diritto agli indennizzi;
- nel 2007 l'impresa distributrice effettua il conteggio annuale delle interruzioni;
- nella bolletta del giugno 2008, il cliente riceve l'indennizzo automatico se ha subito troppe interruzioni; non paga il corrispettivo tariffario specifico (CTS) perché ha adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici richiesti come risulta dalla dichiarazione di adeguatezza inviata;
- nella bolletta del giugno 2009 il cliente riceve gli indennizzi per l'anno 2008 se ha subito troppe interruzioni;
- successivamente, sempre nel 2009, il cliente subisce un controllo da parte dell'impresa distributrice (vedi capitolo 7), la quale revoca la dichiarazione di adeguatezza;
- a questo punto il cliente deve pagare il corrispettivo tariffario specifico per il 2009 e per risolvere la questione ha due alternative:
 1. Si adegua subito, inviando una nuova dichiarazione di adeguatezza entro la fine del 2009: in questo caso, nel 2010 non paga più il CTS, l'impresa distributrice ricomincia il conteggio delle interruzioni, e dal 2011 il cliente ricomincia a ricevere gli indennizzi automatici (sempre che nel 2010 le interruzioni siano state in numero superiore allo standard)
 2. Non si adegua subito, inviando una nuova dichiarazione di adeguatezza solo nell'anno successivo, il 2010: in questo caso, ovviamente nel 2010 il cliente non può avere gli indennizzi, e solo nel 2011 riprende il conteggio delle interruzioni per avere (eventualmente) gli indennizzi nel 2012.

Una volta inviata, **la dichiarazione di adeguatezza non deve essere rinnovata, se non in occasione di modifiche o sostituzioni del Dispositivo Generale (DG) o delle Protezioni Generali (PG) o della sostituzione dell'Interruttore di Manovra Sezionatore (IMS)**. In caso di modifica della taratura delle Protezioni Generali a seguito di richiesta dell'impresa distributrice il cliente deve fornire all'impresa

distributrice la conferma scritta di quanto richiesto; in tal caso non è richiesto il rinnovo della dichiarazione di adeguatezza.

Ma chi può rilasciare la dichiarazione di adeguatezza ? La dichiarazione di adeguatezza deve essere effettuata, con oneri a carico del cliente, da uno dei seguenti soggetti:

- Personale tecnico di impresa installatrice abilitata ai sensi degli articoli 2 e 3 della legge n. 46/90;** l'impresa installatrice deve essere abilitata per operare sugli impianti di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), e comma 2 della legge n. 46/90;
- Personale tecnico iscritto nell'elenco di una Camera di commercio, avente i requisiti per operare sugli impianti di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a), e comma 2 della legge n. 46/90,** in conformità a quanto previsto dal DM 6 aprile 2000 (in pratica i professionisti abilitati ad eseguire le verifiche previste dalla legge 46/90, peraltro mai messe in atto in quindici anni di vita della legge);
- Responsabile tecnico del coordinamento dell'ufficio tecnico del cliente proprietario dell'impianto di utenza AT o MT,** avente i titoli di studio previsti dall'articolo 3, lettere a) o b) della legge n. 46/90, tenuto conto dell'articolo 5 del DPR 392/94.

FAC-SIMILE DELLA DICHIARAZIONE DI ADEGUATEZZA

(Scheda 6 allegata al Testo integrato della qualità, Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, 4/04)

Dati del cliente

Cliente _____ Livello di tensione della fornitura ☐ AT ☐ MT
 Tipo di utenza: ☐ cliente finale ☐ produttore ☐ autoproduttore
 Potenza disponibile (kW) _____ Numero della presa _____
 Indirizzo _____ Provincia _____
 Recapiti telefonici _____

Requisiti

- ☐ Rispondenti al comma 33.9 del Testo integrato della qualità (per clienti MT: DG+PG+taratura delle protezioni secondo quanto indicato dall'impresa distributrice).
- ☐ Rispondenti al comma 33.10 del Testo integrato della qualità (per clienti MT con IMS e fusibili o interuttore e protezioni per solo guasto di corto circuito; 1 solo trasformatore MT/BT; cavo MT di lunghezza non superiore a 20m; manutenzione con impresa ISO 9001).
- ☐ Rispondenti al comma 33.11 del Testo integrato della qualità (per clienti AT: DG+PG+taratura delle protezioni secondo quanto indicato dall'impresa distributrice).

(Facoltativo, solo per impianti rispondenti ai commi 33.9 o 33.11 del Testo integrato della qualità)

- ☐ Disponibilità di log automatico sulle protezioni generali o sul sistema SCADA che controlla da remoto le protezioni generali.
- ☐ Disponibilità di scheda o funzione di registrazione delle seguenti caratteristiche della tensione conforme alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30: _____

(Da compilare solo se il cliente dichiara la rispondenza al comma 33.9 o al comma 33.11 del Testo integrato della qualità)

La taratura delle protezioni generali è stata effettuata in accordo alle specifiche di taratura fornite dall'impresa distributrice _____ in data _____ con lettera _____

E' allegata la seguente documentazione:

- Schema elettrico dell'impianto a valle del punto di consegna.
- Per i soli impianti rispondenti ai requisiti di cui al comma 33.10, planimetria della sezione in media tensione dell'impianto a valle del punto di consegna.

Dati del personale tecnico che effettua la dichiarazione di adeguatezza

Nome e cognome _____ Ditta _____

- ☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera a) del Testo integrato della qualità
- ☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera b) del Testo integrato della qualità
- ☐ Personale tecnico di cui al comma 33.17, lettera c) del Testo integrato della qualità

Con la presente attesto sotto la mia responsabilità che quanto dichiarato ai punti precedenti risponde al vero.

