



POLITECNICO DI TORINO



Salvatore Lucifora
Matricola 111149

AFFIDABILITA' E QUALITA' DEL SERVIZIO ELETTRICO PER UTENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE

Ingegneria Elettrica a distanza
Anno Accademico 2007-2008

Premessa

Negli ultimi anni l'Italia è stata caratterizzata da un incremento dei consumi di energia elettrica sia nel settore industriale che nel settore terziario, inoltre si è riscontrato, grazie allo sviluppo tecnologico, un aumento sostanziale degli utilizzatori che fruttano componenti elettronici molto sensibili, come vedremo, ai disturbi della rete in grado di provocare mal funzionamenti o addirittura la rottura di tali componenti.

Un altro cambiamento radicale che ha sconvolto il panorama elettrico per quanto riguarda la produzione e la vendita di energia elettrica, è stato la liberalizzazione del mercato che ha portato all'introduzione di soggetti terzi come distributori di energia ,a differenza di quanto capitava in passato, dove questo mercato era gestito interamente da ENEL.

Queste condizioni, cioè una maggiore qualità del servizio e la comparsa di tanti piccoli distributori, ha evidenziato la necessità di avere delle linee guida da seguire per regolare i rapporti tra le varie parti; tale necessità è stata recepita sia da A.E.E.G. che ha emanato le proprie regole in campo legislativo, sia dal CEI che ha stabilito le regole tecniche per uniformare tutte quelle regole che erano state emanate da ogni singolo distributore.

In questo elaborato faremo inizialmente una panoramica sulle principali cause che inficiano la qualità dell'alimentazione, per poi passare ad una analisi dei principali aspetti delle leggi e delle regole tecniche vigenti, evidenziando alcuni problemi e proponendo alcune soluzioni non prese in considerazione da queste.

INDICE

Introduzione

Capitolo 1 – La qualità

- 1.1 Concetto di qualità*
- 1.2 I disturbi*
 - 1.2.1 Armoniche*
 - 1.2.2 Variazioni di tensione e Flicker*
 - 1.2.3 Buchi di tensione*
 - 1.2.4 Interruzioni*

Capitolo 2 – Legislazione e Normativa tecnica

- 2.1 Panoramica generale*
- 2.2 Delibera A.E.E.G. 333/07*
- 2.3 Delibera A.E.E.G. 33/08*
- 2.4 CEI-016 Norma tecnica di riferimento*
 - 2.4.1 Dispositivo generale*
 - 2.4.2 Sistema di protezione generale*
 - 2.4.3 Limite sulla taglia dei trasformatori*
 - 2.4.4 Limite sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori*
 - 2.4.5 Dispositivi d'interfaccia e di generatore per utenti attivi*

Capitolo 3 – Problemi e soluzioni tecniche

- 3.1 Limite sulla taglia*
- 3.2 Massima potenza installabile*
- 3.3 Interruzioni brevi e transitorie*
- 3.4 Approccio per una progettazione coerente*

Capitolo 4 – Conclusioni

1. LA QUALITA'

1.1 Concetto di qualità

In ambito elettrico, **qualità dell'energia** deriva dalla denominazione anglosassone di *Power Quality* definita dal *CIGRE' study Commitee 36* in relazione a due aspetti caratterizzanti la tensione di rete:

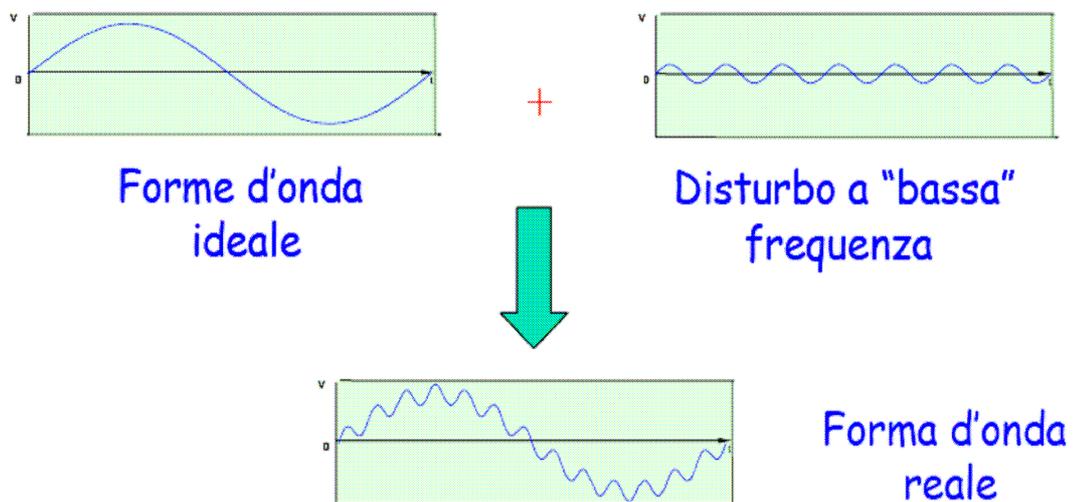
- continuità della tensione, ovvero mancanza di disservizio totale o parziale;
- qualità della tensione, in termini di frequenza, valore efficace e forma d'onda.

La *Voltage Continuity* è un aspetto molto importante in sede di prestazioni richieste dagli utenti alla rete di alimentazione elettrica. Uno stabilimento che lavora senza pause e utilizza macchine con procedure d'avviamento costose richiederà una continua fornitura di energia quindi anche solo una momentanea e breve interruzione della rete di alimentazione comporterà un danno economico rilevante.

Per quanto riguarda la *Voltage Quality* si intende la vicinanza della forma d'onda reale a quella ideale. In pratica tale caratteristica della tensione riguarda la presenza dei disturbi, eventi che modificano il regime ideale preesistente in rete. Si valutano frequenza, ampiezza dell'onda fondamentale (valore efficace), contenuto armonico (forma d'onda), correlazione di fase tra le varie tensioni del sistema polifase.

1.2 I disturbi

I disturbi condotti nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica AAT, AT, MT e BT sono alterazioni dell'ampiezza o della forma d'onda della tensione che, prodotti da una sorgente, si propagano lungo una rete di alimentazione, viaggiando sui conduttori di linea e in molti casi anche attraverso i trasformatori, per cui possono spesso trasferirsi tra reti a differente livello di tensione.

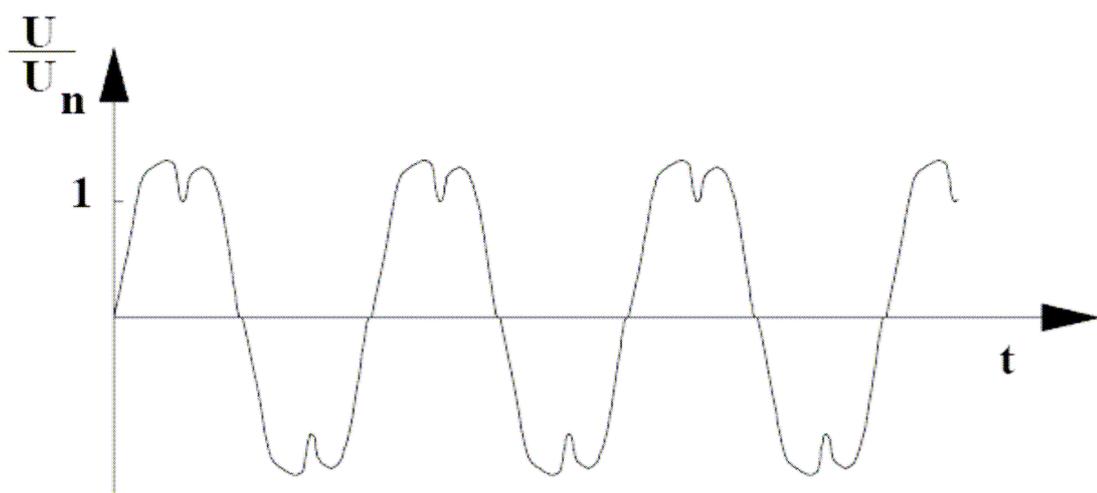


I disturbi considerati sono:

- armoniche;
- variazioni di tensione e flicker;
- buchi di tensione ;
- interruzioni;

1.2.1 Armoniche

Le armoniche sono grandezze sinusoidali con frequenza pari ad un multiplo intero (ordine) della frequenza fondamentale di funzionamento del sistema elettrico, la cui presenza determina una distorsione della forma d'onda sia della tensione sia della corrente di alimentazione.



L
e

Figura 1. 1 *Forma d'onda contenente armoniche*

armoniche presenti in un sistema di distribuzione sono generate in piccola parte dai generatori e per la maggior parte da apparecchi utilizzatori e possono risultare costanti o variare nel tempo (quasi stazionarie, fortemente variabili e transitorie) in base alle condizioni di funzionamento dei singoli apparecchi che le generano e del numero di apparecchi disturbanti attivi in ogni istante.

In un sistema di potenza ideale privo di carichi inquinanti, le forme d'onda di corrente e di tensione sono sinusoidi. In pratica, le correnti non sinusoidali sono presenti quando si applica tensione sinusoidale a dei carichi non lineari.

Qualsiasi forma d'onda periodica può essere scomposta in una sinusoide alla frequenza fondamentale più un certo numero di componenti armoniche a frequenze superiori.

Le armoniche di corrente iniettate in rete dalle varie sorgenti, nel percorrere le impedenze della rete, danno luogo a delle cadute di tensione che provocano la

distorsione della tensione e quindi determinano le armoniche di tensione; alterando la forma d'onda ideale applicata agli utilizzatori.

Le armoniche sono valutate (con riferimento alla tensione):

- ◆ Individualmente mediante la loro ampiezza relativa (U_h) espressa in volt o in % / p.u. della fondamentale (U_1), dove h è l'ordine dell'armonica;
- ◆ Globalmente attraverso il fattore di distorsione totale, calcolato mediante la seguente espressione:

$$THDV = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}{V^2}}.$$

La stessa valutazione vale per le correnti espresse in Arms o in % / p.u. riferite ad una corrente di riferimento.

La valutazione globale della corrente vale:

$$THDI = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}{I^2}}.$$

Le principali sorgenti di correnti armoniche nelle reti sono:

- ◆ carichi commutati elettronicamente: raddrizzatori, convertitori, regolatori in AC, cicloconvertitori, ecc.;
- ◆ carichi con caratteristiche non lineari: apparecchiature a saturazione magnetica, lampade a scarica, forni ad arco, saldatrici ad arco, trasformatori, ecc.;

- ◆ carichi inseriti e disinseriti da organi di manovra: condensatori, filtri e motori a induzione.

Esiste inoltre nelle reti anche una modestissima generazione di tensione armonica dovuta a: generatori, motori e trasformatori.

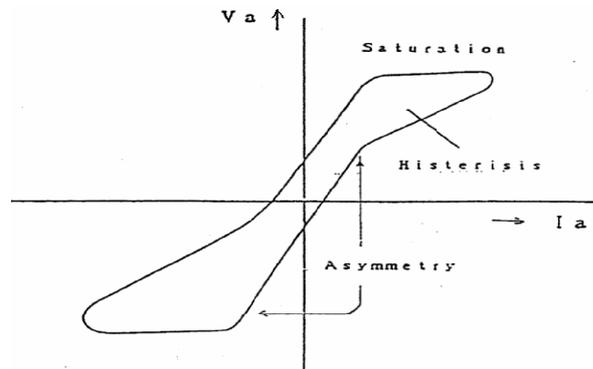
Le prime (raddrizzatori, convertitori, ecc.) sono le maggiori responsabili dell'inquinamento armonico nelle reti.

Queste apparecchiature possono essere suddivise in due grandi famiglie:

- ◆ apparecchiatura di larga diffusione, piccola potenza (con corrente nominale fino a 16 A), generalmente di tipo monofase: queste rappresentano oggi una delle maggiori cause di inquinamento armonico delle reti di distribuzione pubblica, infatti, pur risultando quasi sempre di modesta potenza, il loro numero è alquanto elevato e pure alto è il grado di contemporaneità;
- ◆ apparecchiatura di limitata diffusione (usata da utenti MT e mediamente non più da circa un 5 % degli utenti BT), di potenza superiore alla decina di kW, generalmente di tipo trifase: si riscontrano soprattutto in ambito industriale (variatori di frequenza, ecc).

Le seconde come le lampade a fluorescenza lineari, comunemente denominate anche a scarica tradizionale, distorcono a causa della non linearità dell'arco. L'emissione armonica è alquanto contenuta e generalmente presentano un $THDI \leq 10\%$, con riferimento alla fondamentale della corrente nominale, oppure lampade fluorescenti compatte che funzionano ad alta frequenza e pertanto presentano un piccolo alimentatore a diodi con spianamento capacitivo; l'emissione armonica è decisamente elevata. L'impatto armonico sulla rete in certi casi risulta rilevante, e dipende ovviamente dal continuo incremento nell'utilizzo di tali apparecchi, che si sta sempre più diffondendo grazie al risparmio energetico che questi garantiscono.

I forni ad arco nei quali la saturazione, l'isteresi e l'asimmetria giustificano la presenza di tutti gli ordini armonici come si può notare nella figura della caratteristica tensione- corrente dell'arco.



Ed infine le manovre di trasformatori o altri elementi saturabili che possono presentare forti correnti di inserzione con presenza di tutti gli ordini armonici compresa la componente continua; ovviamente sono fenomeni transitori con durata della decina di secondi o qualche minuto.

Le armoniche generate dalle apparecchiature su trattate causano problemi sia sul sistema di alimentazione sia all'interno dell'impianto. Gli effetti e le soluzioni sono molto diversi e devono essere valutati separatamente; le misure appropriate per limitare gli effetti delle armoniche entro l'impianto non necessariamente riducono la distorsione causata sulla rete e viceversa.

