

GESTIONE DEI SISTEMI ELETTRICI IN PRESENZA DI GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI: CRITERI DECISIONALI BASATI SU MISURE INCERTE

Alessandro Ferrero⁽¹⁾, Carlo Muscas⁽²⁾, Lorenzo Peretto⁽³⁾, Roberto Tinarelli⁽³⁾

Associazione Italiana Gruppo Misure Elettriche ed Elettroniche

⁽¹⁾ Politecnico di Milano, ⁽²⁾ Università di Cagliari, ⁽³⁾ Alma Mater Studiorum - Università di Bologna

SOMMARIO

La presente memoria richiama l'attenzione su alcuni importanti aspetti legati alle metodologie di gestione delle reti elettriche, con riferimento, in particolare, ai problemi legati ad un utilizzo improprio delle informazioni disponibili dal campo e ai conseguenti rischi decisionali. Le problematiche discusse assumono particolare importanza in presenza di generazione da fonti rinnovabili, in virtù dei cambiamenti che essa impone nella gestione tecnica ed economica del sistema di distribuzione.

L'attenzione sarà concentrata in particolare sulla qualità della fornitura e del prelievo di energia elettrica, dal momento che la presenza sempre più diffusa di elementi capaci di degradare tale qualità, nonché la maggiore sensibilità degli utenti, hanno inevitabilmente richiamato su questo aspetto l'attenzione sia della comunità scientifica che degli organismi di governo nazionali (autorità, gestori di reti, ecc.).

Sono pertanto richieste informazioni di misura attendibili sulla base delle quali possano essere assunte decisioni connesse a politiche contrattuali, tariffarie, ecc. L'affidabilità e la correttezza di tali informazioni dipendono sia dall'individuazione di metodologie di misura teoricamente corrette sia dalla valutazione di come gli effetti delle sorgenti di incertezza si propagano sui risultati.

Nella memoria saranno approfonditi questi aspetti, evidenziando i punti critici su cui occorrerebbe dedicare future risorse per minimizzare i rischi di decisioni prese sulla base di dati che, provenendo da risultati di misure, non possono essere considerati come assolutamente certi e che quindi, se non considerati insieme alla loro incertezza, possono portare a decisioni errate.

1. INTRODUZIONE

I profondi mutamenti che si stanno verificando nei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica, dovuti a fattori quali la liberalizzazione del mercato dell'energia e la crescente diffusione di impianti di "generazione distribuita" (GD) alimentati da fonti rinnovabili, fanno nascere l'esigenza di studiare problematiche di gestione, monitoraggio e controllo diverse da quelle affrontate tradizionalmente.

Ad esempio, l'impatto della GD, unito al sempre più diffuso utilizzo dell'elettronica di potenza, sulla qualità dell'energia elettrica ha prodotto una notevole attenzione verso le misure di power quality, cioè verso tutte le azioni volte a monitorare, qualificare e quantificare i disturbi presenti nelle reti elettriche di potenza. In particolare, l'installazione di dispositivi elettronici di potenza nominale sempre crescente e la diffusione di componenti non lineari e tempo varianti fa sì che le correnti e le tensioni negli elementi della rete risultino distorte. Molte grandezze usualmente impiegate in regime sinusoidale per caratterizzare lo stato energetico di un sistema di potenza risultano però inadeguate in presenza di distorsione. Quindi i tradizionali metodi di indagine e le funzioni di misura implementate dalla maggior parte della strumentazione di misura disponibile sul mercato risultano molto spesso fonte di errate informazioni.

Un altro aspetto cruciale è senza dubbio quello della gestione energetica: da questo punto di vista appare opportuno poter controllare, anche a distanza, sistemi dispersi sul territorio e basati su tecnologie diverse come una singola centrale di generazione, per ottenere il maggior vantaggio nel loro utilizzo [1].

Inoltre, in presenza di una significativa penetrazione della GD, gli schemi di protezione per le reti di distribuzione, ideati

per strutture radiali nelle quali il flusso di energia è unidirezionale (dalla sorgente verso il carico), devono essere riconsiderati per tener conto della presenza di sorgenti di alimentazione distribuite che modificano le strutture locali della rete rendendole non più radiali. Pertanto risulta non più valido il tradizionale coordinamento delle protezioni [2].