Data e luogo _____ Firma e timbro _____

Dichiarazione del cliente

Con la presente dichiaro che non porrò alcun ostacolo all'effettuazione di eventuali controlli da parte dell'impresa distributrice, ai sensi del comma 33.18 e seguenti del Testo integrato della qualità, pena la revoca della presente dichiarazione.

Data e luogo _____ Firma _____

Figura 5 – Fac-simile della dichiarazione di adeguatezza

2. Controlli

L'impresa distributrice ha facoltà di effettuare controlli presso i clienti che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza, allo scopo di verificare l'effettiva rispondenza dei loro impianti ai requisiti tecnici previsti.

Per l'effettuazione dei controlli, le imprese distributrici si devono avvalere di organismi tecnici abilitati all'effettuazione delle verifiche degli impianti di terra ai sensi del DPR 462/01, previa adeguata formazione tecnica specifica. I costi per l'effettuazione dei controlli sono a carico delle imprese distributrici. Per evitare macroscopici conflitti di interesse, il personale che esegue il controllo su di un impianto non deve esserne stato il progettista o l'installatore o il tecnico che ha rilasciato la dichiarazione di adeguatezza.

In caso di contenzioso durante un controllo, le parti si accordano sulla nomina di un soggetto abilitato all'effettuazione delle verifiche degli impianti ai sensi del DPR 462/01, accreditato dal SINCERT come Organismo di ispezione di tipo A ai sensi della norma UNI CEI EN 45004. I costi delle verifiche condotte da tale soggetto per risolvere il contenzioso sono a carico della parte risultante in difetto.



L'organismo di ispezione
SINCERT effettua controlli annuali
sulle abilitazioni rilasciate

Nel caso in cui il controllo evidenzi la **non rispondenza dell'impianto ai requisiti tecnici** previsti, **l'impresa distributrice può revocare la dichiarazione di adeguatezza** a decorrere dall'1 gennaio dell'anno in

cui viene effettuato il controllo; il cliente perde pertanto il diritto a ottenere gli indennizzi automatici nel caso subisca interruzioni in numero superiore allo standard fino a quando invia una nuova dichiarazione di adeguatezza con effetto, ai fini degli indennizzi, dal 1° gennaio dell'anno successivo (esempio: un cliente invia la dichiarazione di adeguatezza entro il 31 dicembre 2005. Essa ha effetto a partire dal 1° gennaio 2006. Nel 2008 l'impresa distributrice effettua un controllo a seguito del quale revoca al cliente la dichiarazione di adeguatezza con effetto 1° gennaio 2008. Il cliente, se sollecito, può inviare una nuova dichiarazione di adeguatezza nel 2008, con effetto 1° gennaio 2009. Se la invia nel 2009 ha effetto dal 1° gennaio 2010. In ogni caso la revoca della dichiarazione di adeguatezza comporta la perdita del diritto agli eventuali indennizzi per almeno un anno).

3. Corrispettivo tariffario specifico (CTS)

I clienti finali MT **che non rispettino i requisiti tecnici previsti, o che non abbiano inviato** all'impresa distributrice **la dichiarazione di adeguatezza** entro il 31 dicembre 2006 (se $P > 500$ kW) o entro il 31 dicembre 2007 (se $P \leq 500$ kW), **o ancora i clienti ai quali il distributore abbia revocato la dichiarazione di adeguatezza** a seguito di un controllo (vedi capitolo 7), sono tenuti a versare all'impresa distributrice un corrispettivo tariffario specifico (CTS) a decorrere:

- dal 1 gennaio 2007 per i clienti MT con potenza disponibile superiore a 500 kW;
- dal 1 gennaio 2008 per i clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 500 kW.

I clienti AT sono invece esentati dal pagamento del corrispettivo tariffario dal momento che i loro impianti risultano già oggi adeguati ai requisiti tecnici.

Il CTS rappresenta una penalità per i clienti che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici, dal momento che tali clienti sono responsabili delle interruzioni subite dagli altri clienti connessi alla stessa linea per via dei guasti che si originano nei loro impianti. Questo corrispettivo è stato pensato in modo tale che l'investimento richiesto per l'adeguamento ai requisiti sia conveniente. La formula che si applica per il calcolo del CTS per i clienti con potenza disponibile superiore a 500 kW (per i clienti con potenze disponibili inferiori o uguali a 500 kW, il CTS sarà determinato con un successivo provvedimento), è la seguente:

$$CTS = K + H \times E_i/P_i$$

Dove:

K = quota fissa pari a 1€/giorno per ogni giorno di connessione attiva alla rete dell'ente distributore (per connessione attiva si intende il periodo in cui è vigente il contratto di trasporto);

H = quota variabile in relazione alle ore di utilizzo pari a 0,15 €/ora di utilizzo;

E_i = energia consumata nell'anno precedente (kWh);

P_i = potenza disponibile nello stesso anno (kW)

(il rapporto E_i/P_i rappresenta una stima, un calcolo approssimato, delle ore di utilizzo della potenza disponibile nell'anno precedente).

Possibili esempi di calcolo del corrispettivo tariffario per clienti MT, sono i seguenti.