I problemi causati dalle armoniche di corrente coinvolgono principalmente:

- ◆ Il conduttore di neutro in un sistema trifase a stella nel quale sebbene le correnti fondamentali si elidano, le armoniche non lo fanno, infatti le multiple dispari della terza armonica, ovvero le armoniche omeopolari, si sommano nel conduttore di neutro, occorre quindi tenerne conto nel dimensionamento (Sez. Neutro= 1/2 Sez. fase) che se errato peggiora la forma d'onda applicata alle utenze monofasi.
- ◆ I trasformatori, nei quali le perdite per correnti parassite, che rappresentano normalmente circa il 1% della perdita totale a pieno carico, aumentano col quadrato dell'ordine armonico. Questo porta ad una temperatura molto più alta e ad una vita attesa molto più breve.

-
- ◆ Interruttori differenziali, i quali agiscono sommando la corrente che scorre nelle fasi e nel neutro e, se il risultato non è entro un certo limite stabilito, interrompono l'alimentazione al carico. Essi infatti possono intervenire in modo intempestivo anche in assenza di guasto.
 - ◆ L'intervento intempestivo si manifesta, anche se meno frequentemente come sovraccarico sugli interruttori magnetotermici modulari (MCB) ed è dovuto all'effetto termico (I^2t) maggiore di quello previsto dal calcolo a frequenza industriale, a causa della presenza di armoniche di corrente.

Poiché la rete ha un'impedenza caratteristica, le armoniche di corrente del carico danno luogo ad una distorsione armonica di tensione.

La forma d'onda della tensione che ne risulta è applicata a tutti gli altri carichi connessi allo stesso circuito, determinando le correnti armoniche, anche se sono carichi lineari.

I principali problemi causati dalle armoniche di tensione coinvolgono:

- ◆ I motori ad induzione nei quali la distorsione armonica della tensione causa maggiori perdite, allo stesso modo visto per i trasformatori. Le perdite addizionali si manifestano a causa della generazione di campi armonici nello statore, ognuno dei quali cerca di far ruotare il motore ad una velocità differente, sia in avanti sia indietro. Le correnti ad alta frequenza indotte nel rotore aumentano ulteriormente le perdite.
- ◆ I convertitori elettronici, i quali individuano il punto in cui la tensione di alimentazione attraversa l'asse dei tempi per determinare l'istante di conduzione. Quando sono presenti armoniche o transitori sull'alimentazione, il passaggio per lo zero diventa più difficile da identificare, conducendo ad un'operazione errata. Infatti, in casi particolari si possono riscontrare passaggi per lo zero per ogni semiperiodo con evidenti mal funzionamenti e disservizi degli impianti sotesi.

Quando l'utenza è interessata da una corrente armonica proveniente dall'alimentazione ha luogo una caduta di tensione armonica proporzionale all'impedenza di rete al punto di consegna e alla corrente. Dal momento che la rete di alimentazione è generalmente induttiva, la sua impedenza caratteristica è più alta a frequenze elevate. Naturalmente la tensione al punto di consegna è già distorta dalle armoniche di corrente iniettate da altri utenti e dalla distorsione introdotta dai trasformatori ed ogni consumatore fornisce il proprio contributo addizionale.

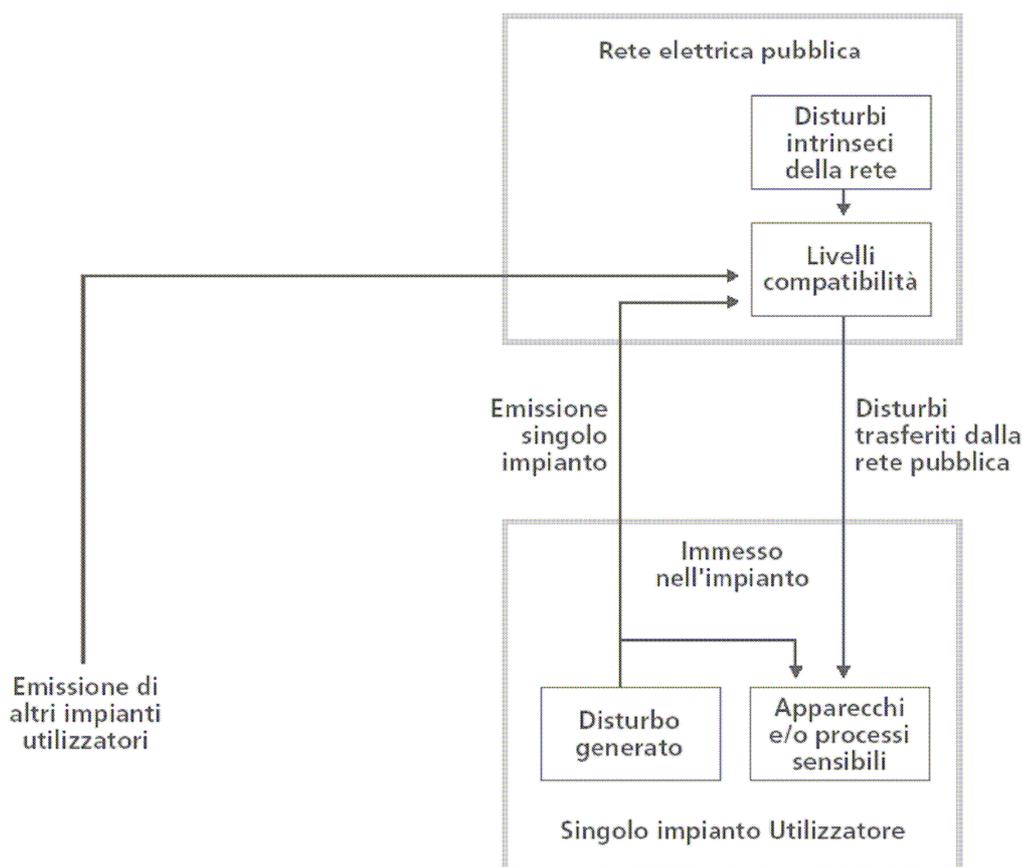
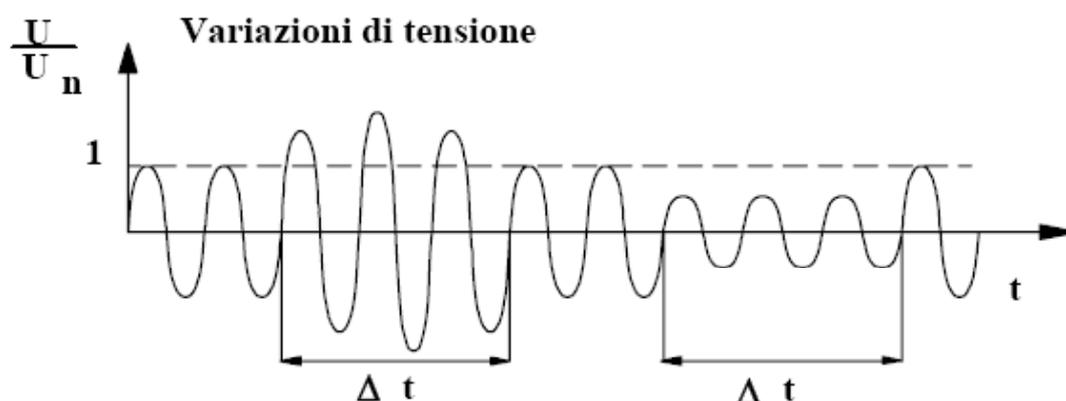


Figura 1. 2 Schema propagazione disturbi

Chiaramente non si può permettere agli utenti di aggiungere disturbi al sistema a discapito di altri clienti, a tale scopo sono state definite delle regole tecniche da parte degli enti legislativi e normativi che limitano l'ampiezza della corrente armonica che si può introdurre in rete come la CEI EN 50160.

1.2.2 Variazioni di tensione e Flicker

Le variazioni di tensione possono essere classificate in due gruppi: **lente** e **rapide**.

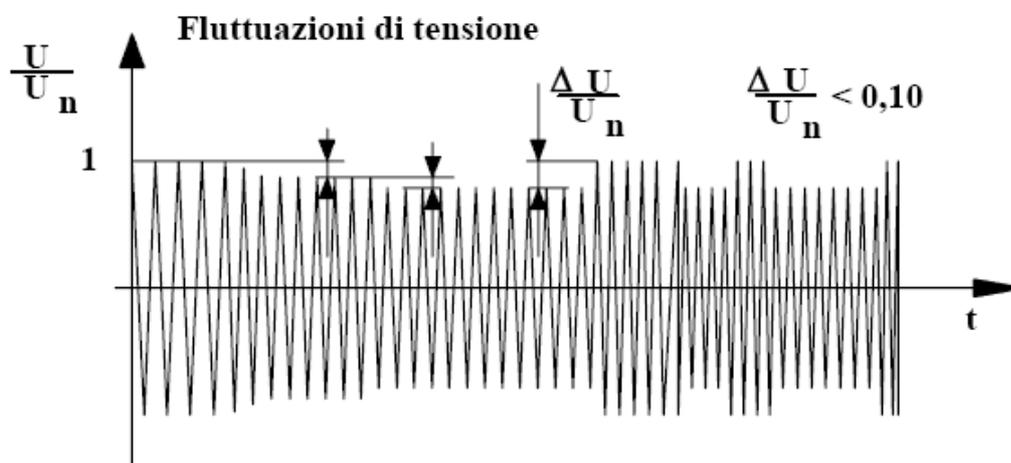


Le **variazioni lente** sono deviazioni «medie» dal valore nominale dell'ampiezza della tensione di consegna entro una fascia predefinita (per esempio del $\pm 10\%$ limite definito dalle normative vigenti e applicato nei contratti tra distributore e cliente) rispetto alla tensione dichiarata; esse sono determinate dalla variazione lenta dei carichi e dalla corrispondente azione di regolazione effettuata dai variatori sotto carico dei trasformatori.

Il tempo in cui si verifica la variazione è, come minimo, dell'ordine della decina di secondi.

Le **variazioni rapide** sono abbassamenti (o aumenti) bruschi di qualche per cento della tensione preesistente, generalmente seguiti, se abbassamenti, da un ritorno (a rampa o di altra forma) ad un valore intermedio tra quello preesistente e tra il minimo raggiunto.

Tali variazioni sono generalmente causate dalla variazione dei carichi utente (partenza motori in particolare), dal funzionamento di carichi con ciclo operativo particolarmente variabile e in qualche caso da manovre in rete (linee, trasformatori, inserzione e disinserzione di condensatori, ecc.).



Il **flicker** invece è originato dalla **fluttuazione** della tensione. Si definisce fluttuazione di tensione una serie di variazioni rapide (uguali o diverse) della tensione.

Fluttuazioni di tensione che presentano frequenze di modulazione del 50 Hz, comprese tra 0.5 e 40 Hz, danno origine al fenomeno del flicker (sfarfallio), ovvero della sensazione visiva provocata dalle fluttuazioni dell'intensità di illuminazione delle lampade.

Oltre una certa soglia il flicker diventa molesto e il fastidio cresce molto rapidamente con l'ampiezza della fluttuazione.

In sede internazionale si è posto il problema di misurare il flicker in modo oggettivo, attraverso uno strumento che, collegato ad una rete soggetta a fluttuazioni di tensione, indichi il livello della sensazione visiva che il soggetto umano avvertirebbe, se una lampada di riferimento (230 V, 60 W) fosse alimentata dalla rete in questione; questo strumento è detto "flickermetro".

La definizione di flicker data dal vocabolario elettrotecnico internazionale (International Electrotechnical Vocabulary: IEC 161-08-13) è la seguente: *«impressione di instabilità della sensazione visiva indotta da stimoli di luce la cui luminosità o distribuzione spettrale fluttua con il tempo»*.

Le due grandezze d'ordine pratico, che di fatto sono le sole utilizzate nell'esprimere i livelli di flicker nelle reti, fornite dal flickermetro attraverso l'elaborazione «on line» della sensazione istantanea del flicker sono le seguenti:

- ◆ indicatore della severità di flicker a breve termine, riferita ad un tempo di 10 minuti, denominato P_{st} ;
- ◆ indicatore della severità di flicker a lungo termine, riferita ad un tempo di 2 ore, denominato P_{lt} .

Le quantità di base fornite dal flickermetro sono espresse nelle unità seguenti:

- ◆ sensazione istantanea del flicker: in per unità (p.u.) della soglia di percettibilità del flicker;
- ◆ indici della severità del flicker: in per unità (p.u.) della soglia di irritabilità del flicker.

Le fluttuazioni di tensione e il flicker sono prodotte dalla variazione dei carichi e in particolare da quelli industriali come per esempio nelle acciaierie nel processo di fusione del metallo con l'inserzione di elettrodi .

Il flicker può essere originato anche dall'effetto combinato di una popolazione di carichi connessi allo stesso sistema di distribuzione, anche se ogni singolo carico preso individualmente non origina flicker.

E' importante evidenziare che i carichi industriali con propensione a generare flicker generalmente influenzano un numero alto di consumatori, mentre quelli domestici/terziari influenzano un numero limitato di consumatori.

1.2.3 Buchi di tensione

Un buco di tensione è una riduzione momentanea, o un crollo completo, del valore efficace della tensione. E' definito in termini di durata e di ampiezza, solitamente espressa come percentuale della tensione nominale misurata nel punto di minimo durante un buco.

Buco di tensione significa che non viene fornita al carico l'energia richiesta e ciò può avere serie conseguenze che dipendono dal tipo di carico coinvolto.

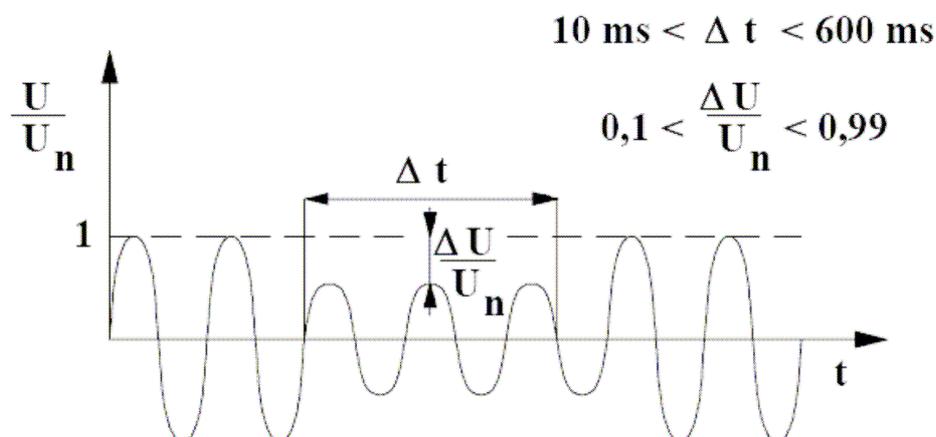


Figura 1. 3 Buchi di tensione

Le cause principali dei buchi di tensione sono due e precisamente: l'avviamento di grossi carichi sull'utenza interessata e guasti su altri rami della rete a cui l'utente è sotteso.