Le problematiche di dispacciamento energetico e coordinamento delle protezioni devono essere gestite dinamicamente, in quanto il sistema elettrico può cambiare configurazione rapidamente. Emerge quindi la necessità di avere con continuità dati aggiornati ed affidabili sulle caratteristiche del sistema stesso.

In virtù delle precedenti considerazioni, in uno scenario che vede crescere continuamente la penetrazione della generazione distribuita, sarà quindi sempre più importante disporre di sistemi di misura affidabili e flessibili. Diverse metodologie proposte per affrontare questi problemi sono basate sulla realizzazione di sistemi di misura distribuiti su larga scala che effettuino la misura simultanea di diverse quantità in diversi punti della rete. Per quanto detto, le indicazioni fornite da tali sistemi di misura possono essere utilizzate per la gestione e la protezione del sistema, o anche a fini tariffari dal momento che, nel mercato libero, è importante individuare le responsabilità per i vari disturbi tra i diversi soggetti che interagiscono nel sistema elettrico. Risulta quindi essenziale valutare la qualità delle informazioni fornite. Occorre infatti considerare che queste informazioni saranno affette dalle incertezze intrinseche di misura e ciò comporta inevitabilmente la pericolosa e non remota possibilità di giungere a decisioni non corrette perché prese non considerando l'incertezza di misura e quindi trattando come assolutamente certi dati che sono, invece, intrinsecamente incerti. Le possibili conseguenze, anche di natura economica,

sono evidenti.

Oggi giorno tali problematiche non sono generalmente considerate con la dovuta attenzione; alcune possibili soluzioni tecnologicamente avanzate esistono, anche se attualmente non sono in grado di risolvere tutti i problemi connessi con la gestione dell'energia elettrica. Inoltre esse richiedono costi spesso molto elevati. L'orientamento per un prossimo futuro è quello di individuare nuovi approcci teorici all'analisi dei rischi decisionali e nuove metodologie che, pur in presenza delle inevitabili incertezze, consentano di minimizzare tali rischi.

In questo lavoro saranno evidenziate le problematiche relative alle definizioni delle grandezze e alle metodologie di misura che risultano critiche per la formulazione di criteri decisionali relativi alla gestione dei sistemi di potenza. Particolare attenzione verrà posta su alcuni problemi teorici e applicativi che non hanno ancora ricevuto soluzioni soddisfacenti. Si farà specifico riferimento al caso delle misure finalizzate alla valutazione della qualità dell'energia, ma le considerazioni esposte possono essere generalizzate alle altre problematiche illustrate in questo paragrafo introduttivo.

2. INCERTEZZA DI MISURA E REGOLE DECISIONALI

Come noto, il risultato di una misura è una informazione costituita da un numero, da un'incertezza e da un'unità di misura. L'incertezza di misura ha lo scopo di fornire una valutazione quantitativa della qualità di una misura. Numerose sono infatti le cause che possono influenzare il valore attribuito al misurando e, anche quando siano stati corretti tutti gli effetti sistematici noti o ipotizzati di tali cause, esiste ancora un dubbio su quanto bene il risultato rappresenti il valore della quantità misurata. Tale dubbio è espresso dalla incertezza di misura, definita dalla "Guida all'espressione dell'incertezza di misura" (GUM) [3] come segue: "*parametro che, associato al risultato di una misura, caratterizza la dispersione dei valori che ragionevolmente possono essere attribuiti al misurando*". Secondo la GUM il risultato di una misura è rappresentabile da una variabile aleatoria caratterizzata da una certa distribuzione di probabilità. Lo scarto tipo associato a tale distribuzione è un indice della dispersione dei valori attribuibili alla variabile aleatoria considerata e viene pertanto utilizzato per rappresentare l'incertezza di misura (*incertezza tipo*, [3]). Un multiplo dell'incertezza tipo costituisce la cosiddetta *incertezza estesa*, che definisce un intervallo (*intervallo di confidenza*), centrato sul valore attribuito al misurando (valore atteso della distribuzione di probabilità) all'interno del quale cadono, con una certa probabilità (*livello di confidenza*), i valori ragionevolmente attribuibili al misurando.