Caso 1

- Dati:
 - Potenza disponibile 1000 kW
 - Giorni annui di allacciamento alla rete 365
 - Consumo annuo 1,4 GWh
- Calcoli
 - $K = 1 \text{ €/giorno} \times 365 \text{ giorni} = 365 \text{ €}$
 - $E_i/P_i = 1400000 \text{ kWh} / 1000 \text{ kW} = 1400 \text{ ore di utilizzo}$
 - $CTS = 365 + 0,15 \times 1400 = 575 \text{ €}$

Caso 2

- Dati:
 - Potenza disponibile 800 kW
 - Giorni annui di allacciamento alla rete 365
 - Consumo annuo 1,2 GWh
- Calcoli
 - $K = 1 \text{ €/giorno} \times 365 \text{ giorni} = 365 \text{ €}$
 - $E_i/P_i = 1200000 \text{ kWh} / 800 \text{ kW} = 1500 \text{ ore di utilizzo}$
 - $CTS = 365 + 0,15 \times 1500 = 590 \text{ €}$

Caso 3

- Dati:
 - Potenza disponibile 600 kW
 - Giorni annui di allacciamento alla rete 255
 - Consumo annuo 0,9 GWh
- Calcoli
 - $K = 1 \text{ €/giorno} \times 255 \text{ giorni} = 255 \text{ €}$
 - $E_i/P_i = 900000 \text{ kWh} / 600 \text{ kW} = 1500 \text{ ore di utilizzo}$
 - $CTS = 255 + 0,15 \times 1500 = 480 \text{ €}$

Caso 4

- Dati:
 - Potenza disponibile 800 kW
 - Giorni annui di allacciamento alla rete: solo i giorni feriali (235)
 - Consumo annuo: lavoro al 70% della potenza disponibile per 8 ore/giorno
- Calcoli
 - $K = 1 \text{ €/giorno} \times 365 \text{ giorni} = 365 \text{ €}$
 - $E_i/P_i = 800 \times 0,7 \times 235 \times 8 \text{ kWh} / 800 \text{ kW} = 1316 \text{ ore di utilizzo}$
 - $CTS = 365 + 0,15 \times 1316 = 562,40 \text{ €}$

Per un cliente quindi che utilizza la rete di distribuzione per 3.000 ore l'anno il corrispettivo tariffario vale 815 € l'anno. Tenuto conto che per un cliente con potenza disponibile superiore a 400 kW il costo di adeguamento degli impianti, come segnalato dalle imprese distributrici, è di circa 2.500 € (sola sostituzione delle protezioni generali), l'ammortamento dell'investimento avviene in circa tre anni qualora il cliente subisca un numero annuo di interruzioni non superiore allo standard. Il pareggio si avvicina qualora il medesimo cliente subisca un numero annuo di interruzioni superiore allo standard, in misura maggiore al crescere della potenza disponibile:

- a) se il cliente ha una potenza disponibile pari a 600 kW e subisce una interruzione in più dello standard all'anno, l'indennizzo automatico annuo che riceve è pari a 1.050 € che, sommati agli 815 € del corrispettivo tariffario che avrebbe dovuto pagare se non avesse adeguato gli impianti, accorciano il pareggio dell'investimento a meno di due anni;
- b) se il cliente ha una potenza disponibile pari a 1.000 kW e subisce una interruzione in più dello standard all'anno, l'indennizzo automatico annuo che riceve è pari a 1.650 € che, sommati agli 815 € del corrispettivo tariffario che avrebbe dovuto pagare se non avesse adeguato gli impianti, avvicinano ulteriormente il pareggio a circa un anno dall'investimento.

4. Cambio di stato del neutro

Enel ed altri enti di distribuzione (ASM Brescia, AEM Torino) stanno procedendo a un programma di cambio dello stato di esercizio del neutro sulle proprie reti MT (altri enti quali Eni Parma, AEM Milano, ACEA Roma mantengono attualmente la rete MT esercita a neutro isolato, anche se non escludono un passaggio in un prossimo futuro al sistema a neutro compensato).

Il neutro, prima isolato, viene ora messo a terra tramite impedenza induttiva (induttanza chiamata bobina di Petersen più una resistenza in parallelo): si tratta del cosiddetto neutro compensato: in caso di guasto monofase a terra la corrente induttiva, che circola nell'impedenza di messa a terra del neutro, va a compensare la corrente che si richiude tramite le capacità delle fasi sane verso terra. In questo modo, **si riduce la corrente di guasto a terra e può aumentare il tempo di intervento delle protezioni** (potendosi permettere un tempo di permanenza del guasto superiore) dell'impresa distributrice.

Il valore della corrente di guasto a terra, in un sistema MT a neutro isolato, dipende dalla tipologia delle linee (aeree aventi una bassa capacità per unità di lunghezza, in cavo con capacità specifiche più elevate) e dalla estensione della rete: valori di corrente di guasto tipici sono di 150÷200 A, ma in condizioni particolari si può arrivare anche a valori di 500÷600 A, mentre un valore di corrente di guasto a terra tipico per un sistema MT a neutro compensato è di 50 A, con un tempo di eliminazione del guasto superiore a 10 s (condizioni che portano ad una tensione di contatto massima ammessa U_{TP} di 75 V in base alla norma CEI 11-1).

Nel passaggio da neutro isolato a neutro compensato migliora la qualità del servizio, cioè si ha un minor numero di interruzioni (il beneficio atteso si attesta a – 15% sulle interruzioni lunghe, - 30% sulle interruzioni brevi, - 50% sulle interruzioni transitorie), soprattutto per gli utenti alimentati da linee aeree, mentre soprattutto per gli utenti che hanno delle linee estese in cavo, si riduce drasticamente la corrente di guasto monofase a terra e risulta così più semplice realizzare l'impianto di terra.