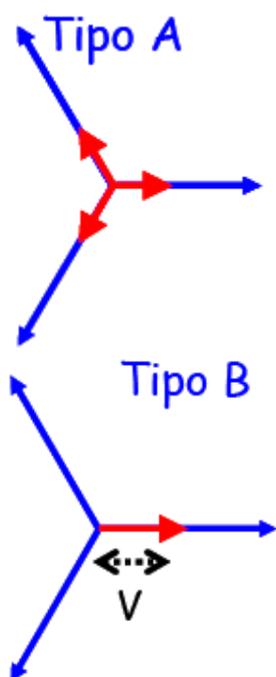
Quando si avviano grossi carichi, la corrente di avviamento può essere molto maggiore della corrente assorbita a regime. Dal momento che la linea di alimentazione ed il cablaggio dell'impianto sono dimensionati per una corrente di funzionamento a regime, l'elevata corrente iniziale causa una caduta di tensione sia sulla rete sia sull'impianto. Il contraccolpo dell'effetto dipende da quanto «forte» è la rete, cioè quanto è bassa l'impedenza al punto di consegna e dall'impedenza equivalente dell'installazione. I buchi causati dalle correnti di spunto sono caratterizzati dal fatto di essere meno profondi e più lunghi di quelli causati da guasti di rete.

La criticità di un buco di tensione nei confronti di un impianto dipende dalla tipologia della rete stessa e dalle relative impedenze di guasto, del carico e dei generatori.

La durata del buco dipende dal tempo necessario alle protezioni per rilevare ed isolare il guasto ed è di solito dell'ordine di poche centinaia di millisecondi. Dal momento che i guasti possono essere transitori, per esempio quando sono causati

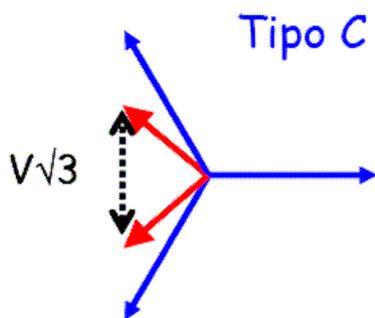
da un ramo d'albero che cade su una linea, possono estinguersi molto velocemente. Se il circuito dovesse essere privo di organismi di protezione, allora gli utenti alimentati dalla stessa linea subirebbero un black-out fino all'intervento tecnico sulla linea. Gli interruttori a richiusura automatica possono aiutare a migliorare la situazione, ma causano anche un aumento del numero di buchi. In genere questi dispositivi effettuano una la richiusura del circuito in breve tempo (0.3 s) dopo l'intervento delle protezioni e se il guasto si mantiene una seconda richiusura dopo 3 s, se il gusto continua a permanere il circuito rimane aperto e occorre effettuare un sopralluogo tecnico per verificare ed eliminare le cause del guasto. I carichi su quel circuito vedono un buco del 100% tra l'apertura e la richiusura mentre altri carichi vedono un buco meno profondo e di durata inferiore tra il momento in cui si è verificato il guasto e quello in cui è stato eliminato. Ogni volta che l'interruttore automatico richiude una linea guasta si genera un buco, cosicché altri utenti possono subire l'effetto di diversi buchi in successione.

I buchi di tensione possono essere classificati in 4 tipi, indicati con le lettere da A a D,:

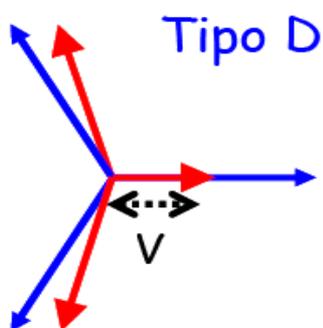


Tipo A. E' dovuto ad un guasto trifase: l'ampiezza della tensione decresce ugualmente su tutte le fasi e non vi sono sfasamenti. Questo tipo si mantiene invariato quando il buco si propaga ad altri livelli di tensione.

Tipo B. Diminuisce la tensione di una sola fase, mentre le altre due rimangono invariate. Questo si verifica per un carico collegato a stella soggetto ad un guasto monofase, quando non vi sia un trasformatore tra il carico e il guasto.

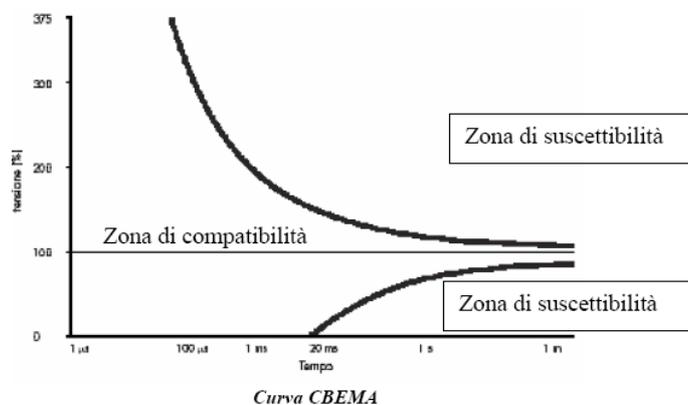


Tipo C. Questo è il buco che viene sentito da un carico connesso a stella in seguito ad un guasto bifase senza trasformatori tra questi due punti: la tensione su una fase rimane invariata, mentre i fasori delle altre due tensioni si muovono uno verso l'altro.



Tipo D. Questo buco è caratteristico di un carico collegato a triangolo affetto da un guasto bifase. Tutte le tensioni di fase variano rispetto a quelle che si hanno prima del guasto. Questa situazione si ha per un carico collegato a stella senza trasformatore tra il carico e il guasto.

Il problema dei buchi di tensione è stato messo in evidenza con l'introduzione dei computer, i primi centri subivano guasti apparentemente aleatori che comportavano un considerevole sforzo all'assistenza. Il processo di apprendimento ha dato origine allo sviluppo della curva del Computer and Business Equipment Manufacturers Association (CBEMA).



Gli alimentatori delle apparecchiature elettroniche, come quelli usati nei personal computer (PC) e nei controllori logici programmabili (PLC), impiegano un condensatore di livellamento per smorzare i picchi dei raddrizzatori a ponte, così da essere relativamente insensibili ai buchi di breve durata. Maggiore è la capacità del condensatore maggiore è la differenza tra la tensione immagazzinata dal condensatore e quella minima richiesta affinché i convertitori possano operare, migliore sarà l'insensibilità ai buchi.

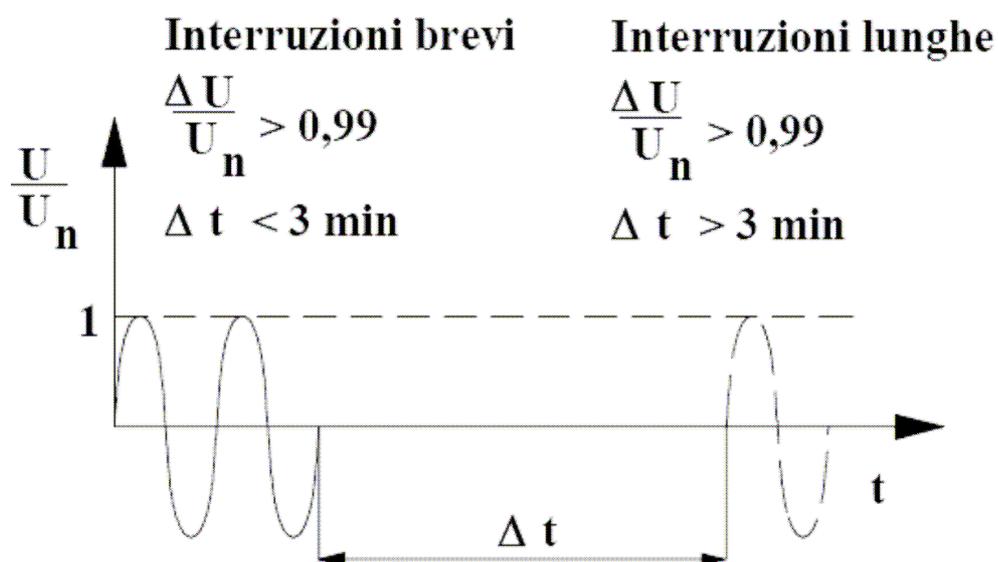
Gli azionamenti a velocità variabile possono essere danneggiati di buchi di tensione e sono solitamente provvisti di sensori di minima tensione che intervengono per riduzioni dal 15 al 30% rispetto alla tensione nominale.

I motori ad induzione hanno un'inerzia tale da poter sostenere il carico durante un breve buco, generando energia mentre rallentano. Questa energia deve essere ripristinata quando il motore accelera di nuovo e, se la velocità si è ridotta a meno del 95%, verrà richiesta quasi l'intera corrente di spunto. Dal momento che tutti i motori si avviano contemporaneamente, ciò può essere causa di ulteriori problemi. Anche i relè ed i contattori sono sensibili ai buchi di tensione e spesso possono essere l'anello più debole del sistema. È stato verificato che un dispositivo può sganciarsi durante un buco anche quando la tensione che permane è più alta della tensione minima di ritenuta in condizioni di regime. L'insensibilità ai buchi di tensione di un contattore dipende non solo dalla tensione misurata e dalla durata, ma anche dall'istante in cui avviene il buco, rendendo l'effetto minore in prossimità del picco.

Le lampade a scarica in sodio necessitano di una tensione di accensione molto più alta quando sono calde che quando sono fredde, così una lampada calda può non riaccendersi dopo un buco. La maggior parte delle applicazioni e dei sistemi comprende uno o più degli elementi descritti sopra e quindi sarà soggetta a problemi se sottoposta a buchi.

1.2.4 Interruzioni

Secondo la definizione data da A.E.E.G (Autorità per l'energia elettrica e il gas) un'interruzione è la condizione nella quale la tensione sul punto di consegna dell'energia elettrica per un cliente finale è inferiore all'1% della tensione dichiarata.



Esse In base alla normativa italiana ed in particolare alla norma CEI 50160 vengono suddivise in:

- ◆ Interruzioni programmate: quando gli utenti sono stati preventivamente avvertiti, per permettere l'esecuzione dei lavori programmati sul sistema di distribuzione;
- ◆ Interruzioni accidentali: causate da guasti transitori o permanenti: principalmente legati ad eventi esterni, a guasti di apparecchiature o ad interferenze di terzi.

Un'interruzione accidentale è classificata come:

- transitoria (durata inferiore ad un secondo);
- breve (durata fino a 3 minuti) causata da un guasto transitorio;
- lunga (durata maggiore di 3 minuti) causata da guasto permanente.

L'effetto delle variazioni di tensione si fa sentire principalmente nei seguenti soggetti industriali:

- motori asincroni alimentati direttamente alla frequenza industriale (riduzione di coppia e correnti di riaccelerazione a seguito del ritorno di corrente);
- calcolatori, PLC, processori etc. (possono venire meno le funzioni principali di tali apparecchiature);
- sistemi di controllo;
- azionamenti elettrici;
- illuminazione (particolarmente nelle lampade a scarica);
- relè di protezione e controllo.

La principale causa delle interruzioni della fornitura di energia elettrica è la perdita dell'isolamento dei dispositivi dei sistemi di potenza e dei cavi elettrici.

Nella maggior parte dei casi l'effetto del guasto consiste nel provocare una corrente di corto circuito che deve essere eliminata sconnettendo dal sistema il componente difettoso.

Le cause di guasto possono essere classificate in due categorie: esterne o interne. Nel primo caso le cause di guasto sono naturali o accidentali e sono indipendenti dall'impianto di generazione della potenza; nel secondo caso l'origine del guasto è interno al sistema. Tra le cause esterne si possono menzionare:

- condizioni climatiche (fulminazioni, tempeste, nebbia, gelo o neve, ...) che sono la principale causa dei guasti delle linee aeree; la sola fulminazione è responsabile del 30-50% dei guasti sulle linee;

- cause varie ed accidentali: contatto temporaneo con corpi estranei (paglia, fieno, rami di alberi, uccelli, ecc.), collisione di veicoli contro pali di linee, danni di cavi sotterranei provocati da scavatrici.

Statisticamente il 40% dei guasti dei cavi è dovuto a danni meccanici.

Le cause interne di guasti sono principalmente dovute alla perdita dell'isolamento delle linee, dei cavi, dei trasformatori, dei sezionatori ecc.

Altre cause sono imputabili a mal funzionamenti delle protezioni o ad errori umani.

Come accennato prima le interruzioni ed in particolare quelle brevi possono comportare interventi intempestivi dei relè di minima tensione, irregolarità nel funzionamento dei motori, mal funzionamenti di apparati elettronici digitali, spegnimento di lampade a scarica con ritardo di riaccensione. Le conseguenze dei buchi di tensione e delle interruzioni brevi sono molto variabili, a seconda della tipologia degli impianti elettrici e delle singole apparecchiature, nonché dal processo produttivo ed in particolare del grado di integrazione dell'automazione.

Per quanto riguarda i motori asincroni, un'interruzione breve produce un rallentamento e, al ripristino della tensione, la coppia corrispondente al regime attuale di rotazione può risultare, nel caso più sfavorevole, inferiore alla coppia resistente del carico meccanico, per cui il motore si arresta. Inoltre il rallentamento iniziale può provocare difetti di lavorazione, nel caso di motori che azionano macchine utensili.

