

# Le misure di power quality

## Una sfida nel libero mercato dell'energia elettrica

Loredana Cristaldi, Alessandro Ferrero, Simona Salicone

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica sta ponendo una serie di problemi di misura, aggravati dalla presenza in rete di carichi distortenti che causano una deformazione di correnti e tensione. La normativa vigente affronta il problema delle misure di power quality, ma appare ancora inadeguata sul piano dell'identificazione delle sorgenti di inquinamento della rete elettrica. Questo articolo si propone di inquadrare le problematiche di misura di power quality nello scenario aperto dalla liberalizzazione e di analizzare metodologie e apparati per la misura di indici di power quality utili per individuare le sorgenti di disturbi armonici e per quantificarne gli effetti di deterioramento della qualità del prelievo e della fornitura di energia elettrica.

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica ha evidenziato diversi problemi anche nel campo delle misure di energia, campo che si riteneva oramai ben noto ed esplorato, e i cui problemi tecnico-scientifici erano ritenuti completamente risolti. Tale presupposto, tuttavia, faceva riferimento a un regime permanente e praticamente sinusoidale, in cui gli eventuali disturbi erano iniettati da carichi noti e ben localizzati nella rete. Questa situazione è tuttavia mutata negli ultimi anni, in cui lo sviluppo dell'elettronica di potenza ha portato a una disseminazione in rete di carichi fortemente deformanti.

Già da tempo una Direttiva della Comunità Europea (85/374/Cee) ha equiparato l'energia elettrica a prodotto industriale a consegna immediata a flusso continuo e ha sollevato il problema di garantire la fornitura in rapporto ai danni che una cattiva "qualità" dell'energia elettrica stessa può provocare. Peraltro è noto che l'energia elettrica è l'unico prodotto industriale con le caratteristiche sopra menzionate in cui, a differenza per esempio di acqua e gas, un utente può "inquinare" il prodotto anche a monte del punto di consegna. Calato nella realtà delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, schematicamente indicate in Figura 1, quanto affermato significa che un utente che assorbe

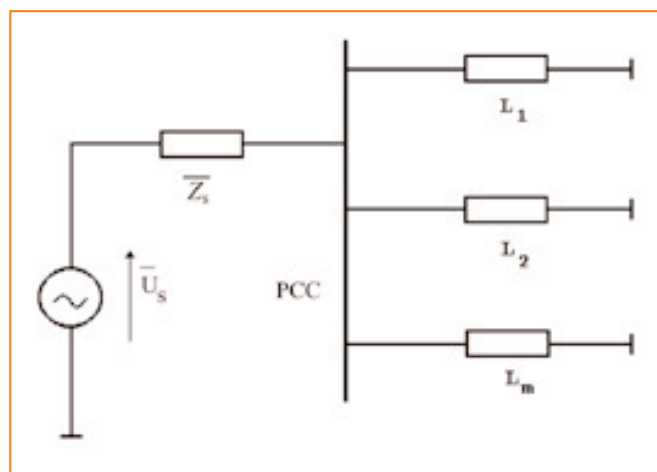


Figura 1 - Rappresentazione unifilare di una rete elettrica con più carichi connessi allo stesso nodo di alimentazione (Pcc) alimentato da un generatore sinusoidale reale, con impedenza equivalente sorgente  $Z_s$ .

correnti deformate a causa dei propri carichi non lineari e/o tempo varianti provoca, per effetto delle cadute di tensione sull'impedenza sorgente  $Z_s$ , una deformazione delle tensioni di alimentazione nel nodo di alimentazione o Pcc (Point of Common Coupling) che si ripercuote sugli altri utenti, forzandoli ad assorbire correnti deformate anche se i propri carichi sono lineari e tempo invarianti. Ciò comporta numerosi problemi, che vanno da malfunzionamenti delle apparecchiature elettroniche e dei dispositivi di controllo, comando e telecomunicazione, a una riduzione della vita utile del macchinario elettrico dovuta essenzialmente a sovrariscaldamenti e a eccessiva sollecitazione degli isolamenti. La normativa vigente ha iniziato a occuparsi del problema della qualità del prelievo di energia, imponendo limiti al contenuto armonico delle correnti assorbite dai carichi [1-4], e della qualità della fornitura di energia, imponendo limiti ai disturbi presenti nelle tensioni di alimentazione [5-7].