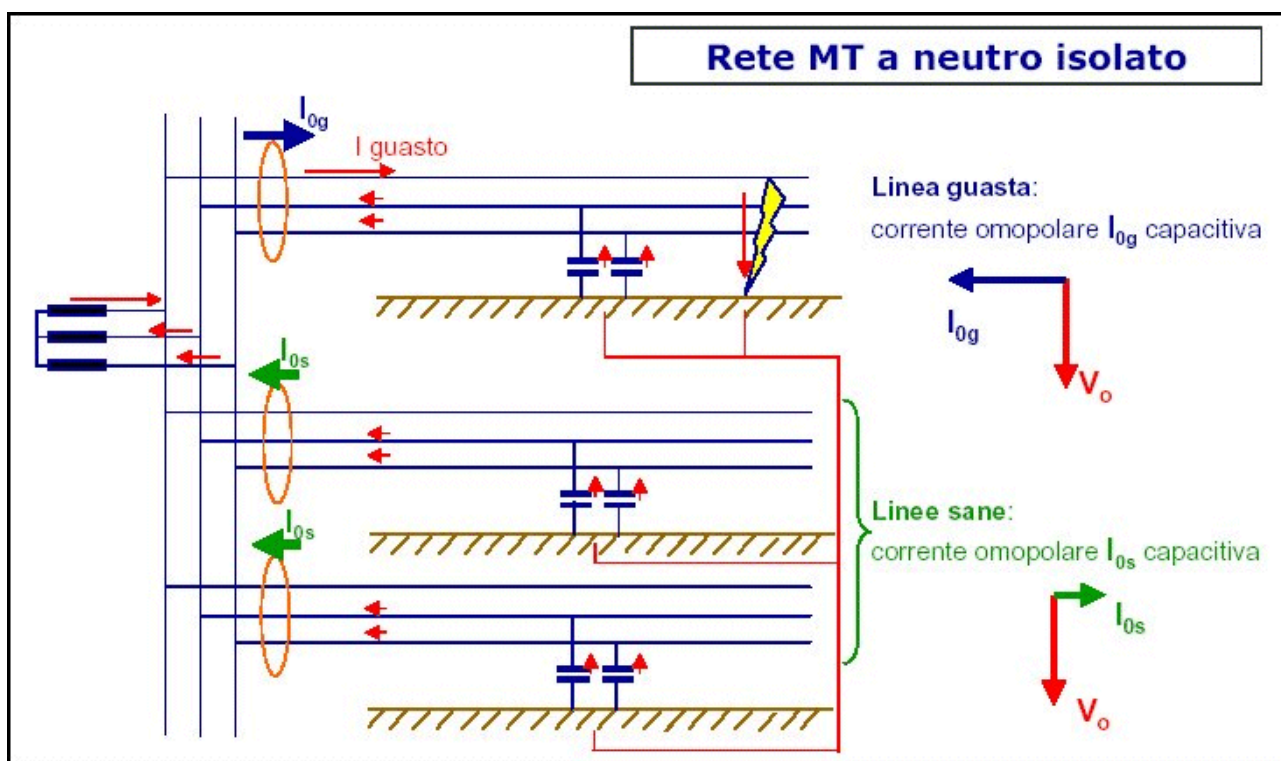


Figura 6 – Rete MT gestita a neutro isolato (Enel)

In occasione del cambio dello stato di esercizio del neutro della rete MT da isolato a compensato, l'Ente distributore deve informare ogni cliente MT allacciato alla rete oggetto del cambio di stato di esercizio, dell'adeguamento che deve effettuare sulle proprie protezioni generali. Tale comunicazione deve essere inviata a ogni cliente MT con un anticipo non inferiore a sei mesi e non superiore a dodici mesi, in modo tale

da dargli sufficiente tempo per effettuare l'adeguamento delle protezioni generali, evitandogli di anticipare troppo l'intervento di adeguamento.

I piani di cambiamento dello stato di esercizio del neutro, in particolare per Enel distribuzione sono iniziati da alcuni anni e si protrarranno almeno fino al 2008. Molti clienti MT stanno ricevendo da Enel distribuzione una lettera in merito al cambio dello stato del neutro.