I motori sincroni subiscono gli stessi effetti dei motori asincroni, tuttavia essi sono generalmente di grossa taglia e quindi presentano un'inerzia elevata. Il riavviamento di un motore sincrono viene effettuato però in modo molto più complesso.

2. LEGISLAZIONE E NORMATIVE TECNICA

2.1 Panoramica generale

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano è stato avviato con l'emanazione del decreto legislativo n. 79/99, "Decreto Bersani", che ha recepito nel nostro ordinamento la Direttiva Comunitaria 96/92/CEE. L'entrata in vigore di questo decreto ha rivoluzionato l'assetto del settore, che fino ad allora era stato caratterizzato da un unico grande operatore nazionale, ENEL, e da alcune aziende di dimensione locale generalmente municipalizzate. Nel nuovo ordinamento la produzione, l'importazione, la vendita e l'acquisto di energia elettrica sono attività libere e questo genera la graduale apertura alla concorrenza dei mercati elettrici.

In particolare, per quanto riguarda la produzione di energia elettrica il decreto ha stabilito che, per favorire la crescita di un regime di concorrenza, a partire dal 1° gennaio 2003 nessun soggetto possa produrre o importare – direttamente o indirettamente – più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia.

Il decreto ha consentito di svolgere l'attività di vendita a chiunque abbia disponibilità di energia. Con la liberalizzazione è, inoltre, stata introdotta nel libero mercato la nuova figura del grossista, o trader, che acquista elettricità all'ingrosso per rivenderla ai clienti finali senza svolgere le altre attività della filiera.



Figura 2. 1 Schema organizzazione mercato energia

Dal lato della domanda, invece, il decreto ha introdotto la suddivisione dei clienti in “clienti idonei” - ammessi ad acquistare energia elettrica nel libero mercato – e “clienti vincolati” che non rientrano nei parametri di consumo previsti nelle soglie di idoneità e che, pertanto, possono acquistare energia elettrica solo dal distributore che esercita il servizio nell’area di appartenenza. Le attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica sono rimaste riservate allo Stato ed attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale GRTN, soggetto pubblico costituito nella forma di SpA. Il GRTN aggiorna annualmente, in base all’attuazione degli interventi riportati nel Piano triennale di sviluppo, l’ambito della rete determinato inizialmente con decreto del Ministro delle Attività Produttive.

La complessità del settore ha reso necessario, soprattutto in questa fase di sviluppo, il ruolo di un regolatore autonomo e indipendente che ne salvaguardi la corretta evoluzione. E’ questo il compito dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (**AEEG**) istituita con la legge n. 481 del 14 novembre 1995. I suoi poteri di regolazione settoriale fanno riferimento alla determinazione delle tariffe, dei livelli di qualità dei servizi in cui il mercato non sarebbe in grado di garantire l’interesse di utenti e consumatori a causa di vincoli tecnici, legali o altre restrizioni che limitano il normale funzionamento dei meccanismi concorrenziali. Inoltre per garantire la coerenza di provvedimenti e disposizioni nel completamento del processo di liberalizzazione, è stata necessaria la stesura di un quadro normativo nazionale.

Sia il legislatore **A.E.E.G** che il **C.E.I** (Comitato elettrotecnico Italiano) hanno già provveduto ad emanare alcuni provvedimenti significativi, ma ancora molte questioni richiedono una risposta coerente ed efficace.

In questo capitolo riporteremo i punti salienti dei provvedimenti emanati da questi organismi e attualmente in vigore

2.2 Delibera A.E.E.G. 333/07

Con questa delibera A.E.E.G (autorità per l'energia elettrica e per il gas) pubblicata il 27 dicembre del 2007, vengono stabilite le regole relativi ai servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, per il periodo che 2008-2011.

Nell'allegato A della suddetta delibera vengono definiti gli indicatori di continuità del servizio, livelli specifici di continuità, gli obblighi e le sanzioni riferite sia al distributore che al cliente.

Gli indicatori di continuità del servizio, riferiti all'anno solare sono due ed in particolare:

- Il numero di interruzioni per cliente, per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie.

Questo viene calcolato tramite la formula:

$$\text{NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

Dove: U_i è il numero di clienti coinvolti nell' i -esima interruzione considerata
 U_{tot} è il numero totale dei clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

La sommatoria indica il considerare tutte le n interruzioni accadute durante l'anno solare.

- La durata complessiva di interruzione per cliente, calcolato solo per le interruzioni con preavviso e per quelle lunghe senza preavviso.

Esso viene ricavato dalla formula:

$$\text{DURATA COMPLESSIVA INTERRUZIONE} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} * t_{i,j})}{U_{tot}}$$

Dove: $U_{i,j}$ è il numero di clienti coinvolti nell' i-esima interruzione considerata e appartenenti al j-esimo gruppo di clientela affetto dalla stessa durata di interruzione.

U_{tot} è il numero totale dei clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

$t_{i,j}$ è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di clienti

Le sommatorie indicano il considerare tutte le n interruzioni accadute durante l'anno solare e tutti gli m gruppi di utenti affetti dalla stessa durata delle interruzioni.

Questi indicatori vengono calcolati e comunicati dall'impresa distributrice annualmente per i clienti BT ed MT in base all'ambito territoriale.

L'ambito territoriale viene definito dalla stessa autorità come l'insieme delle aree territoriali servite dalla stessa impresa distributrice all'interno di una stessa provincia e aventi lo stesso grado di concentrazione, il quale può avere tre livelli definiti come:

- A) Alta concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50000 abitanti.

- B) Media concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5000 abitanti e non superiore a 50000 abitanti.
- C) Bassa concentrazione : territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5000 abitanti.

Per quanto riguarda gli indicatori di qualità per i clienti alimentati in media tensione sono stati definiti dei livelli specifici di continuità relativi esclusivamente al numero massimo annuale di interruzioni lunghe senza preavviso suddivisi in base agli ambiti territoriali in questo modo:

- ◆ Alta concentrazione: **3** interruzioni per gli anni 2008-2009 e **2** per gli anni 2010-2011;
- ◆ Media concentrazione: **4** interruzioni per gli anni 2008-2009 e **3** per gli anni 2010-2011;
- ◆ Bassa concentrazione: **5** interruzione per gli anni 2008-2009 e **4** per gli anni 2010-2011

Sono escluse le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore e a cause esterne; e quelle causate dal cliente interessato, e inoltre sono escluse quelle iniziate entro sessanta minuti dalla conclusione di una precedente interruzione senza preavviso lunga, anche aventi origini e cause diverse.

In caso che un'impresa distributrice non rispetti questi livelli specifici, sarà tenuta a pagare per ogni cliente alimentato in media tensione una penale che verrà corrisposta, ad ogni singolo cliente che abbia documentato per il medesimo anno il rispetto dei requisiti tecnici, sotto forma di indennizzo automatico detratto dalla prima fatturazione utile.

L'indennizzo automatico viene calcolato secondo la seguente formula:

$$P = \sum_{i=s+1}^{\min(w*s;n)} (V_p \times PMI_i)$$

Dove: w è il parametro che fissa il tetto massimo al numero di interruzioni

penalizzabili, che assume valore 2 per gli anni 2008-2009 e valore 3 per gli anni 2010-2011;

n è il numero di interruzioni per le quali non vengono rispettati i livelli specifici;

s è il livello specifico di continuità

PMI_i è la potenza media interrotta del cliente espressa in kW e determinata convenzionalmente come il 70% della potenza disponibile per gli utenti passivi, e come la potenza effettivamente immessa in rete al momento dell'interruzione per gli utenti attivi;

V_p è un parametro espresso in €/kW e che assume i valori indicati in tabella;

Clienti o altre utenze MT	V_p [euro/kW]
- potenza media interrotta fino a 500 kW	2,5
- ulteriore potenza media interrotta oltre 500 kW	2

Inoltre l'impresa distributrice dovrà dare un rimborso al cliente nel caso in cui non rispetti gli standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione e che possono essere riassunti come nella tabella seguente.

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale per clienti BT e MT	Standard per clienti BT [ore]	Standard per clienti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	12	6
	• Bassa concentrazione	16	8
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

A titolo d'esempio si riporta un calcolo numerico per un cliente con le seguenti caratteristiche:

- ◆ Potenza nominale: 1000 kW
- ◆ Ambito territoriale ad alta concentrazione: limite di 3 interruzioni

Se non viene rispettato il limite di interruzione all'anno il cliente riceve un indennizzo pari a:

$$PMI=1000 \times 70\%=700 \text{ kW}$$

Utilizzando la tabella che indica i valori di V_p avremo:

$$I=(500 \text{ kW} \times 2.5 \text{ €/kW}) + (200 \text{ kW} \times 2 \text{ €/kW})= 1650 \text{ €/it.}$$

Per un massimo di 3 interruzioni.

Il cliente finale è tutelato dalle regole che abbiamo visto fin qui, ma l'autorità in questa delibera stabilisce delle regole che devono essere rispettate dall'utente ed in particolare definisce dei requisiti tecnici per avere accesso all'indennizzo automatico e che dovranno essere opportunamente certificati tramite la presentazione della "dichiarazione di adeguatezza" che vedremo più avanti in questo capitolo.

I principali requisiti tecnici a cui L'A.E.E.G. fa riferimento sono:

- ◆ Dispositivo generale (DG) che deve essere realizzato mediante un sistema composto da un sezionatore e un interruttore o tramite un interruttore di tipo estraibile. Questo dispositivo e quello di collegare fisicamente l'impianto utente con l'impianto di consegna del distributore.
- ◆ Protezioni generali (PG) che devono essere in grado di comandare l'apertura del dispositivo generale in caso di guasti polifasi (protezione di massima corrente) e in caso di guasti monofasi a terra (massima corrente omopolare o direzionale di terra) in conformità allo stato di esercizio del neutro che può essere isolato o compensato.

- ◆ Tarature delle protezioni generali effettuate secondo il criterio di selettività e in base a quanto comunicato dall'impresa distributrice.

La realizzazione di tali requisiti tecnici deve essere effettuata a carico dei clienti secondo le specifiche norme tecniche indicate dal distributore e applicate sulla base dell'attuale normativa del CEI per i clienti MT ed AT (CEI 016).

Qualora un cliente non rispetti i requisiti tecnici suddetti o non presenti la dichiarazione di adeguatezza o, ancora, a fronte di eventuali controlli si riscontri la non rispondenza dell'impianto ai requisiti tecnici, è tenuto a versare una penale che viene corrisposta all'impresa distributrice sotto forma di pro-quota al giorno e verrà sospesa solo in caso di adeguamento di presentazione della dichiarazione da parte dell'utente.

Tale penale chiamata "Corrispettivo tariffario specifico" (CTS) viene calcolato, su base annua come:

$$CTS = (K + H * E_i/P_i) * F$$

Dove: **K** è una quota fissa pari a 1 €/giorno per ogni giorno di connessione attiva.

H è una quota variabile in relazione alle ore di utilizzo, pari a 0,15€/ora ; **E_i/P_i** è la stima ,per ciascun cliente *i*, delle ore di utilizzo, data dal rapporto dall'energia consumata e la potenza disponibile, riferito all'anno precedente.

F è un parametro che vale **1** fino al 31 dicembre 2008, e che invece dal 2009 varrà **1** per gli utenti con una potenza complessiva impegnata pari o inferiore a 400 kW e varrà:

$$\min \{1 + [(P_i - 400)/400]^{1/2} ; 3,5\}$$

ovvero al minimo valore tra **3,5** ed il risultato della formula sopra per gli utenti che hanno una potenza impegnata **P_i** superiore a 400 kW.

Nei paragrafi successivi saranno riportati i campi di applicazione delle regole descritte qui e verranno messe in evidenza le principali regole imposte dalle attuali regole tecniche.

2.3 Delibera A.E.E.G. 33/08

Con la delibera 33/08 l'autorità ha innanzitutto stabilito la regola tecnica di riferimento, ovvero la norma CEI 016 che vedremo nel paragrafo successivo, ed inoltre ha regolarizzato le modalità per l'eventuale richiesta di deroghe alla regola tecnica di riferimento, infatti le imprese distributrici hanno facoltà di presentare richieste di deroga su specifici aspetti puntuali e con esigenze debitamente motivate, indicando sia gli interventi che l'impresa intende effettuare per risolvere i problemi relativi all'aspetto per cui richiede la deroga, sia il tempo necessario per il quale la deroga abbia valore e comunque non superiore a 10 anni.

Accolta la domanda da parte dell'impresa distributtrice l'autorità può accettare o meno la deroga.

In caso di accettazione l'impresa distributtrice sarà tenuta a pubblicare la propria regola tecnica di connessione, ovvero modificando quella di riferimento con la deroga accettata, che comunque entrerà in vigore a partire dal 1 settembre 2008.

Per quanto riguarda invece l'applicazione di tali regole tecniche di connessione viene stabilito che esse vengono applicate in modo integrale nei seguenti casi:

- ◆ Richieste di nuove connessioni;
- ◆ Spostamento fisico del punto di consegna anche se all'interno della stessa proprietà dell'utente;

Invece vengono applicate in modo parziale principalmente nei seguenti casi:

- ◆ Quando avviene un subentro a seguito di un fuori servizio dell'impianto di connessione superiore ad un anno, in questo caso l'utente è tenuto l'applicazione della regola tecnica solo negli aspetti riguardanti dispositivo e protezioni generali.
- ◆ Quando vengono sostituiti il dispositivo generale o la protezione generale, i quali devono corrispondere alle specifiche tecniche.
- ◆ In caso di aggiunta di nuovi trasformatori, i quali fanno superare il limite massimo di macchine energizzabili, l'utente dovrà provvedere all'installazione di opportune apparecchiature che ne impediscano la contemporanea messa in servizio.
- ◆ In caso di aggiunta di trasformatori in parallelo ad altri già esistenti, bisognerà tenere presente i limiti imposti dalle regole tecniche.
- ◆ Quando avviene un aumento sostanziale della rete in media tensione dell'utente tale da far superare le soglie precedentemente impostate, in questo caso bisognerà installare una protezione direzionale per guasto a terra conforme alle RTC.
- ◆ Ed infine nel caso di cambio dello stato del neutro da parte dell'impresa distributrice, tale nuovo assetto di rete richiede un adeguamento delle protezioni dell'utente.