Il limite della normativa, inclusa quella internazionale [8], ma anche della strumentazione disponibile, sta nel considerare separatamente le possibili cause di inquinamento di tensione e corrente e quindi nel ritenere implicitamente che la responsabilità per l'inquinamento della corrente sia sempre da imputarsi ai carichi degli utilizzatori, mentre la responsabilità per l'inquinamento della tensione sia sempre da imputarsi all'Ente fornitore [9]. Questo limite deriva essenzialmente dal fatto di non considerare la direzione dei disturbi, e quindi nel non determi-

L. Cristaldi, A. Ferrero, S. Salicone, Dipartimento di Elettrotecnica - Politecnico di Milano, loredana.cristaldi@polimi.it, alessandro.ferrero@polimi.it, simona.salicone@polimi.it.

nare se il disturbo proviene da valle della sezione di misura (quindi carico responsabile del disturbo) oppure da monte (quindi Ente fornitore responsabile del disturbo). La capacità di attribuire correttamente la responsabilità dell'iniezione di disturbi in rete diventa di fondamentale importanza in un mercato dell'energia elettrica liberalizzato, in cui ciascun attore presente sul mercato può giocare, di volta in volta, il ruolo dell'utente o del fornitore ed essere quindi, a seconda delle circostanze, disturbato o disturbante. Questo articolo intende affrontare il problema della misura della direzione dei disturbi elettrici sulle reti di distribuzione.

## Gli indici di power quality per l'attribuzione della responsabilità dei disturbi

### Indici basati su misure in una singola sezione di rete

Attualmente gli indici impiegati per valutare la qualità del prelievo sono il fattore di potenza  $\lambda$  e il fattore di distorsione armonica totale di corrente THD<sub>I</sub>. La qualità della fornitura è valutata, oltre che dal numero di interruzioni, dal fattore di distorsione armonica totale di tensione THD<sub>U</sub>, dal numero e caratteristiche dei disturbi transitori presenti sulla tensione di alimentazione (buchi di tensione, sovratensioni transitorie ...), dalla presenza di flicker. Questi indici possono essere visti come indici di conformità a condizioni di riferimento date. Il fattore di potenza rappresenta un indice di conformità a un carico lineare, equilibrato e puramente resistivo. Ciò significa che quando è  $\lambda = 1$  il carico è conforme a queste specifiche, altrimenti se ne allontana in misura tanto maggiore quanto più l'indice si allontana dall'unità. I fattori di distorsione armonica totale, definiti da [10]:

$$\text{THD}_{I^+} = \sqrt{\frac{I_{\Sigma}^2}{I_{\Sigma+1}^2} - 1} \quad (1)$$

$$\text{THD}_{U^+} = \sqrt{\frac{U_{\Sigma}^2}{U_{\Sigma+1}^2} - 1} \quad (2)$$

dove  $U_{\Sigma}$  e  $I_{\Sigma}$  sono i valori efficaci trifase di tensione e corrente, secondo la definizione data in [11], e  $U_{\Sigma+1}$  e  $I_{\Sigma+1}$  sono i valori efficaci trifase delle componenti di tensione e corrente a frequenza fondamentale e sequenza diretta, rappresentano indici di conformità a terne sinusoidali simmetriche di sequenza diretta. Il limite intrinseco degli indici sopra esposti, nel valutare la qualità del prelievo e della fornitura di energia elettrica, sta nel fatto che, essendo basati su combinazioni di valori efficaci, non danno informazioni relative alla direzione dei disturbi. Una prima possibile soluzione è quella di valutare il rapporto fra gli indici (1) e (2):

$$\eta^+ = \frac{\text{THD}_{I^+}}{\text{THD}_{U^+}} \quad (3)$$

È:  $\eta^+ = 1$  se l'alimentazione è sinusoidale simmetrica e il carico è puramente resistivo, lineare, tempo invariante ed equilibrato;  $\eta^+ < 1$  se la distorsione e dissimmetria dell'alimentazione sono maggiori di quelle del carico;  $\eta^+ > 1$  se le distorsioni e gli