Ne consegue che, quando si deve prendere una decisione basata sul risultato di una misura, è necessario ragionare in termini di probabilità e quindi alla decisione stessa sarà sempre associato un certo livello di confidenza. Si consideri il caso, assai comune, in cui il rispetto o meno di una certa caratteristica sia indicato dal non superamento o meno di una certa soglia th da parte del parametro misurato x , a cui è associata una certa incertezza estesa U . Risulta così definito un intervallo di confidenza $x \pm U$ a cui corrisponde un certo livello di confidenza p . La Fig. 1 illustra tre possibili situazioni. Nel caso a) tutto l'intervallo di confidenza cade al di sotto della soglia e quindi risulta verificata la conformità con un certa probabilità p . Il caso c) è invece l'esatto contrario: tutto l'intervallo di confidenza cade al di sopra della

soglia e quindi risulta, con una certa probabilità p , una non conformità. Infine nel caso b) il livello di confidenza scelto non permette di prendere una decisione, in quanto l'intervallo risulta a cavallo della soglia. Per prendere una decisione, ovvero fare in modo che l'intervallo cada interamente da una parte o dall'altra della soglia, occorre ridurre l'ampiezza dell'intervallo medesimo, diminuendo il livello di confidenza. Ne consegue che la decisione presa avrà una minore probabilità di essere corretta [4].

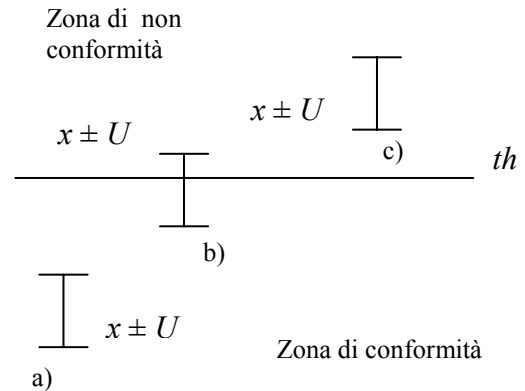


Fig. 1 Possibili esiti del confronto tra il risultato di una misura e un valore di riferimento.

3. MISURA DELLA QUALITÀ DELL'ENERGIA

3.1. Generalità

La gestione della qualità dei processi nell'industria e nei servizi deve molto spesso fare i conti con problemi di qualità della fornitura di energia elettrica (power quality). I concetti e le procedure alla base delle norme ISO della serie 9000 per la gestione della qualità possono essere applicati alla stessa energia elettrica, che può essere trattata come un prodotto da processo continuo [5]. La sicurezza, riferita a possibili danni a persone, processi e altri prodotti, è un importante aspetto della qualità di ogni prodotto. I disturbi elettromagnetici condotti possono compromettere l'affidabilità di dispositivi o sistemi e quindi causare l'interruzione di processi, con danni economici o di altro tipo. Anche all'energia elettrica è pertanto applicabile la responsabilità per danni da prodotto difettoso, tanto che, come noto, esistono Autorità con il compito di fissare livelli minimi per la qualità della fornitura di energia elettrica e di vigilare sul loro rispetto.

Per questa ragione vi è un forte interesse verso sistemi di misura capaci di dare informazioni accurate sulle cause e responsabilità del deterioramento della power quality.

La necessità di tali misure è avvertita sempre più forte, sia da parte delle società distributrici di energia elettrica che da parte delle Autorità e degli utenti, anche se per differenti motivi. Vi è infatti la necessità da un lato di garantire, nei punti di consegna, tensioni con caratteristiche conformi a quanto stabilito dalla normativa in vigore (in particolare dalle norme EN IEC della serie 61000 [6] e dalla Norma EN 50160 [7], che fissa, in termini statistici o probabilistici, limiti e relative tolleranze dei parametri critici per la qualità dell'energia elettrica) e dall'altro di disporre di informazioni attendibili circa la qualità dell'energia elettrica fornita allo scopo di operare correttamente le funzioni di controllo. Questo scenario ha determinato, nell'ambito internazionale, un proliferare di iniziative di tipo scientifico e normativo per la definizione di opportuni parametri di valutazione della qualità

dell'energia elettrica e per la realizzazione di sistemi di misura dalle elevate prestazioni metrologiche atti a implementare in modo efficiente le metodologie di misura proposte (si vedano, per esempio, i lavori [8-17]).