2.4 CEI – 016 Norma tecnica di riferimento

La norma CEI 016 emanata dal Comitato Elettrotecnico italiano ed entrata in vigore il 28 febbraio 2008, rappresenta l'insieme delle regole tecniche di connessione di riferimento.

Essa, come abbiamo visto nel paragrafo precedente, potrà subire delle modifiche tramite l'applicazione delle deroghe accettate dalla A.E.E.G.

Qui riporteremo le principali regole e requisiti tecnici che l'impianto utente alimentato in media tensione deve avere per poter essere dichiarato adeguato e quindi poter usufruire degli indennizzi automatici.

In particolare verrà fatta attenzione alle regole riguardanti:

- ◆ Dispositivo generale
- ◆ Protezioni generali
- ◆ Limite sulla taglia dei trasformatori
- ◆ Limite sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati
- ◆ Dispositivi di interfaccia e di generatore per utenti attivi

2.4.1 Dispositivo generale

Il dispositivo generale, ovvero l'apparecchiatura di manovra la cui apertura assicuri la separazione dell'intero impianto dell'utente dalla rete, può essere costituito da:

- ◆ Interruttore tripolare in esecuzione estraibile, il quale deve essere conforme alla Norma CEI EN 62271-200 con relativo sganciatore di apertura.
- ◆ Interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore

Tra le due soluzioni viene consigliata quella in cui il sezionatore e interruttore sono fisicamente separati ed il sezionatore è posto a monte dell'interruttore, come si può vedere nell'immagine sotto, poiché permette la manutenzione della sezione ricevitrice minimizzando la necessità di fuori tensione del cavo di collegamento. Infatti le apparecchiature del dispositivo generale devono essere sempre mantenute efficienti dall'utente, quindi una configurazione diversa porterebbe

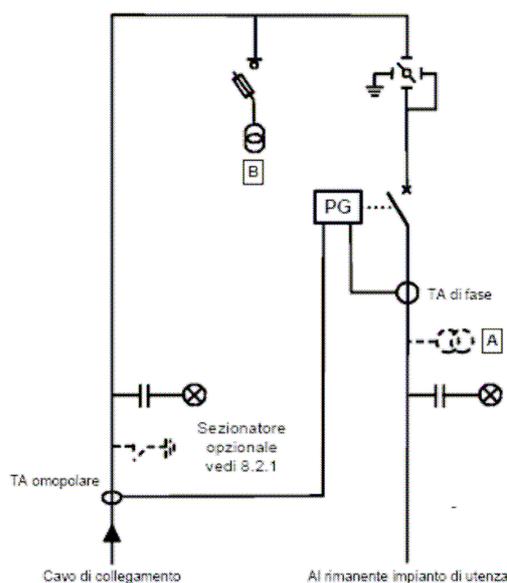


Figura 2. 2 Schema tipico di collegamento

Ripetuti interventi da parte del personale del distributore per disalimentare la sezione ricevitrice aprendo il sezionatore posto nel locale consegna non accessibile all'utente.

2.4.2 Sistema di protezione generale

Il sistema di protezione generale (SPG) è associato al dispositivo generale ed è composto da:

- Trasduttori di corrente e di tensione, quando necessario, con le relative connessioni al relé di protezione;
- Relé di protezione con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore.

Tale sistema, opportunamente coordinato con le protezioni di linea del distributore, il quale comunica i dati relativi alle regolazioni, deve contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema ed alla loro conseguente esclusione.

Poiché il distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso l'utente e al fine di evitare che guasti, interni all'impianto dell'utente, abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del distributore, il sistema di protezione dell'utente deve comprendere dei relè di protezione contro la massima corrente di fase e contro i guasti a terra.

In particolare viene richiesta una protezione di massima corrente di fase a tre soglie, una tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente.

La prima viene utilizzata contro il sovraccarico ($I>$), la seconda viene impiegata per ottenere un ritardo intenzionale nell'intervento ($I>>$, **soglia 51**), invece l'ultima è istantanea per un intervento rapido ($I>>>$, **soglia 50**).

Tali soglie devono essere tarate nel seguente modo:

- $I>$ = valore corrente e tempo di estinzione da concordare con il distributore;
- $I>>$ = valore corrente 250 A, tempo di estinzione 500 ms;
- $I>>>$ = valore corrente 600 A, tempo di estinzione 120 ms.

L'altra protezione che viene richiesta è quella di massima corrente omopolare (**51N**) a due soglie, la prima per i fasti monofase a terra e l'altra per i guasti doppi monofase a terra, oppure nel caso in cui il contributo alla corrente capacitiva di un guasto monofase a terra della rete in media tensione dell'utente superi 80% del valore stabilito dal distributore sarà necessario l'utilizzo di una protezione direzionale di terra a due soglie, la prima per la selezione dei guasti per reti funzionanti a neutro compensato, l'altra per reti funzionanti a neutro isolato.

I valori di regolazioni della protezione di massima corrente di terra (**51N**) sono:

- Prima soglia ($I_0 >$) = valore corrente 2 A, tempo di estinzione 170 ms con neutro isolato, 450 ms con neutro compensato;
- Seconda soglia ($I_0 >>$) = valore corrente 120 A, tempo di estinzione 120 ms.

I valori di regolazione della protezione direzionale di terra (**67N**) sono:

- Prima soglia: $I_0 = 2$ A, $U_0 = 2$ V, campo di intervento $60^\circ \div 120^\circ$, tempo di estinzione del guasto 170 ms;
- Seconda soglia: $I_0 = 2$ A, $U_0 = 5$ V, campo di intervento $60^\circ \div 250^\circ$, tempo di estinzione del guasto 450 ms.

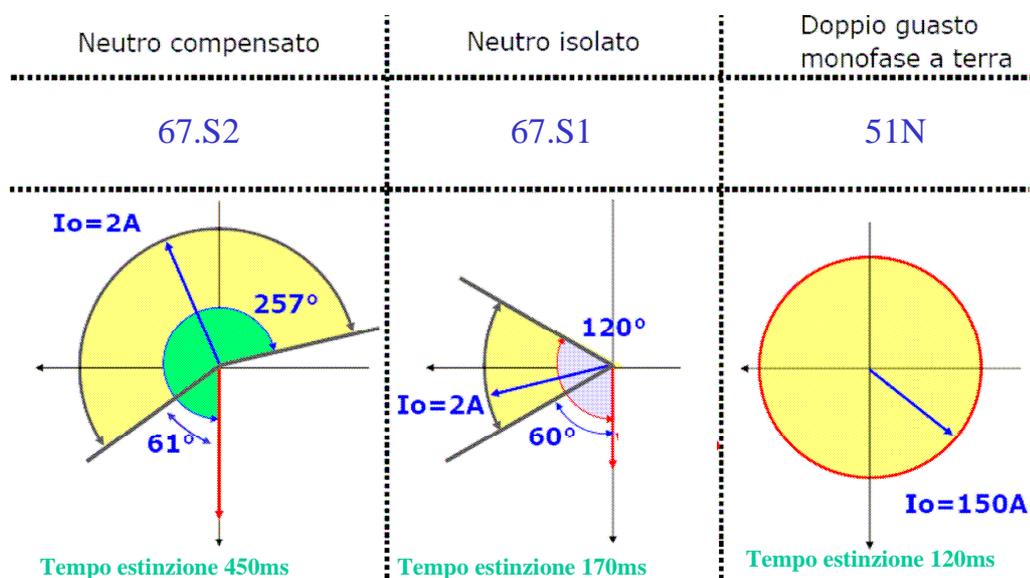


Figura 2. 3 Rappresentazione zone d'intervento protezioni

2.4.3 Limite sulla taglia dei trasformatori

La prescrizione che viene fatta riguardante la taglia limite installabile, del singolo trasformatore o di più trasformatori in parallelo, ha lo scopo di limitare la corrente di corto circuito causata da un guasto sul lato bassa tensione dell'utente, che provochi sul lato di media tensione dei valori di corrente superiori a quelli accettati dal distributore.

I valori limite sono finalizzati ad evitare l'intervento della protezione di linea del distributore a cui l'utente è sotteso.

L'impresa distributrice deve comunicare all'utente, all'atto della richiesta di connessione, tale limite riferito alle tensioni di corto tipiche delle macchine standard riportate nella Norma CEI EN 60076-5 (es. **Sn=1600 kVA Ucc=6%**) e dipendenti ovviamente dal livello di tensione di alimentazione e dallo stato della rete alla quale l'utente verrà collegato.

La norma stabilisce dei valori minimi di tali limiti che comunque potranno essere ulteriormente abbassati in caso di particolari esigenze da parte del distributore.

Tali valori sono pari:

- 1600 kVA per le reti alla tensione di alimentazione di 15 kV;
- 2000 kVA per le reti alla tensione di alimentazione di 20 kV.

L'utente può superare questi limiti solo con l'ausilio di apparecchiature che limitino la corrente di guasto calcolata ai morsetti di bassa tensione del trasformatore come le reattanze di limitazione o con l'aumento della **Ucc%**.

Nel caso in cui l'impianto dell'utente non sia compatibile con i limiti su esposti, può essere valutata l'alimentazione dello stesso tramite una linea in antenna, personalizzando così la regolazione di massima corrente, tramite la stipula di un contratto di qualità.

2.4.4 Limite sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori

Oltre al limite della taglia del singolo trasformatore, la CEI 016 pone un limite al numero macchine installabile, al fine di evitare che le correnti di inserzione dei trasformatori possano provocare l'attivazione della protezione di massima corrente della linea di media tensione del distributore.

Tali limite è imposta sul numero massimo di **3** macchine dalla potenza nominale non superiore ai limiti visti prima.

In caso in cui l'utente abbia la necessità di installare trasformatori dalla potenza complessiva superiore a tale limite, dovrà prevedere nel proprio impianto dei dispositivi in grado di evitare la contemporanea inserzione di quelle macchine eccedenti la potenza limite riportata in tabella.

Taglia limite dei singoli trasformatori installabili dal cliente [kVA]				
tipologia linea di alimentazione	presenza recloser a monte	15 kV	20 kV	note
uscante da CP	si	1800	2000	
	no	1800	2000	se la linea e le relative apparecchiature di protezione lo consentono, queste taglie limite possono essere portate a 2000 e 2500 kVA rispettivamente a 15 e 20 kV
uscante da centro satellite	si	1000	1250	TR AT/MT ≤ 25 MVA
	si	1250	1800	TR AT/MT ≥ 40 MVA
	no	1800	2000	

Tali dispositivi, inoltre, devono essere in grado di intervenire entro 5s dalla mancanza della tensione di rete e provvedere alla rienergizzazione delle macchine con intervalli di tempo no inferiori a 1s.

Quando i trasformatori, pur rispettando i limiti di cui sopra, causino l'apertura del dispositivo generale dell'utente, è possibile prevedere, sulla protezione di massima corrente, la presenza di un blocco basata sull'individuazione della seconda armonica.

2.4.5 Dispositivi d'interfaccia e di generatore per utenti attivi

Quando un utente ha all'interno del proprio impianto dei gruppi di generazione, e quindi è in grado di immettere energia in rete, esso è definito come utente attivo.

Per questa tipologia di utenti le regole tecniche prevedono principalmente, oltre all'applicazione delle regole fino a qui viste, la predisposizione di altri due dispositivi: il dispositivo di interfaccia (DDI) con le relative protezioni e il dispositivo di generatore (DDG).

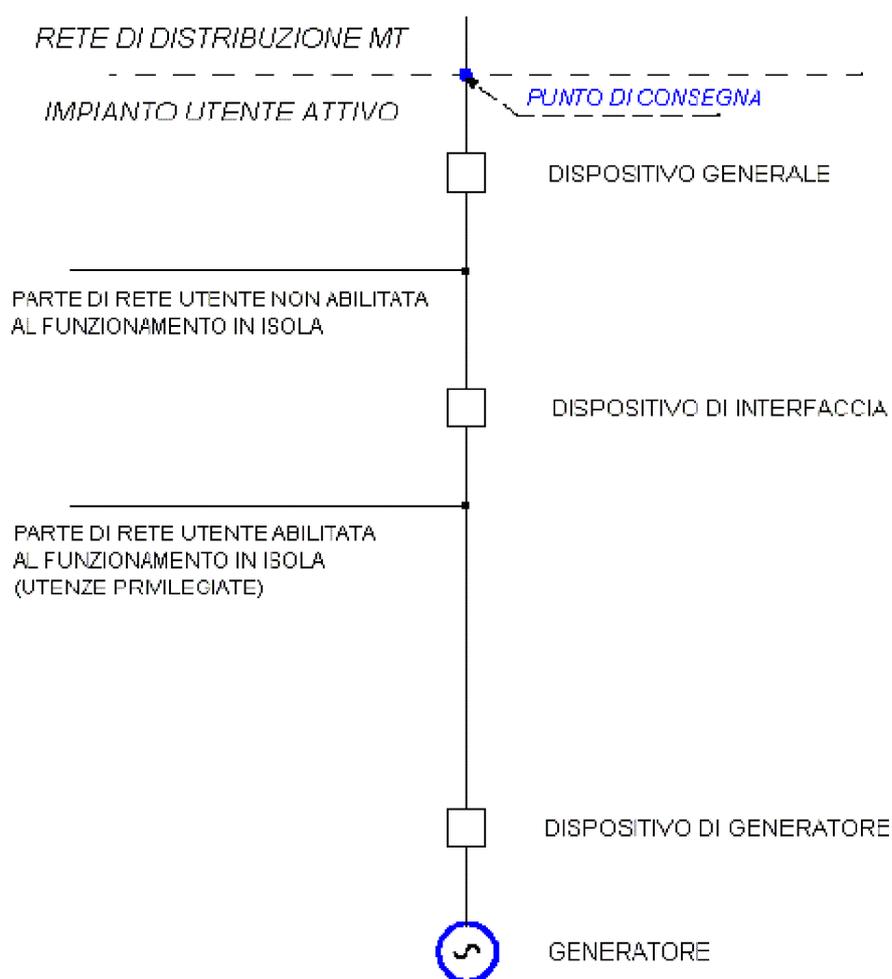


Figura 2. 4 Schema tipico impianti utente attivo

Il dispositivo di interfaccia (DDI) deve essere in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto, permettendo così il funzionamento isolato dei carichi privilegia, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete.