squilibri introdotti dal carico sono maggiori di quelli dell'alimentazione. È però immediato verificare che si ha  $\eta^+ > 1$  anche se il carico risuona in corrispondenza di una delle componenti armoniche dell'alimentazione. Più recentemente sono stati proposti indici basati sulla valutazione delle potenze attive associate alle componenti armoniche di tensione e corrente. Un primo indice è stato definito in [10]:

$$\xi_{\text{slq}} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{\Sigma+1}} \quad (4)$$

in cui  $P_{\Sigma}$  è la totale potenza attiva trifase transitante nella sezione di misura, e  $P_{\Sigma+1}$  è la potenza attiva trifase, transitante nella stessa sezione di misura, associata alle componenti di sequenza diretta a frequenza fondamentale di tensione e corrente. È:  $\xi_{\text{slq}} < 1$  quando le potenze attive associate alle componenti armoniche e di sequenza inversa e omopolare di tensione e corrente fluiscono dal carico verso l'alimentazione, indicando che gli effetti distorcenti e squilibranti del carico prevalgono su quelli dell'alimentazione;  $\xi_{\text{slq}} > 1$  quando le potenze attive associate alle componenti armoniche e di sequenza inversa e omopolare di tensione e corrente fluiscono dall'alimentazione verso il carico, indicando che gli effetti distorcenti e squilibranti dell'alimentazione prevalgono su quelli del carico;  $\xi_{\text{slq}} = 1$  quando le tensioni di alimentazione sono sinusoidali simmetriche e il carico è lineare, tempo invariante ed equilibrato.

I possibili effetti di compensazione tra le componenti armoniche possono tuttavia causare indicazioni non corrette. L'indice armonico globale è definito in [12] come:

$$\xi_{\text{HGI}} = \frac{\|I_{\Sigma L}\|^2}{\|I_{\Sigma S}\|^2} \quad (5)$$

dove  $I_{\Sigma L}$  e  $I_{\Sigma S}$  sono i valori efficaci trifase delle componenti di corrente associate con le potenze attive armoniche che fluiscono dal carico verso l'alimentazione e dall'alimentazione verso il carico, rispettivamente. Questo indice ha valore nullo se il carico è lineare, tempo invariante ed equilibrato, mentre assume valori positivi sempre maggiori all'aumentare dei disturbi iniettati dal carico. Anche quest'indice può fornire indicazioni non totalmente corrette quando le potenze attive armoniche assumono valori prossimi a zero. In questo caso, infatti, le corrispondenti componenti di corrente potrebbero essere assegnate in modo non corretto agli insiemi  $I_{\Sigma L}$  e  $I_{\Sigma S}$ . Gli indici (3), (4) e (5), pur rappresentando un buon punto di partenza per l'attribuzione della responsabilità dell'iniezione di disturbi periodici in rete, non sono sempre in grado di fornire indicazioni totalmente corrette. Questa conclusione può essere generalizzata a tutti gli indici ottenuti a partire da misure effettuate in una singola sezione di rete, come dimostrato in [13, 14].

### Indici basati su misure distribuite

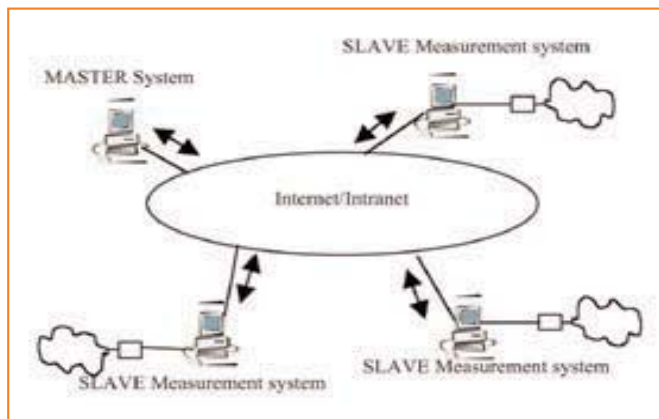
La recente evoluzione delle prestazioni dei sistemi di misura e dei mezzi di interconnessione dei sistemi intelligenti di elaborazione dei segnali consente la realizzazione, a costi relativamente contenuti, di sistemi di misura distribuiti.