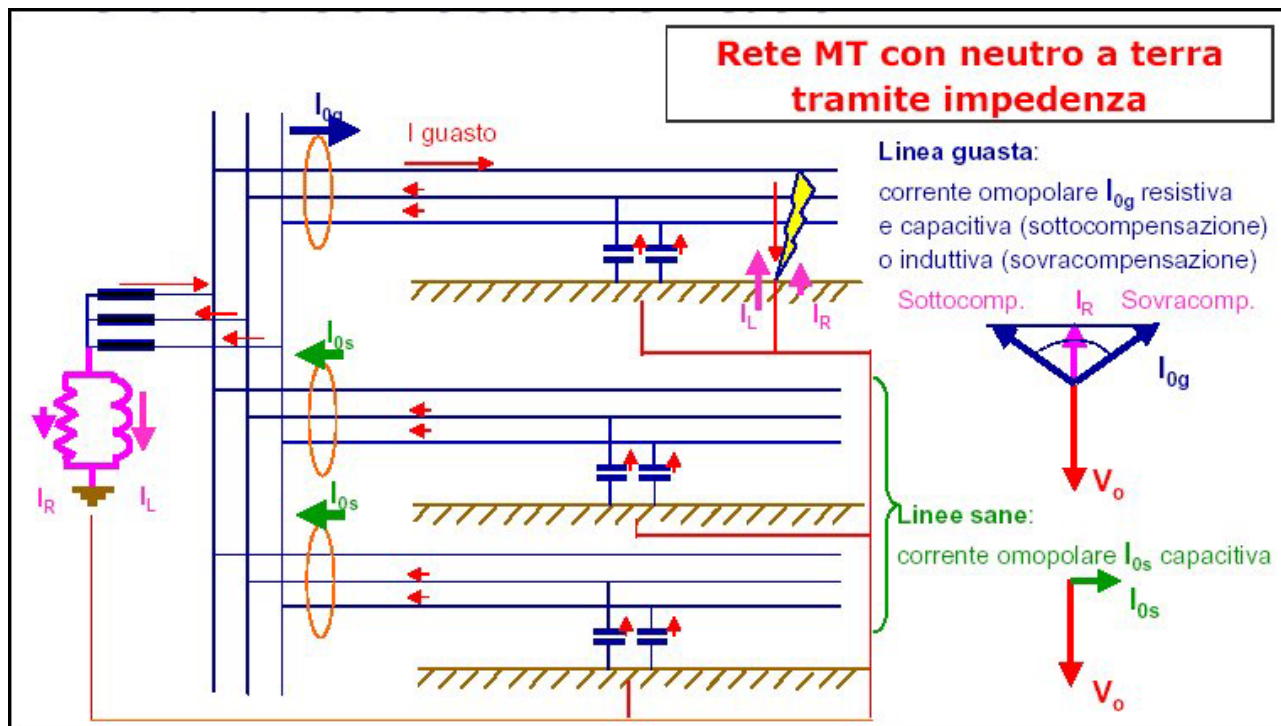


Figura 7 – Rete MT gestita a neutro compensato (Enel)

Il cambio dello stato del neutro deve coinvolgere anche le protezioni del cliente MT, in modo che, anche in condizioni di neutro compensato, un guasto nell'impianto utilizzatore determini l'intervento delle sue protezioni e non quelle dell'Enel. In proposito, si applica, in parte, la disposizione Enel DK 5600 in vigore dal 1° marzo 2004. La DK 5600 contiene le regole che l'Enel impone a chi si deve allacciare alla rete di distribuzione in media tensione: si applica quindi integralmente ai nuovi allacciamenti e in occasioni di rifacimenti di vecchie cabine. Anche gli altri Enti distributori hanno approntato o stanno approntando documenti simili alla DK 5600 riguardanti i requisiti tecnici di allacciamento alla propria rete MT da parte dei clienti finali.

In occasione del cambio dello stato del neutro, l'Enel richiede l'adeguamento del sistema di protezione secondo quanto indicato nella DK 5600. Adeguare il "sistema di protezione" vuol dire adeguare le protezioni (PG) e non l'interruttore generale (DG).

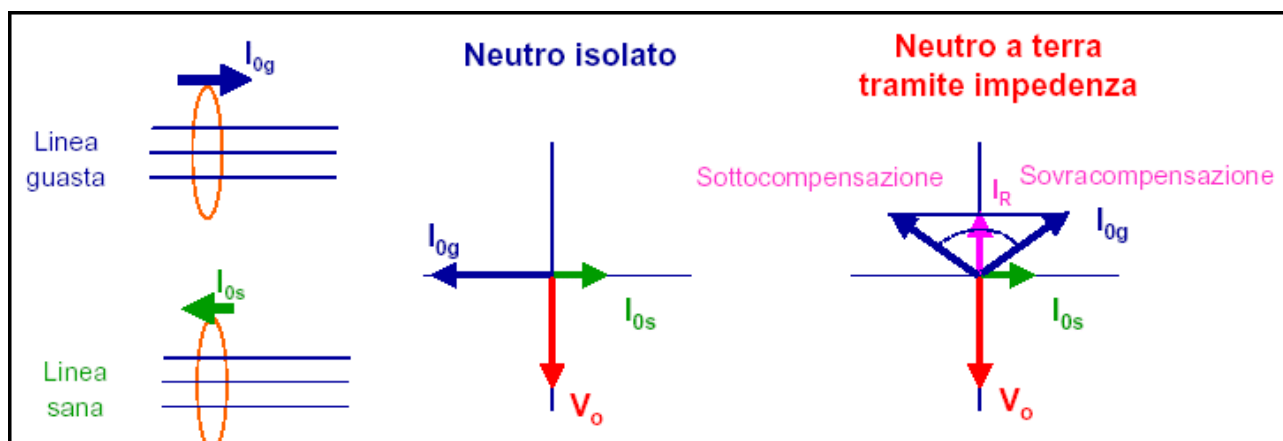


Figura 8 – Cambiando lo stato del neutro cambia la fase della corrente omopolare della linea guasta I_{0g} rispetto alla tensione omopolare V_o (tensione del centro stella rispetto a terra).

Le protezioni direzionali esistenti, impiegate finora sulla rete a neutro isolato, non funzionano sulla rete collegata a terra tramite impedenza (Enel)

Le protezioni (PG), nel significato della DK 5600, sono i relè di comando dell'interruttore automatico e precisamente 51.S1 (ritardato) per il sovraccarico, 51.S2 (istantaneo) per il cortocircuito, 51N per i guasti a terra (relè omopolare), 67N (relè direzionale di terra). Quest'ultimo è richiesto, in aggiunta al relè omopolare 51N (o in alternativa le protezioni 67.S1 che rileva il guasto quando la rete è gestita con neutro compensato, e 67.S2 che rileva il guasto quando la rete è gestita con neutro isolato, situazione che si verifica per brevi periodi dell'anno in occasione di manutenzioni o guasti), solo quando l'utente ha più di un trasformatore o una linea MT aerea, oppure i cavi MT hanno una lunghezza complessiva superiore a 500 m. L'adeguamento delle protezioni, in alcuni casi, può comprendere anche i TV e i TA.

Quindi, chi riceve dall'ente distributore l'invito ad adeguare il sistema di protezione in seguito al cambio dello stato del neutro, si può trovare in due situazioni:

- se ha l'interruttore automatico deve adeguare le tarature dei relè (51.S1, 51.S2 e 51N) e in alcuni casi aggiungere il relè direzionale 67N;
- se ha l'interruttore di manovra sezionatore (IMS) significa che non ha le "protezioni" (51.S1, 51.S2 e 51N) e ovviamente non le può adeguare. In questo caso, allora, i clienti MT che hanno l'IMS e i fusibili (o eventualmente un interruttore con le sole protezioni per cortocircuito) possono quindi mantenere il proprio interruttore attuale. Per avere diritto agli indennizzi devono comunque soddisfare i requisiti indicati al capitolo 5.