Esso può essere costituito da un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure da un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte ed uno a valle.

Inoltre, il sistema di protezione di interfaccia (SPI) deve prevedere relé di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di tensione omopolare; infatti devono essere previste le seguenti protezioni:

- Massima tensione senza ritardo intenzionale;
- Minima tensione con un ritardo tipico di 300 ms;
- Massima frequenza senza ritardo intenzionale;
- Minima frequenza senza ritardo intenzionale;
- Massima tensione omopolare calcolata sul lato di media tensione senza ritardo intenzionale.

Il dispositivo di generatore (DDG) deve essere invece in grado di escludere singolarmente dalla rete i soli gruppi di generazione.

Esso può essere costituito da un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura, oppure da un interruttore tripolare con sganciatore di apertura e un sezionatore sul lato rete del generatore, per quanto riguarda i gruppi di generazione in media tensione.

Per quelli di bassa tensione, invece può essere costituito da un interruttore automatico.

In ogni caso il dispositivo di generatore deve essere installato ad una distanza minima dai morsetti del generatore stesso, su un montante realizzato in modo da ridurre al minimo i rischi di corto circuito ed incendio.

3. PROBLEMI E SOLUZIONI TECNICHE

In questo capitolo si evidenziano i problemi tecnici derivanti dall'applicazione delle nuove regole tecniche, viste nei capitoli precedenti esprimendone le criticità e si propongono delle soluzioni alternative che portano allo stesso risultato finale, cioè quello di garantire una determinata qualità del servizio elettrico.

Ed infine riporteremo degli esempi operativi che evidenziano la difficoltà di applicare le nuove regole tecniche sugli impianti già esistenti oggetti di varianti.

In particolare tratteremo:

- ◆ Limite sulla taglia del singolo trasformatore

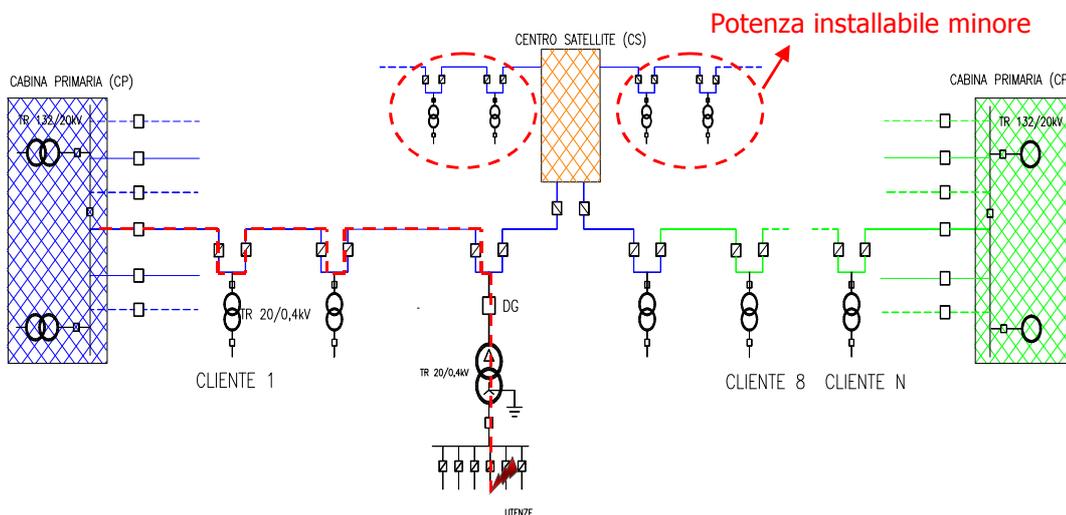
- ◆ Limite sulla massima potenza installabile

3.1 *Limite sulla taglia*

La prescrizione sul limite della taglia del singolo trasformatore o di più trasformatori in parallelo, come già precisato, ha lo scopo di limitare la complessiva potenza di corto circuito in modo da evitare che un guasto sul lato in bassa tensione dell'utente possa causare l'intervento della protezione di massima corrente posta a monte della linea di alimentazione in media tensione causando un disservizio alla rete del distributore.

I limiti imposti dalla norma CEI 016 e pari a 1600 kVA per utenti alimentati da una tensione nominale di 15 KV e 2000 kVA per utenti alimentati ad una tensione nominale di 20kV possono subire ulteriori abbassamenti dipendenti dalle condizioni specifiche della linea che alimenta il singolo utente ed in particolare dallo stato della rete, ovvero se l'utente è connesso ad anello con altri utenti a

delle cabine primarie o se l'utente è connesso ad un centro satellite il quale avrà sicuramente una potenza disponibile inferiore al precedente caso.



Questa limitazione comporta evidenti problemi tecnici ed economici quali:

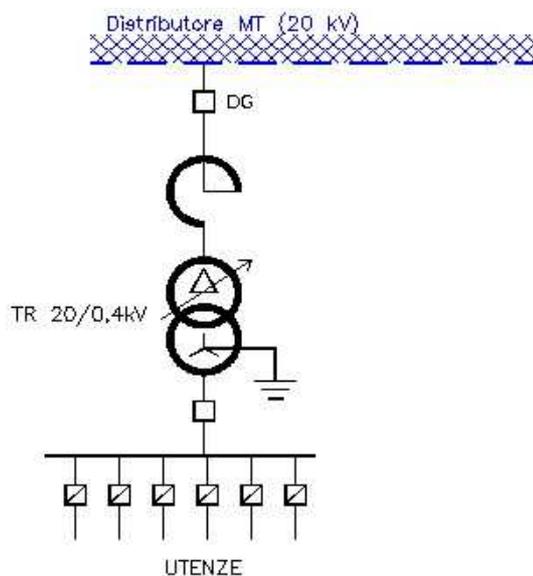
- ◆ I trasformatori di taglia superiore al limite imposto vedranno la loro naturale scomparsa dal mercato non potendo più essere utilizzati a meno di applicare delle apparecchiature, che accoppiate a questi, limitino la corrente di guasto ai valori prefissati come le reattanze di limitazione.

Classe di isolamento kV	Tipo	ELETTRICHE					MACCANICHE					MACCANICHE CON BOX				
		Potenza nominale kVA	Perdite a vuoto W	Perdite di C.C. W	Tensione di C.C. %	Corrente a vuoto %	Lunghezza a mm.	Larghezza b mm.	Altezza h mm.	Interasse m mm.	Diametro Ø mm.	Peso totale kg.	Lunghezza A mm.	Larghezza B mm.	Altezza H mm.	Peso totale kg.
24	TRC 100	100	480	1700	6	2,3	1130	720	1220	500	125	550	1800	1150	1600	800
	TRC 160	160	650	2500	6	2	1200	720	1235	500	125	700	1800	1150	1600	950
	TRC 250	250	880	3300	6	1,8	1230	770	1290	500	125	950	1800	1150	1600	1200
	TRC 315	315	1030	4000	6	1,7	1350	740	1380	500	125	1150	1800	1150	1600	1400
	TRC 400	400	1200	4800	6	1,5	1400	825	1420	650	125	1350	2000	1250	1950	1630
	TRC 500	500	1400	5900	6	1,4	1400	825	1540	650	125	1600	2000	1250	1950	1880
	TRC 630	630	1650	6800	6	1,3	1500	855	1610	650	125	1950	2000	1250	1950	2130
	TRC 800	800	2000	8000	6	1,1	1550	855	1735	650	125	2200	2000	1250	1950	2480
	TRC 1000	1000	2300	9400	6	1	1640	1000	1920	850	200	2700	2300	1400	2400	3080
	TRC 1250	1250	2700	11500	6	0,9	1760	1020	1945	850	200	3200	2300	1400	2400	3580
	TRC 1600	1600	3100	14000	6	0,8	1850	1040	2200	850	200	3900	2300	1400	2400	4280
	TRC 2000	2000	4000	18000	6	0,8	1940	1160	2240	1050	200	4700	2650	1500	2600	5150
	TRC 2500	2500	5000	19000	6	0,7	2000	1160	2365	1050	200	5650	2650	1500	2600	6100
TRC 3150	3150	5600	21000	6	0,6	2240	1220	2390	1050	200	6550	2650	1500	2600	7000	

- ◆ Il parallelo di trasformatori è una configurazione molto diffusa che permette di adeguare il fabbisogno energetico in relazione ai carichi stagionali o a delle variazioni delle esigenze nel ciclo produttivo, esso potrà essere utilizzato solo in parte con la conseguenza di dover progettare una diversa ripartizione dei carichi ed il conseguente sovradimensionamento dei singoli trasformatori.
- ◆ Infine l'applicazione delle nuove regole tecniche porterà all'aumento dei costi per l'aumento del numero delle macchine che dovranno essere installate e di conseguenza per l'aumento degli spazi necessari per poterle contenere.

Poiché il problema fondamentale qui trattato riguarda il limitare la corrente di corto circuito calcolata sui morsetti di bassa tensione dei trasformatori, vengono ovviamente accettate delle soluzioni che abbiano un effetto equivalente come l'utilizzo di reattanze di limitazione e macchine che abbiano una V_{cc} superiore a quelle standard pari al 6%

Queste soluzioni sono tecnicamente applicabili però bisogna evidenziare che comportano sicuramente un elevato aumento dei costi e dei tempi di disponibilità,



do avendo acquistare delle macchine che sono non standard e poco reperibili sul mercato ed inoltre comportano l'aumento delle cadute di tensione sull'utenza variabili con il carico del trasformatore, un aumento delle perdite che riduce il rendimento dell'impianto e nel caso di utilizzo delle reattanze un aumento dei campi elettromagnetici nelle zone attigue che comportano la realizzazione di particolari ubicazioni e segregazioni.

Una soluzione che non è stata considerata dalle nuove regole tecniche è quella di installare interruttori limitatori sulle partenze in bassa tensione dell'impianto dell'utente.

Questa soluzione è realizzabile con delle apparecchiature ormai, oggi, facilmente reperibili sul mercato in grado di interrompere le correnti direttamente sul lato in bassa tensione eliminando così il rischio dell'intervento della protezione di linea in media tensione.

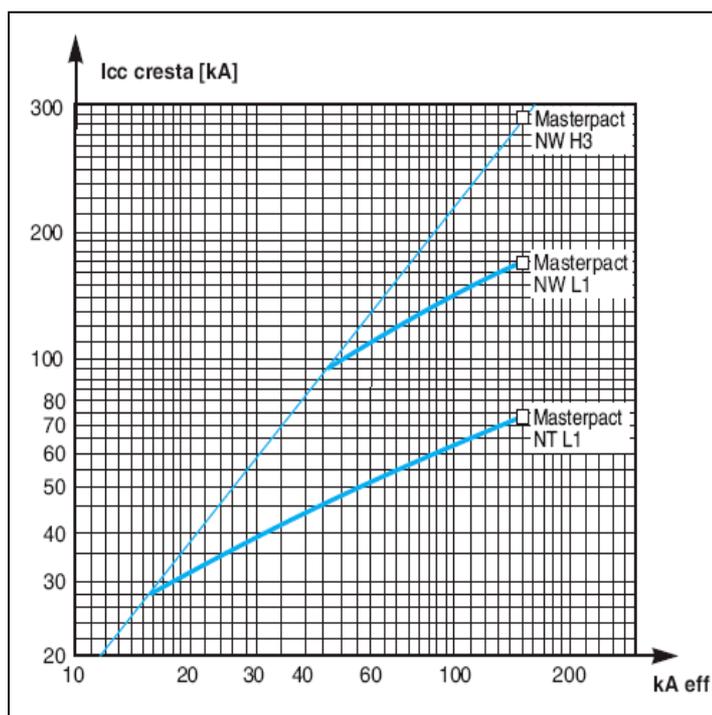
Qui di seguito vengono riportate, ad esempio, alcune curve caratteristiche per i limitatori aperti e quelli scatola.



Limitatori aperti

$I_n = 800 \div 2000$

$I_{cu} = 150 \text{ kA}$

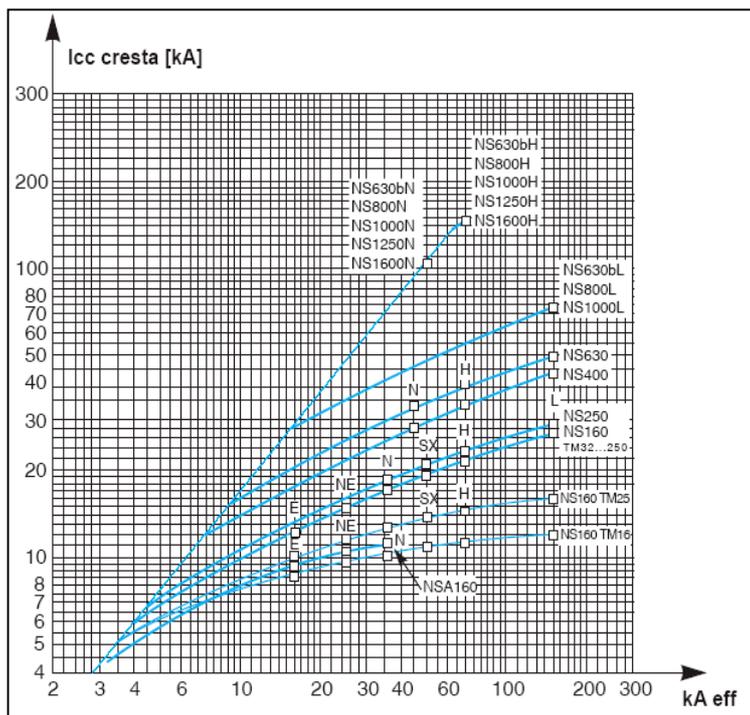




Limitatori scatola

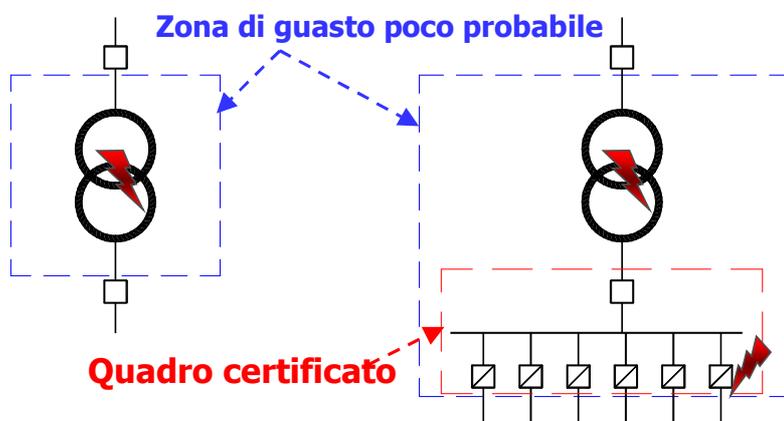
$I_n = 100 \div 1000A$

$I_{cu} = 100 \div 200kA$



Bisogna evidenziare però che questa soluzione è realizzabile soltanto se vengono ammesse le seguenti due considerazioni di carattere tecnico.