L'Associazione Italiana Gruppo Misure Elettriche ed Elettroniche, in particolare con le proprie Unità di Ricerca presso il Politecnico di Milano, l'Università di Cagliari e l'Università di Bologna, si è diffusamente occupata delle problematiche di misura coinvolte. Lo sforzo maggiore è stato ed è tutt'ora rivolto alla ricerca degli elementi critici che possono degradare le informazioni di misura fornite da questi sistemi, studiando opportune tecniche per valutare e garantire lo stato di conferma metrologica dei sistemi di misura e per la taratura dei medesimi, con riferimento in particolare ai trasduttori di tensione e corrente [18-22]. Le ricerche condotte, anche nell'ambito di Progetti di Ricerca cofinanziati dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, hanno dimostrato sempre più chiaramente come la stima di adeguati parametri di power quality richieda frequentemente la misura simultanea ed accurata di diverse quantità in diversi punti della rete, rendendo indispensabile realizzare sistemi di misura distribuiti su larga scala e dalle specifiche di elevata accuratezza. Questo avviene in particolare quando si devono affrontare problemi relativi alla identificazione delle responsabilità per disturbi aperiodici associati alla tensione di rete (come transitori di tensione, interruzioni, buchi di tensione, ecc.) e alla conseguente possibile ripartizione dei costi necessari per la loro mitigazione [8, 11-13].

Il crescente progresso tecnologico ha permesso ultimamente di progettare e realizzare, con costi relativamente contenuti, tali sistemi di misura ad architettura distribuita. Essi sono composti da unità di misura installate nei nodi della rete elettrica di potenza e collegate, tramite LAN o WAN, ad una unità di controllo che riceve le informazioni, le elabora e fornisce informazioni utili alla valutazione della power quality.

Il fatto che le indicazioni fornite da questi sistemi di misura distribuiti possano essere utilizzate a fini tariffari conferisce ad essi una non trascurabile rilevanza legale oltre che economica. Considerati quindi i rischi derivanti da eventuali decisioni non corrette, l'attenzione degli studiosi è rivolta anche verso il problema della caratterizzazione metrologica di tali sistemi, in modo da elaborare opportune metodologie di supporto alle decisioni stesse. Da questo punto di vista sono state proposte diverse tecniche per la verifica delle prestazioni delle stazioni di misura remote e per la valutazione della propagazione degli effetti delle singole cause di incertezza sul risultato finale. Per quest'ultimo aspetto, data la complessità di alcuni algoritmi di misura proposti per lo studio e la qualificazione dei fenomeni di disturbo, sono stati predisposti idonei metodi di valutazione dell'incertezza basati sia su tecniche statistiche che deterministiche [19,20,23,24]. Soltanto pochi tentativi [22,23] sono stati invece dedicati alla valutazione dell'incertezza introdotta da una carenza di sincronizzazione delle unità sulle informazioni di misura e quindi sulle decisioni che sulla base di esse saranno successivamente prese. Di assoluta rilevanza, per le implicazioni legali oltre che per la gestione economica del sistema, è la necessità di provvedere a periodiche verifiche o tarature per garantire nel tempo la riferibilità dei risultati ottenibili. Diversi, infatti, possono essere i fattori che possono inficiare le prestazioni dei sensori locali. Le condizioni ambientali sono un primo tipo di fattori di influenza: si pensi a variazioni sensibili di temperatura o all'effetto di agenti atmosferici, quali umidità dell'aria, elementi chimici presenti, ecc.. Anche le caratteristiche dei segnali di ingresso alle unità

remote sono da considerarsi come responsabili di degrado delle prestazioni metrologiche dei sistemi di misura: sovratensioni superiori al limite ammesso, per i trasduttori di tensione, o sovracorrenti, per i trasduttori di corrente, possono col tempo influenzare l'accuratezza di tali dispositivi.