5. Relazione tra Delibera 247/04 e il documento ENEL DK 5600

Analizziamo i cosiddetti “campi di applicazione dei due provvedimenti che sono piuttosto differenti (anche se alcuni inevitabili incroci ci sono):

- **La delibera 247/04 si applica a tutti gli impianti, nuovi ed esistenti, ma ha un carattere facoltativo**, cioè il cliente può decidere se aderire o meno al rispetto della Delibera (consapevole però che il non rispetto comporta il pagamento di penali);
- **Il documento ENEL DK 5600** IV edizione (o tutti i documenti equivalenti sui requisiti tecnici di allacciamento MT di altre imprese distributrici), valido dal 1 marzo 2004, **si applica solo ai nuovi impianti ed al rifacimento degli impianti esistenti ed è obbligatorio** per il cliente rispettarlo per poter ottenere l'allacciamento (un nuovo cliente che si connette alla rete e quindi si adegua ai requisiti tecnici previsti dalla DK 5600 soddisfa automaticamente anche i requisiti tecnici previsti dalla Delibera 247/04).

Vediamo in sintesi, prendendole dalla circolare 2/04 dell'UNAE Emilia Romagna, quelle che sono le principali prescrizioni della nuova edizione (la quarta) della DK 5600:

- Le apparecchiature MT installate nell'impianto utilizzatore devono essere isolate per una tensione di riferimento di 24 kV;
- I trasformatori MT/BT devono avere il primario collegato a triangolo (es. gruppo Dy11);
- Il cavo di collegamento che collega il punto di prelievo (in cabina Enel) alla sezione ricevatrice del cliente, comprese le terminazioni, è completamente fornito ed allestito dal cliente e deve avere una sezione equivalente a 95 mm² di rame (in modo da sopportare per 0,5 s una lcc di 12,5 kA) ed essere il più corto possibile;
- Il dispositivo generale (DG) deve essere costituito da un sezionatore tripolare e da un interruttore asservito alla protezione generale, con potere d'interruzione di almeno 12,5 kA, qualunque sia la potenza ed il numero di trasformatori (il sezionatore non è richiesto se l'interruttore è di tipo estraibile);
- Il sistema di Protezione Generale (PG) è composto da relè di protezione alimentati da riduttori di corrente (TA) ed eventualmente da riduttori di tensione (TV), nel caso sia necessario installare protezioni

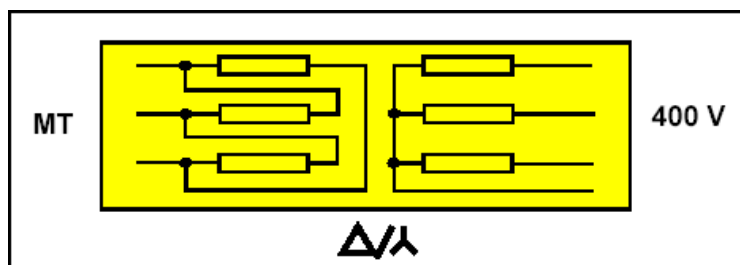


Figura 9 – Collegamento dei trasformatori previsto dalla DK 5600 (Schneider)

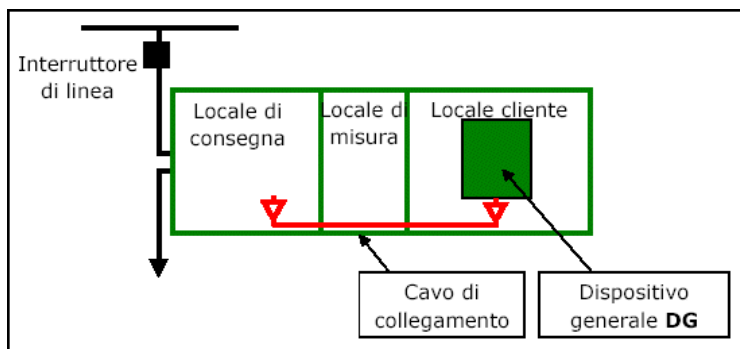


Figura 10 – Caratteristiche del cavo di collegamento previste dalla DK 5600 (Schneider)

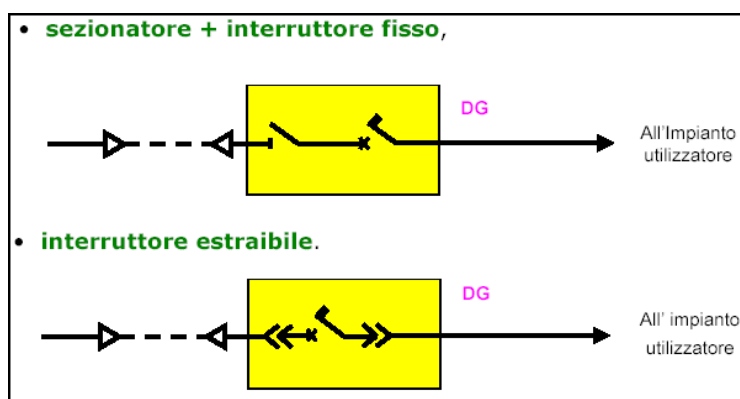
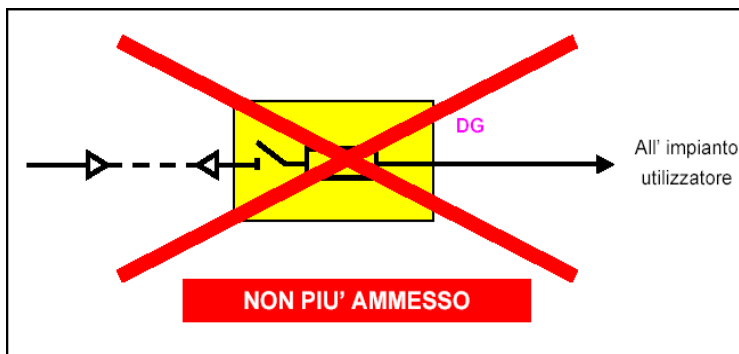


Figura 11 – Caratteristiche del Dispositivo Generale (DG) previste dalla DK 5600 (Schneider)

direzionali di terra.