In letteratura sono stati proposti, finora, due approcci: uno basato su una metodologia a “pedaggio”, in cui a ciascun utente viene attribuita una quota di responsabilità proporzionale all’impegno richiesto ai dispositivi di attenuazione dei disturbi [15]; l’altro basato su una combinazione degli indici (3), (4) e (5) valutati nelle diverse sezioni di rete [16].

Il primo approccio si basa sulla valutazione del costo  $\chi$  degli effetti delle componenti armoniche della corrente come funzione della somma quadratica pesata delle armoniche stesse:

$$\chi = F \left[ \sum_{n,n \neq 1} (w_n I_n)^2 \right] \quad (6)$$

dove  $w_n$  è un fattore peso che dipende sia dall’ordine di armonicità  $n$  sia dalle caratteristiche dell’impedenza sorgente. Valutando complessivamente, per ciascun carico, i contributi di ciascuna componente armonica di corrente, è possibile stabilire se il carico sta contribuendo all’aumento o al decremento dei disturbi in rete. Le principali controindicazioni di questo metodo stanno nella necessità di conoscere sia la matrice delle impedenze della rete, inclusa l’impedenza sorgente, per ogni armonica, sia le relazioni di fase fra le componenti armoniche di corrente in ciascun nodo di rete.



**Figura 2 - Architettura master-slave per un sistema distribuito per la misura di indici di Power Quality**

La determinazione in linea delle impedenze di rete alle diverse frequenze armoniche è operazione piuttosto difficoltosa e poco accurata. La determinazione delle relazioni di fase delle componenti di corrente nei diversi nodi della rete è piuttosto costosa, richiedendo un sistema di misura distribuito con una stretta sincronizzazione dei clock di campionamento fra le varie unità di misura. Infine, questo metodo presuppone che i carichi siano equilibrati, in quanto considera solo le componenti di corrente di sequenza diretta; questa ipotesi non è tuttavia sempre verificata nella pratica, inficiando ulteriormente l’applicabilità del metodo. Il metodo proposto in [16] supera in larga misura questi problemi, sia tecnici, sia di costo.

È basato sulla considerazione che, se gli indici  $\xi_{HGI}$  e  $\eta^+$  sono valutati per tutte le linee connesse al Pcc, il rapporto dell’indice misurato su una linea in uscita dal Pcc con lo stesso indice misurato sulla linea di alimentazione del Pcc cresce se il disturbo è iniettato dalla linea uscente, mentre decresce se il disturbo è

iniettato dall’alimentazione; l’opposto si verifica quando si considera l’indice  $\xi_{slq}$ . Queste considerazioni hanno portato alla definizione di un Indice Globale di Power Quality [16]:

$$v_k = \frac{1}{k_1 + k_2 + k_3} \left( k_1 \cdot \frac{\xi_{slqk}^{-1}}{\xi_{slqs}^{-1}} + k_2 \cdot \frac{\xi_{HGIk}}{\xi_{HGIs}} + k_3 \cdot \frac{\eta_k^+}{\eta_s^+} \right) \quad (7)$$

dove i pedici  $k$  fanno riferimento alle linee uscenti dal Pcc, il pedice  $s$  fa riferimento alla linea di alimentazione del Pcc, e:

$$k_1 = 1$$

$$k_2 = \frac{N}{\sum_{k=1}^N \xi_{HGIk}} \cdot k_3$$

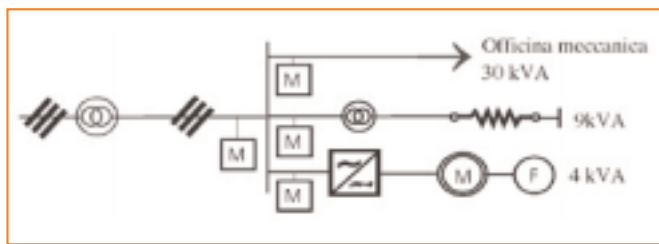
$$k_3 = \frac{\frac{I_{\Sigma k}}{I_{\Sigma nk}}}{\frac{I_{\Sigma s}}{I_{\Sigma ns}}}$$