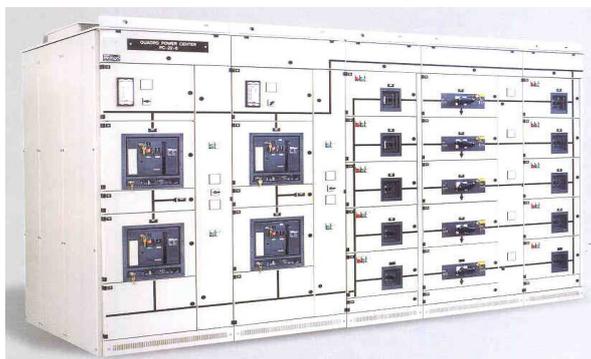
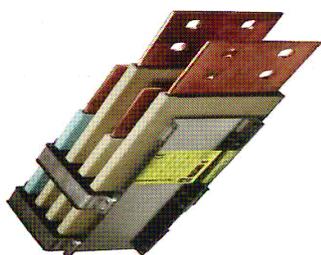
La prima è quella di considerare le connessioni tra trasformatore e quadro e le sbarre principali del “power center” di bassa tensione come estensioni del trasformatore, accettando come poco probabile il guasto ad impedenza zero su tale sistema, come già avviene per il guasto all’interno del trasformatore.



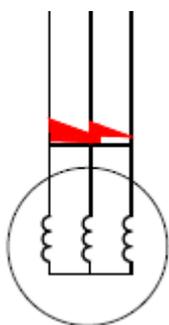
Questa considerazione può essere ritenuta valida in quanto oggi in commercio esistono sia condotti a fasi isolate sia dei quadri power center con sbarre interne isolate in cui il guasto fase-fase è statisticamente nullo.



Tali quadri sono certificati dai principali costruttori fino a correnti nominali di 5000A e I_{cc} di 100 kA e vengono attualmente utilizzati nel settore industriale.

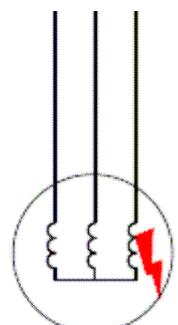


La seconda è che le correnti di corto circuito realmente presenti negli impianti hanno un'intensità notevolmente inferiore delle correnti presunte poiché quest'ultime vengono calcolate considerando un guasto franco con impedenza nulla, nella realtà questo tipo di guasto è poco probabile e nella maggior parte dei casi l'impedenza di guasto ha un valore abbastanza rilevante da abbassare la corrente di corto circuito.



Guasto franco

$$I_{ccmax} = I_{ccpresunta}$$



Guasto reale

$$I_{ccmax} = 30-40 \% I_{ccpresunta}$$

3.2 *Massima potenza installabile*

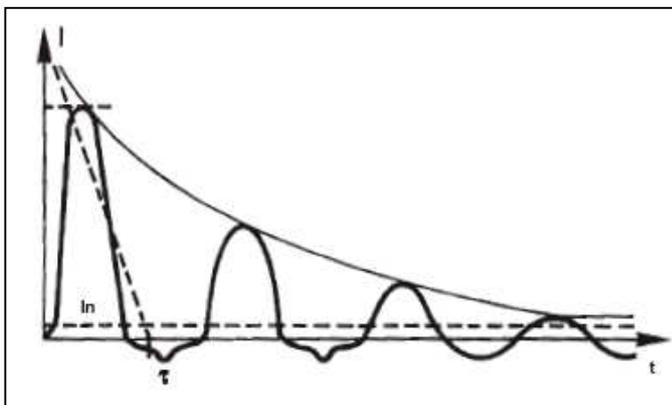
Un'altra prescrizione da evidenziare è quella riguardante la massima potenza installabile, la quale vincola l'utente, come visto nel capitolo precedente a non poter installare più di tre trasformatori della taglia limite prescritta. (1600 kVA a 15 kV, 2000 kVA a 20 kV).

In caso che tale limite non può essere rispettato per esigenze d'impianto, la norma prescrive inoltre che devono essere previsti dei dispositivi nell'impianto dell'utente che impediscano la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento della potenza limite.

Tali dispositivi devono intervenire entro 5 sec dalla mancanza di tensione e provvedere alla rienergizzazione con intervalli di tempo di almeno 1 s.

Questa prescrizione ha lo scopo di limitare "l'INRUSH" ovvero le correnti di inserzioni dei trasformatori al ripristino delle condizioni nominali dell'alimentazione di rete.

Tali correnti anche se di durata molto breve potrebbe causare l'intervento della protezione di linea o buchi di tensione che influenzerebbero gli utenti collegati alla medesima linea.

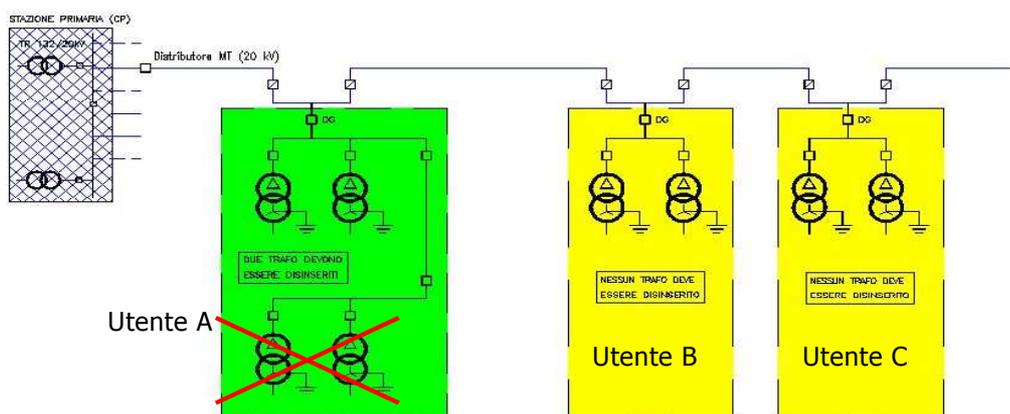


La scelta dei 5 secondi inoltre non viene giustificata poiché nel caso di guasto, la maggior parte delle linee del distributore, specialmente se aeree, sono protette con dispositivi in grado di effettuare delle richiuse automatiche, le quali agiscono entro 0.3 s la prima e 3 s la seconda.

In tale periodo di tempo, essendo inferiore ai 5 secondi, presunto per la disalimentazione delle macchine eccedenti, la rete risentirà comunque le correnti

di inserzione di tutti i trasformatori dei clienti collegati alla rete stessa; non si comprende quindi la motivazione di tale prescrizione.

Da un punto di vista pratico questa limitazione comporta, come schematizzato in figura sotto, che tra un gruppo di utenti alimentati dalla stessa linea (utenti A,B,C) e sottoposti ad una mancanza di tensione di durata superiore a 5 secondi, solo l'utente A sarà obbligato a disinserire i due trasformatori eccedenti la potenza limite ed inoltre al momento di ripristino della tensione, l'utente A non potrà rimettere in funzione tutto il suo impianto ma dovrà ritardare l'inserzione delle due macchine prima disinserite, con conseguente ritardo nell'alimentazione degli impianti a loro sottoposti che in particolari configurazioni d'impianto può provocare rallentamenti nel ciclo produttivo con cospicue perdite economiche,

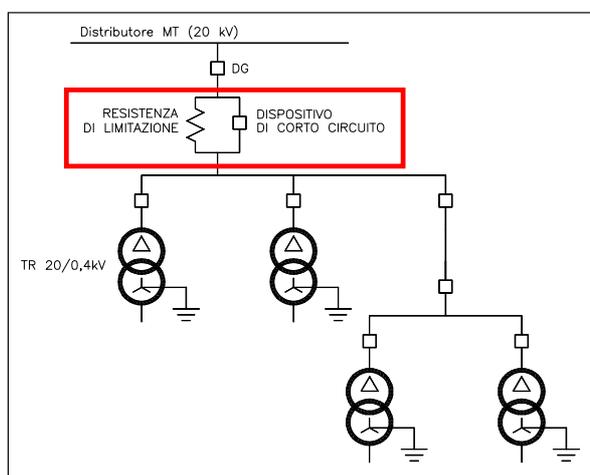


basti pensare alle catene di montaggio, dove tutti i macchinari devono funzionare in sincronismo.

Inoltre in termini quantitativi, si deve sottolineare, che a parità delle taglie dei trasformatori, l'inserzione totale dell'utente A comporterebbe la circolazione in rete della stessa corrente di inserzione che si avrebbe dalla contemporanea inserzione degli utenti B e C, quindi da questo punto di vista bisognerebbe regolare temporalmente anche la rialimentazione di tutti gli utenti sottoposti alla medesima protezione di linea.

Una soluzione che le CEI 016 contengono, sempre a carico dell'utente, è quella di prevedere un blocco della seconda armonica sulla soglia di massima corrente della protezione generale dell'utente, alla condizione che tale blocco non vada ad inficiare il funzionamento della protezione stessa nel caso di sovraccarichi o corto circuiti. Non si comprende perché analoga prescrizione non venga imposta al distributore.

Un'altra soluzione, non considerata dalle attuali norme, e che forse porterebbe l'utente a disperdere meno risorse economiche, è quella di utilizzare il metodo dell'inserzione con resistenza di limitazione, tale sistema è già noto e può essere schematizzato come in figura.



È realizzato tramite l'utilizzo di un dispositivo di corto circuito e di una resistenza di limitazione.

In condizioni di alimentazione normale il dispositivo di corto circuito resta chiuso garantendo l'alimentazione alle macchine. In caso di mancanza tensione esso riceve il comando di apertura

collegando così i trasformatori alla rete tramite la resistenza di limitazione, attraverso la quale scorrerà la corrente al momento del ripristino della tensione nominale e che quindi sarà limitata evitando così l'intervento delle protezioni, dopo un periodo di tempo prestabilito, e che garantisca la totale energizzazione dei trasformatori, il dispositivo di corto circuito verrà richiuso e si ritornerà al normale funzionamento. Tale sistema è principalmente utilizzabile in quelle applicazioni dove è richiesta una grande potenza e tempi di ripristino della lavorazione lunghi come cartiere, laminatoi, o nel terziario quali complessi ospedalieri o centri commerciali ove la dinamica delle variazioni delle utenze impone una variazione delle potenze di trasformazione sugli impianti esistenti.

Un'altra tecnologia applicabile è quella di utilizzare dei relé sincronizzatori, associati ad apparecchiature di manovra con comando unipolare in modo da effettuare la chiusura al passaggio dallo zero della tensione, già utilizzati per l'alta tensione e che sono attualmente in fase di sperimentazione per la media tensione.

3.3 Interruzioni brevi e transitorie

Riprendiamo il concetto di interruzione visto nel capitolo uno e la loro classificazione in:

- Transitorie (interruzioni che hanno una durata inferiore ad un secondo)
- Brevi (interruzioni che hanno una durata superiore al secondo ma inferiore a 3 minuti)
- Lunghe (interruzioni con durata superiore a 3 minuti)

Da un punto di vista legislativo e tecnico le uniche interruzioni che sono soggette a regolamentazione sono quelle lunghe, sulle quali il distributore in caso di superamento del limite stabilito, dovrà pagare l'indennizzo automatico, invece per le interruzioni brevi e transitorie l'unica cosa che viene richiesta dall'autorità è quella di registrarle, senza che l'utente possa richiedere risarcimenti a causa di queste, che talaltro sono quelle più frequenti infatti andando a ricercare le statistiche delle interruzioni, per una zona ad alta concentrazione, si nota che le interruzioni transitorie che avvengono durante un anno sono da un minimo di 50 ad un massimo di 100, le interruzioni brevi da un minimo di 2 ad un massimo di 8 e le lunghe da 2 a 4.

Anche se l'A.E.E.G ha imposto ai distributori di effettuare degli interventi in modo da abbassare il numero di interruzioni lunghe nel periodo 2008-2001, non tiene conto delle brevi e delle transitorie, le quali pur essendo di minor durata sono quelle che causano il maggior numero di danni, infatti come visto nel capitolo precedente molti componenti elettronici, che sono in netto aumento sia

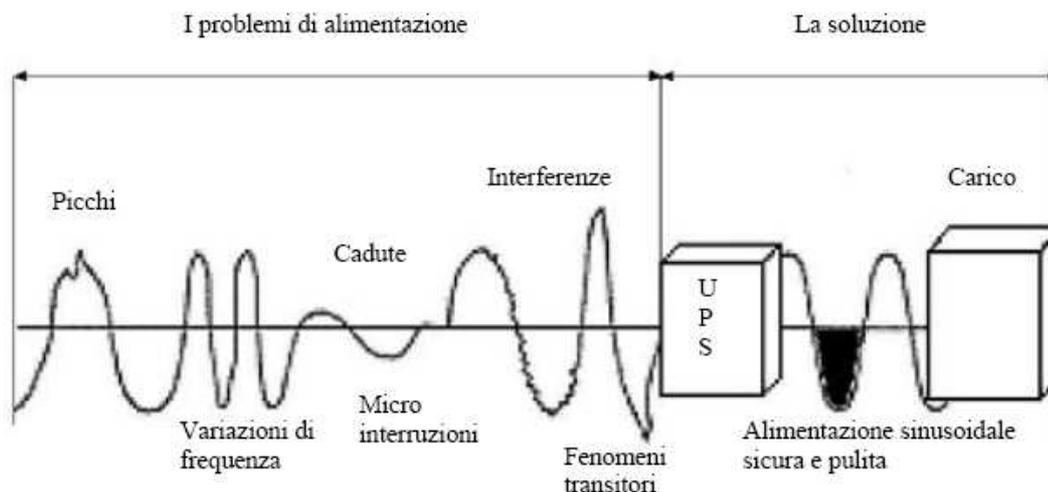
nel terziario che nell'industria, risentono anche delle piccole variazioni di tensione.