Nel caso in cui l'impianto utilizzatore non abbia linee MT aeree in conduttori nudi, le linee MT in cavo abbiano una lunghezza inferiore a 500 m ed i trasformatori MT/BT sono installati in una sola cabina utente (se sono installati due trasformatori devono avere una potenza singola non superiore a 1600 kVA e la BT non deve essere collegata in parallelo; se i trasformatori sono più di due è necessario un dispositivo che non consenta la rimessa in servizio contemporanea dopo una assenza di tensione), la Protezione Generale (PG) deve prevedere una protezione di massima corrente per la protezione

contro le sovracorrenti (51) ed una protezione contro i guasti a terra di massima corrente omopolare (51N). In qualunque altra situazione (presenza di linee aeree MT in conduttori nudi, cavi MT di lunghezza complessiva superiore a 500 m, trasformatori MT/BT in più di una sola cabina del cliente, è necessario che la Protezione Generale (PG) sia composta da una protezione di massima corrente (51) e due protezioni contro i guasti a terra: una di massima corrente omopolare (51N) ed una direzionale di terra (67) (per quest'ultima protezione è necessario installare anche tre riduttori di tensione). In pratica le protezioni sono contenute in un unico pannello. Le caratteristiche delle protezioni devono essere conformi alle prescrizioni contenute nell'allegato PG della DK 5600 (pag. 15 ÷ 18) e la loro conformità dovrà essere attestata da un laboratorio accreditato.



**Figura 12 – Come dispositivo generale DG non è più ammesso l'IMS con fusibili, perché la DK 5600 impone a tutti gli utenti MT la protezione contro i guasti a terra. (Schneider)
La delibera 247/04 ammette invece ancora, sotto certe condizioni, l'uso dell'IMS con fusibili**

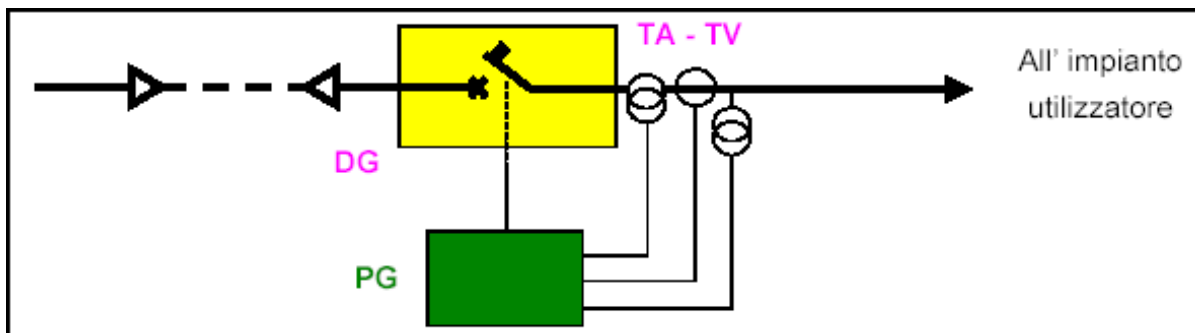


Figura 13 – Protezione Generale (PG) prevista dalla DK 5600 (Schneider)

I valori di taratura dei singoli relè di protezioni dipendono dalle caratteristiche dell'impianto del cliente e della rete Enel di alimentazione e saranno stabiliti da Enel che li comunicherà al Cliente.

I TA (trasformatori di corrente) che alimentano la protezione di massima corrente (sovraccarico e corto circuito) devono avere rapporto di trasformazione 300/5 A o 300/1 A con classe di precisione 10P30, mentre il TA toroidale omopolare che alimenta la protezione di massima corrente omopolare deve avere rapporto 100/1 e classe di precisione 5P20 (la classe di precisione 10P30 sta ad indicare che l'errore di rapporto non deve superare il 3% fino a I_n e il 10%, inteso come errore composto, quando la corrente che attraversa il TA è fino a 30 volte la I_n ; analogamente 5P20, significa che l'errore non deve superare l'1% fino ad una corrente pari ad I_n e il 5% quando la corrente è fino a 20 volte la I_n del TA. Questi TA infatti alimentano le protezioni contro le sovracorrenti e quindi debbono mantenere una precisione accettabile anche con correnti elevate (ad es. le correnti di cortocircuito). Qualora sia prevista una protezione direzionale di terra è necessario installare 3 TV, con classe di precisione 6P (la classe di precisione 6P sta a indicare l'errore massimo ammesso fino ad una tensione di 1,9 Vn non deve superare il 6%.) collegati rigidamente alla sbarra, con un avvolgimento secondario 100/3 V da collegare a triangolo aperto (i morsetti del secondario sono collegati in serie lasciando il circuito aperto).

- L'impianto di terra deve essere unico ed idoneo (costruito rispettando le prescrizioni della norma CEI 11-1). Il cliente è il proprietario ed il responsabile dell'impianto di terra, al quale l'Enel collegherà le masse delle sue apparecchiature tramite un apposito bullone a morsetto che il cliente renderà disponibile nel locale consegna Enel.