essendo  $I_{\Sigma nk}$  e  $I_{\Sigma ns}$  i valori efficaci trifase delle correnti nominali della linea  $k$  considerata e della linea di alimentazione del Pcc. Rimandando a [16] per maggiori dettagli tecnici, qui ci si limita ai soli aspetti operativi. Si ha:  $v_k = 1$  quando il carico connesso alla linea  $k$  è lineare, tempo invariante ed equilibrato e la tensione di alimentazione del Pcc è sinusoidale simmetrica;  $v_k > 1$  quando il carico connesso alla linea  $k$  è responsabile dell’iniezione dei disturbi;  $v_k < 1$  quando i disturbi sulla linea  $k$  provengono dall’alimentazione. In presenza di più linee con  $v_k > 1$ , la linea che presenta il maggior valore per questo indice sarà la linea da cui proviene la maggiore quantità di disturbi, mentre in presenza di più linee con  $v_k < 1$ , la linea che presenta il minor valore per questo indice sarà la linea maggiormente disturbata. L’indice (7) è stato validato simulandone il comportamento sul sistema elettrico industriale di test a 13 bus proposto dall’Ieee Task Force on Harmonic modeling and simulation [17].

In [16] sono riportate nel dettaglio le caratteristiche della rete test e i risultati di numerose simulazioni, con diverse configurazioni delle sorgenti di distorsione. In tutti i casi riportati l’indice (7) si è mostrato in grado di identificare correttamente la sorgente di distorsione. Rispetto all’indice (6), l’indice (7) risulta meno problematico da misurare. Infatti la determinazione di questo indice non necessita di alcuna conoscenza preliminare della matrice delle impedenze di rete, né di una sincronizzazione stretta dei clock di acquisizione. Tutte le quantità che concorrono alla determinazione di (7) sono infatti valori medi, valutati su un opportuno intervallo di osservazione. Inoltre, l’indice (7) non fa riferimento alle sole grandezze di sequenza diretta, ed è quindi in grado di valutare anche i disturbi di sequenza introdotti dagli eventuali squilibri dei carichi.

### I sistemi di misura

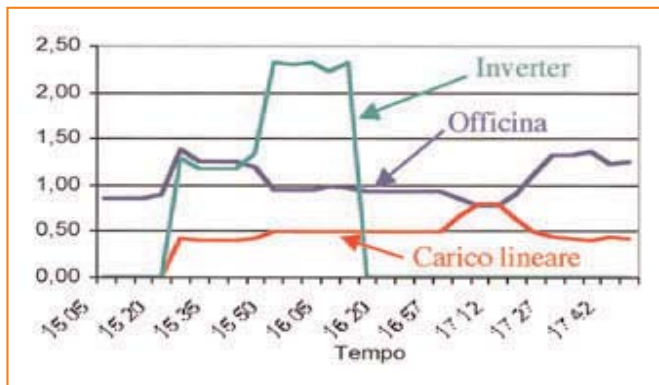
In accordo con quanto discusso nel paragrafo precedente, una corretta individuazione delle sorgenti di disturbo, unita a una



**Figura 3 - Rete elettrica impiegata per la verifica sperimentale dell'indice globale di Power Quality; con M sono indicate le sezioni di misura a cui sono collegate le unità slave**

corretta stima dell'entità del disturbo iniettato, richiede l'elaborazione di informazioni di misura provenienti da diverse sezioni di rete. Poiché in un sistema elettrico reale, le sezioni di rete da cui è necessario prelevare queste informazioni possono non essere fisicamente nello stesso luogo, è necessario impiegare sistemi di misura distribuiti, in cui le singole unità di misura collegate a ciascuna sezione di rete siano interconnesse fra di loro per potersi scambiare le informazioni di misura necessarie alla determinazione dell'indice di Power Quality in tempo reale. L'architettura ottimale per questo genere di misure è un'architettura di tipo master-slave. In queste strutture, peraltro già da tempo utilizzate nei sistemi di telemisura e telecontrollo, il costo maggiore, soprattutto di gestione, è generalmente rappresentato dai dispositivi di interconnessione. Al giorno d'oggi la disponibilità di una rete capillarmente diffusa e a basso costo quale è Internet permette di interconnettere in modo rapido e quasi immediato le diverse unità di un sistema di misura distribuito.