Un abbassamento del numero di interruzioni diverse da quelle lunghe, con il conseguente miglioramento della qualità, potrebbe essere ottenuto tramite interventi da parte del distributore, ma poiché questi interventi, come ad esempio l'eliminazione delle linee aeree e la separazione, nelle stazioni primarie, delle linee in cavo da quelle aeree, richiedono il dispendio di ingenti quantità sia in termini di denaro che in termini di tempo, sono praticamente realizzabili in tempi che andrebbero sicuramente oltre il periodo che l'A.E.E.G mette a disposizione del distributore pari ad un massimo di 10 anni.

Il cliente-utente quindi deve essere consapevole che il distributore non può provvedere all'annullamento delle interruzioni e quindi, in base alle sue esigenze, deve prevedere un'alimentazione locale che gli permetta di proteggere le proprie apparecchiature, con ulteriori costi a suo carico.

Le alimentazioni locali sono principalmente rappresentate dai gruppi elettrogeni, dai sistemi di generazione e infine dagli UPS.

In particolare, un gruppo di continuità statico, dall'inglese UPS – Uninterruptible



Power Supply, è un dispositivo elettrico atto a proteggere un'utenza elettrica da disturbi ed eventi anomali che si verificano sulla rete di distribuzione, quali buchi

di tensione, microinterruzioni, ma anche tensioni impulsive e contenuti armonici della corrente. Infatti il suo scopo principale è quello di fornire un'alimentazione autonoma alle apparecchiature collegate in modo che il funzionamento di queste non debba risentire di casuali alterazioni e/o brevi o prolungate assenze della rete. L'energia necessaria al funzionamento in emergenza è immagazzinata in una serie di accumulatori, in tal modo l'UPS riesce a fornire agli utenti una tensione di qualità elevata in modo continuo indipendentemente dalla qualità dell'energia elettrica in ingresso.

Inoltre in presenza di un blackout lungo, gli UPS permettono in ogni caso di portare a termine le procedure di arresto delle macchine, riducendo le perdite economiche legate agli scarti di lavorazione e quant'altro.

Bisogna però evidenziare che, con l'utilizzo delle alimentazioni locali alle quali il cliente è costretto a ricorrere per garantire la qualità per il suo impianto, paradossalmente lo stesso cliente sarà causa di un abbassamento generale della qualità dell'alimentazione, poiché come visto nel capitolo 1, queste fonti di energia locale sono una delle prime cause che immettono dei disturbi in rete.

3.4 Approccio per una progettazione coerente

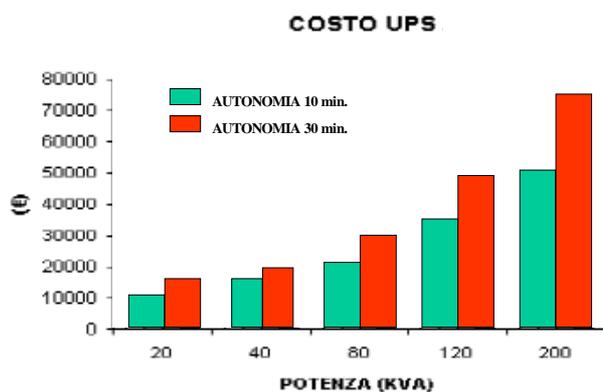
L'applicazione di queste nuove regole tecniche, oltre ad interessare la realizzazione degli impianti, trova anche delle ripercussioni nell'ambito della progettazione elettrica in quanto per l'applicazione di queste regole il progettista deve conoscere oltre alle caratteristiche della rete viste fino ad oggi come la tensione nominale (V_n) della rete, la potenza disponibile, la corrente di corto circuito ammessa, deve conoscere la qualità del servizio nel sito di interesse, vista sottoforma di numero e tipo di interruzioni statisticamente calcolate.

Per effettuare una progettazione coerente, bisogna inoltre tener conto delle reali esigenze del cliente quali:

- ◆ Tipologia degli utilizzatori da alimentare
- ◆ Esigenze di continuità del servizio

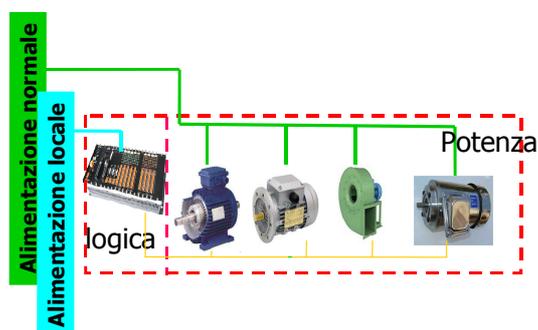
Solo tramite la conoscenza di queste informazioni il progettista potrà scegliere se le soluzioni da applicare rispettando le regole tecniche per i contratti normali con l'ente distributore, oppure consigliare l'utente di fare richiesta all'ente distributore per una connessione privilegiata, stipulando dei contratti di qualità, con un ovvio aumento dei costi.

Per quanto riguarda in particolar modo le esigenze di continuità del servizio



realizzata tramite l'utilizzo di alimentazioni locali, come visto nel paragrafo precedente, il progettista deve considerare, e comunicare all'utente, che i costi degli UPS variano in funzione sia della potenza erogata che dell'autonomia garantita dalle

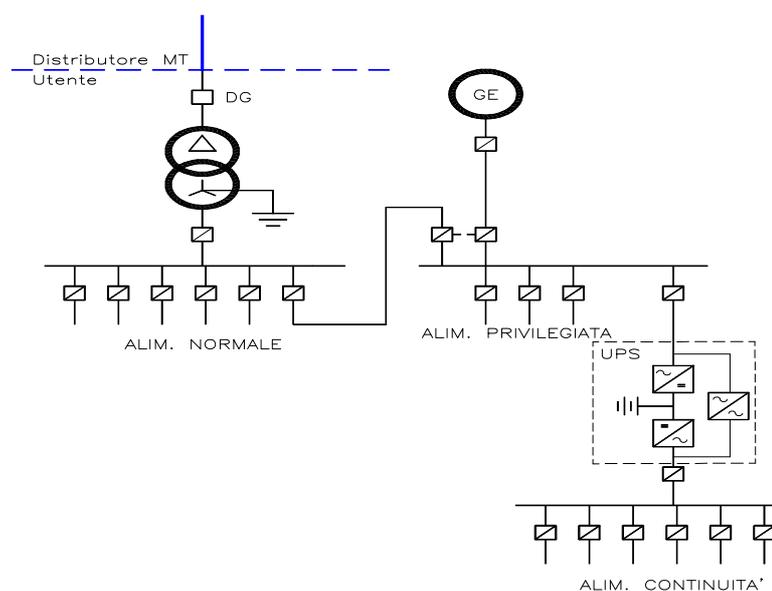
batterie in assenza di rete, essi devono essere scelti in base alle effettive esigenze di funzionamento e si possono adottare più soluzioni come, per esempio nell'industria, dove i componenti elettronici sono rappresentati principalmente dalle logiche che gestiscono gli azionamenti dei motori, si preferisce ovviamente alimentare in locale solo la parte riguardante queste, lasciando alimentata normalmente la parte di potenza.



La cosa contraria avviene invece per quanto riguarda i centri di calcolo, dove tutto l'impianto deve essere sottoposto ad alimentazione locale in modo sia da non danneggiare i componenti elettronici e da garantire la perfetta conservazione, senza alcuna perdita, dei dati necessari per l'attività.



Dover garantire una sicurezza dell'alimentazione locale per lunghi periodi di tempo, inoltre non è realizzabile tramite l'utilizzo dei soli ups, ma è preferibile una soluzione come quella sotto, dove si utilizza un ups di limitata potenza che alimenti solo una parte dell'impianto e quindi anche dai costi contenuti, e installare un Gruppo elettrogeno che garantisca una lunga autonomia e che ha sicuramente un costo più ridotto.



Anche questa soluzione, comunque comporta dei problemi di carattere tecnico come quello dello spazio necessario e le condizioni, come lo scarico dei fumi e l'inquinamento acustico, per installare un gruppo elettrogeno che è molto importante specialmente nel settore terziario.

4. CONCLUSIONI

Dall'analisi delle attuali prescrizioni legislative e delle regole tecniche è evidente, che è stato fatto un passo importante per la regolamentazione del settore della distribuzione e vendita dell'energia elettrica con scopo finale il raggiungimento della miglior qualità.

Il problema è stato affrontato in modo significativo ma richiede ancora delle integrazioni, allo stato attuale si evidenzia una sostanziale disuniformità delle prescrizioni emanate dall' A.E.E.G. nei confronti degli enti distributori rispetto a quelle emanate per i clienti.

Le prescrizioni per i clienti prevedono un'immediata applicazione e la non ottemperanza delle stesse, delle sanzioni immediate.

Le prescrizioni emanate verso i distributori sono meno severe, richiedono un miglioramento della qualità del servizio per le interruzioni lunghe, ma lasciano ai distributori margini e tempi di adeguamento degli standard prestazionali delle reti, che, su richiesta motivata, possono essere derogati per anni.

Da un punto di vista prettamente tecnico, la recente norma CEI 016 ha un titolo significativo: "Regole tecniche di connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"; esso si riferisce solo ai clienti e non è stata ancora emessa un'analogia prescrizione tecnica CEI per gli enti distributori.

Nel merito la normativa CEI 016, con poche e irrilevanti eccezioni, si è adeguata alle precedenti prescrizioni emanate dai distributori verso gli utenti.(è significativo il confronto con la DK5600 emanata da ENEL).

Le uniche differenze sostanziali si riscontrano nell'accettazione dello schema con doppio montante sulla sbarra di media tensione principale, e l'accettazione dell'interruttore di manovra IMS, vietato dalla DK 5600, ma a condizione che presenti caratteristiche specifiche non ancora tecnicamente definite.(di fatto apparecchiature non esistenti sul mercato quindi non utilizzabili dai clienti).

L'applicazione delle regole transitorie emesse dall' A.E.E.G. forse intendono rendere meno pesante l'applicazione della CEI 016 determinando una situazione di non univoca interpretazione e comunque, imponendo da un lato degli oneri agli utenti senza miglioramenti sulla qualità del servizio. (l'installazione del DG e della PG non migliorano la qualità del servizio rispetto ai problemi esistenti di Inrush e Icc sugli impianti esistenti.

Il miglioramento della qualità del servizio può essere, viceversa, realmente conseguito prescrivendo ai distributori: caratteristiche prestazionali minime delle reti, installazione di protezioni selettive con ritenuta della 2° armonica per l'inrush.

La deroga delle prescrizioni relative alle limitazioni di potenza e sui trasformatori con contratti di qualità ed alimentazioni dedicate, oltre ad essere decisamente oneroso, circa 80000 €/kM, risulta presentare tempid'attuazione rilevanti.

Inoltre se non si separano le sbarre di media tensione differenziando le linee aeree da quelle in cavo nelle stazioni del distributore, non si eliminano i problemi reali che sono quelli relativi alle riduzioni delle interruzioni brevi e transitorie.

Il ritardo intenzionale di 5 s, previsto dalla CEI 016, che obbliga l'utente a sconnettere i trasformatori eccedenti, appare come una mediazione più politica che tecnica.

Se il problema dell'inrush è reale, questo si manifesta sia durante la prima richiusura 0,3 s ,che dopo la seconda richiusura 3 s **causando** l'intervento delle protezioni di linea.

Se questo è accettato e non accade nulla, non si capisce l'accanimento nel voler obbligare l'utente a dover staccare i trasformatori eccedenti.

Concludendo, le vigenti prescrizioni legislative emanate dall'A.E.E.G. e le nuove regole tecniche CEI 016, rappresentano sicuramente un primo passo per il conseguimento del miglioramento della qualità del servizio elettrico quindi la qualità attesa dal cliente

Le Norme appaiono in questa fase iniziale più impositive verso i clienti rispetto ai distributori, sono state sostanzialmente recepite quelle emanate dai distributori con l'apporto di modeste varianti.

Va comunque evidenziato che il cliente dispone, in modo sempre più massiccio di impianti che utilizzano componenti elettronici che risultano sensibili alle interruzioni brevi e transitorie e quindi richiedono che la qualità sia migliorata in questo campo, per il quale, attualmente, nulla è stato prescritto se non l'obbligo della registrazione degli eventi.

Occorre rilevare inoltre che l'Ente distributore non è in grado di garantire l'eliminazione delle interruzioni brevi e/o transitorie neanche con contratti di qualità, al massimo può ridurle.

Il cliente deve quindi prendere atto di tale situazione e, in relazione alle effettive esigenze, effettuare una valutazione costi/benefici e scegliere alimentazioni locali (UPS, G.E, ecc.) che assolvano le esigenze attese.

Inoltre si sottolinea una scarsa regolamentazione per quanto riguarda gli impianti già esistenti e in particolare per le modifiche a cui sono soggetti.

E' su quest'ultimo punto che le prescrizioni risultano particolarmente severe e restrittive per il cliente, il quale sostanzialmente e paradossalmente, cambiando la sola ragione sociale, si trova costretto di fatto al rifacimento completo dell'impianto.