- All'atto del primo allacciamento della cabina è richiesta la presenza di una Persona Esperta (PES), ai sensi della norma CEI EN 50110 (CEI 11-48) e CEI 11-27/1. Analogamente anche nel caso in cui il Cliente debba chiedere all'Enel la disalimentazione della cabina di trasformazione per eseguire lavori sul cavo di collegamento o sul sezionatore del Dispositivo Generale (DG), la richiesta va necessariamente accompagnata dal nominativo della Persona Esperta che curerà i rapporti con Enel. Per lavori su altri componenti della cabina del cliente l'Enel non effettuerà manovre nella propria cabina; i sezionamenti e le operazioni per la messa fuori tensione e in sicurezza dell'impianto utilizzatore saranno tutti a carico del cliente che dovrà seguire le indicazioni delle norme CEI EN 50110 (CEI 11-48) e CEI 11-27 relative ai lavori fuori tensione sugli impianti AT. In genere la Persona Esperta che dovrà interfacciarsi con l'Enel sarà in carico all'impresa elettrica incaricata del lavoro.

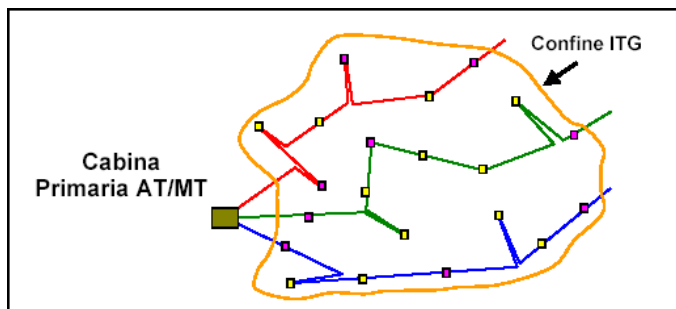


Figura 14 – Se il cliente rientra nell'ambito di un'area individuata e dichiarata impianto di terra globale ad insindacabile giudizio (e responsabilità) di Enel, Enel stesso lo comunica al cliente (senza tuttavia garantirne la sussistenza per il futuro). L'utente deve comunque realizzare il proprio impianto di terra costituito da almeno un anello con picchetti ai vertici. (Schneider)

Da ultimo facciamo notare alcune critiche e polemiche nate soprattutto da parte dei costruttori di apparecchiature elettromeccaniche, a causa dei tempi ristretti avuti per adeguare i prodotti alla nuova DK 5600 ed allo scarso coinvolgimento che ENEL ha proposto nel cambiamento.

Inoltre l'ANIE (Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche italiane), trova la delibera 247/04 non in sintonia con il documento DK 5600, in quanto la prima prevede il cliente "adeguato" e quindi avente diritto agli indennizzi anche con dispositivo generale (DG) costituito da un interruttore di manovra-sezionatore (IMS) con fusibili, non più previsto dalla DK 5600.

Si potrebbero inoltre, sempre secondo l'ANIE creare discriminazioni tra utenti: per es. un utente con potenza disponibile 400 kW e linea in cavo 20 m e che nel corso del 2003 si sia dotato di una cabina MT con apparecchiature rispondenti alle norme allora vigenti, può vedersi non rinnovato l'allacciamento in concomitanza del cambio dello stato del neutro, solo perché non è dotato di dispositivo di protezione generale PG secondo la DK 5600 IV edizione del marzo 2004.

Ulteriori considerazioni e criticità emerse dal documento DK 5600 e messe in evidenza da ANIE, sono le seguenti:

- La DK 5600 prevede un adeguamento solo del DG e PG, ma a seguito di questo intervento l'impianto utente a valle del punto di consegna MT, può necessitare di interventi per rendere l'impianto funzionante in modo corretto. I vari addetti ai lavori (costruttori, studi di progettazione, ecc...) hanno il compito di segnalare la necessità all'utente di procedere ad adeguamenti in tal senso;
- La DK 5600 non tiene conto delle difficoltà ad ottenere impianti efficacemente selettivi;
- All'art. 5.3 la DK 5600 afferma: *"Al fine di non provocare interventi intempestivi della protezione di massima corrente della linea MT durante le manovre di richiusura automatica degli interruttori di linea MT ENEL o di messa in servizio dei propri impianti, il cliente non può installare più di due trasformatori di taglia pari ai limiti indicati in tabella con sbarre BT separate, altrimenti dovrà prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Nei casi in cui l'impianto del cliente non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, sarà necessario prevederne l'alimentazione mediante linea dedicata personalizzando la taratura della protezione di massima corrente"*. Poiché le protezioni Enel non sono in grado di effettuare la discriminazione tra inrush current e corrente di corto circuito, il cliente è obbligato dopo un distacco Enel a reinserire i suoi trasformatori in tempi diversi; questo può essere accettato dal cliente se il suo impianto è nuovo in quanto può predisporre una distribuzione dei carichi sulle varie macchine a secondo della loro

priorità di reinserzione; per un impianto vecchio questo può comportare dei grossi problemi. L'alimentazione mediante linea dedicata può non essere possibile e comunque se fattibile comporta degli oneri pesanti per il cliente. Basterebbe che l'Enel prevedesse le sue protezioni di massima corrente in grado di distinguere l' inrush current (con alto contenuto di seconda armonica) da una corrente di corto circuito o più semplicemente alzasse le soglie di cabina primaria.

- L'eccessivo peso dato alla guida CEI 11-35, richiamata dalla delibera 247/04 quasi come fosse una norma. A questo punto, allora, si chiede ANIE, perché non far evolvere la guida verso una norma?