Lo schema di un sistema distribuito per la misura di indici di Power Quality è riportato in Figura 2. In questa architettura, le unità slave, poste su ciascuna linea connessa al Pcc, acquisiscono i segnali e li elaborano per determinare le grandezze e gli indici relativi alla linea a cui è connessa. L'unità master interroga, a intervalli di tempo prefissati, le unità slave, preleva dalla loro memoria i risultati delle misure eseguite da tali unità ed elabora l'indice di Power Quality secondo il metodo prescelto. Un esempio di applicazione di questa architettura, dettagliatamente descritto in [18] e realizzato nell'ambito di una ricerca comune tra il Politecnico di Milano e il Cesi, è riportato in Figura 3. Le unità slave sono state connesse a una sottorete della rete di alimentazione in Bt del Dipartimento di Elettrotecnica



**Figura 4 - Andamento dell'indice globale di Power Quality misurato sulla rete di Figura 3**

del Politecnico di Milano. I carichi di questa sottorete erano costituiti dall'officina meccanica del Dipartimento, da un gruppo inverter-motore trifase e da un carico trifase lineare puramente resistivo. L'unità master è un Pc, collegato alle unità slave attraverso la rete Internet, ed è stata fisicamente implementata sia nel Dipartimento di Elettrotecnica del Politecnico di Milano, collegandola sulla stessa Lan a cui erano collegate le unità slave, sia al Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Bologna, sia al Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'Università di Cagliari, con collegamento alle unità slave, rimaste sempre al Politecnico di Milano, sulla rete Internet. In tutti i casi provati il sistema ha funzionato per ore in modo corretto. I diagrammi di Figura 4 mostrano gli andamenti dell'Indice Globale di Power Quality, rilevati nell'arco di alcune ore e con differenti modalità operative dei carichi.

### La caratterizzazione metrologica

La corretta stima dell'incertezza di misura in sistemi distribuiti rappresenta un ulteriore punto critico. Questi sistemi, infatti, sono basati su algoritmi di elaborazione numerica dei segnali molto complessi, che operano su un gran numero di campioni in ingresso. La corretta stima dell'incertezza nella misura delle diverse grandezze che intervengono nella valutazione degli indici di Power Quality è perciò di importanza fondamentale per evitare grossolani errori di misura. Un ulteriore punto critico è rappresentato dai contributi all'incertezza di misura introdotti dall'aleatorietà dei tempi di trasmissione dei dati, tra le differenti unità costituenti il sistema di misura, dovuta all'uso di una rete condivisa, quale Internet. Questo aspetto è particolarmente critico quando è richiesta una sincronizzazione stretta fra le diverse unità e l'elaborazione in tempo reale dei risultati delle misure eseguite dalle singole unità, come nel caso dell'indice (6). È invece possibile dimostrare [19] che, se non è richiesta una sincronizzazione stretta e i dati prelevati dall'unità master per l'elaborazione dell'indice di Power Quality sono valori medi ottenuti su periodi dell'ordine di qualche minuto, come nel caso dell'indice (7), i contributi di incertezza dovuti ai ritardi di rete possono essere stimati e sono confrontabili con quelli introdotti dalle altre sorgenti di incertezza.

### Conclusioni

Il lavoro ha analizzato gli indici impiegati per le stime di Power Quality nelle reti elettriche, mettendo in evidenza la loro inadeguatezza nell'individuazione delle sorgenti di disturbi armonici. Sono quindi state esaminate alcune recenti proposte della letteratura scientifica che hanno individuato nelle tecniche di misura distribuite la metodologia ottimale per l'individuazione delle sorgenti di disturbo. La realizzazione di sistemi di misura distribuiti è possibile, non solo dal punto di vista tecnico, ma anche da quello economico, con incertezze di misura adeguate agli scopi che ci si prefigge. Quanto analizzato porta quindi a concludere che la sfida posta dalle esigenze di misura della qualità del prelievo e della fornitura di energia elettrica nel libero mercato può essere vinta dal punto di vista tecnico. La domanda a cui resta da dare risposta è se anche gli Enti for-



nitore e l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sapranno vincerla prima che il diffondersi dei disturbi in rete causi perdite economiche maggiori del costo di installazione di adeguati sistemi di misura di Power Quality.

## Bibliografia

- [1] Ieee Standard 519-1992, Ieee Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems.
- [2] Iec 61000-3-2, Electromagnetic compatibility (Emc) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase), 1998.
- [3] Iec 61000-3-4, Electromagnetic compatibility (Emc) - Part 3-4: Limits - Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A, 1998.
- [4] Iec 61000-3-6, Electromagnetic compatibility (Emc) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems, 1996.
- [5] Iec 61000-3-3, Electromagnetic compatibility (Emc) - Part 3-2: Limits - Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with rated current  $\leq 16$  A, 1994.
- [6] Iec 61000-3-5, Electromagnetic compatibility (Emc) - Part 3: Limits - Section 5: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A, 1994.
- [7] En 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, Cenelec November 1994.
- [8] Ieee Standard 1159-1995, Ieee Recommended practice for monitoring electric power quality.
- [9] A.J. Berrisford, *Should a utility meter harmonics?*, Proc. of the Iee 7th Cmates, November 1992, Glasgow, UK, Iee Conf. Pub. n. 367, pp. 86-89.
- [10] A. Ferrero, A. Menchetti, R. Sasdelli, *Measurement of the electric power quality and related problems*, Etep, vol. 6, n. 6, pp. 401-406, 1996.
- [11] A. Ferrero, *Definitions of electrical quantities commonly used in nonsinusoidal conditions*, Etep, vol. 8, n. 4, 1998, pp. 235-240.
- [12] C. Muscas, *Assessment of electric power quality: indices for identifying disturbing loads*, Etep, vol. 8, n.4, pp. 287-292, 1998.
- [13] P.H. Swart, M.J. Case, J.D. van Wyk, *On techniques for localization of sources producing distortion in three-phase networks*, Etep, vol. 6, n. 6, pp. 391-396, 1996.
- [14] A.P.J. Rens, P.H. Swart, *On techniques for the localization of multiple distortion sources in three-phase networks: time-domain verification*, Etep, Vol. 11, No. 5, pp. 317-322, 2001.
- [15] E.J. Davis, A.E. Emanuel, D.J. Pileggi, *Harmonic pollution metering: theoretical considerations*, Ieee Trans. Pow. Del., vol. 15, n. 1, 2000, pp. 19-23.
- [16] D. Castaldo, A. Ferrero, S. Salicone, A. Testa, *An index for assessing the responsibility for injecting periodic disturbances*, Proc. 6<sup>th</sup> Int. Workshop on Power Definitions and Measurements under Non-Sinusoidal Conditions, Milano, Italy, October 13-15, 2003, pp. 109-118.
- [17] Task force on harmonics modelling and simulations: Test systems for harmonic modelling and simulations. Ieee Trans. Pow. Del., vol. 14, n. 2, pp. 579-587, 1999.
- [18] L. Cristaldi, A. Ferrero, S. Salicone, *A Distributed System for Electric Power Quality Measurement*, Ieee Trans. Instr. Meas., vol. 51, n. 4, 2002 pp. 776-781.
- [19] L. Cristaldi, A. Ferrero, C. Muscas, S. Salicone, R. Tinarelli, *The impact of Internet transmission on the uncertainty in the electric power quality estimation by means of a distributed measurement system*, Ieee Trans. Instr. Meas., vol. 52, n. 4, 2003, pp. 1073-1078. ■