E' quindi necessario dare risposta ad alcuni dei succitati problemi, lavorando sia sull'aspetto metodologico delle tecniche di progettazione di sistemi di questo tipo per finalizzarle a garantire la riferibilità dei risultati di misura da essi forniti, sia alla individuazione ottima degli intervalli di taratura.

3.2. Misure "convenzionali" (Norma EN 50160)

La norma EN 50160 [7] definisce le caratteristiche della tensione ai terminali di alimentazione degli utenti nei sistemi pubblici di distribuzione in media e bassa tensione, riportando anche i limiti entro i quali gli utenti possono aspettarsi che rimangano tali caratteristiche. Queste ultime riguardano la frequenza, l'ampiezza, la forma d'onda e la simmetria delle tensioni trifase, che sono soggette, durante il normale esercizio, a variazioni dovute a mutamenti del carico, a disturbi introdotti da particolari apparecchiature e al verificarsi di guasti. Fra i vari parametri che devono essere misurati, il numero di interruzioni è quello che viene attualmente preso maggiormente in considerazione dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in quanto certamente indicativo della continuità del servizio. L'interruzione della alimentazione è definita [7] come quella condizione per la quale la tensione ai terminali della fornitura è inferiore all'1% della tensione nominale (dichiarata). Si distinguono le lunghe interruzioni (durata superiore ai 3 minuti) e le brevi interruzioni (durata inferiore ai 3 minuti). La misura di questo parametro non pone sostanziali problemi di misura.

Il discorso tuttavia cambia qualora si prendano in considerazione gli altri parametri indicati dalla norma [7], anche in considerazione della introduzione dei cosiddetti "Contratti per la Qualità", così come definiti dall'Allegato A della Delibera n. 247/04 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas [26]. In tale documento si prevede infatti che le imprese distributrici con più di 5000 clienti possano stipulare contratti nei quali si pattuiscono con il cliente determinati livelli di qualità, ovviamente non inferiori a quelli fissati dall'Autorità stessa. In particolare, l'art. 36 afferma che "*per le caratteristiche di qualità della tensione diverse dalle interruzioni lunghe e brevi, fino all'emanazione di provvedimenti dell'Autorità in materia, si applica quanto previsto dalla norma tecnica CEI EN 50160*".

La determinazione di questi altri parametri pone, come accennato, alcuni problemi di misura che devono essere tenuti in considerazione. Ad esempio, alcuni problemi di accuratezza possono essere riscontrati nell'analisi di buchi di tensione e di sovratensioni, in particolare per quel che riguarda la determinazione della loro durata e della loro ampiezza. Si ricorda che, in accordo con la [7], un buco di tensione è una diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione a un valore compreso fra il 90% e l'1% della tensione nominale (dichiarata). Convenzionalmente la sua durata è compresa fra 10 ms e 1 minuto. Una sovratensione, invece, può essere temporanea a frequenza di rete (di durata relativamente lunga), oppure di tipo transitorio, e in questo caso assume spesso caratteristiche di tipo oscillatorio, con durata inferiore a qualche millisecondo, ed è causata tipicamente da fulminazioni, manovre o interventi di fusibili. I rischi decisionali possono verificarsi, specialmente per i buchi di tensione, qualora l'ampiezza del fenomeno sia prossima al

limite stabilito dalla norma: in tal caso l'incertezza associata alla misura del valore efficace diventa fondamentale per ridurre al minimo il rischio di classificare in modo errato il possibile buco di tensione.

I problemi maggiori di accuratezza si riscontrano nella misura delle tensioni armoniche, ossia, secondo la [7], di quelle tensioni sinusoidali la cui frequenza sia multipla della frequenza di rete a 50 Hz. Esse, sempre secondo la [7], possono essere valutate individualmente (ossia in termini di rapporto fra la loro ampiezza e quella della componente a 50 Hz) oppure globalmente, in termini per esempio del cosiddetto fattore di distorsione armonica (THD). La norma [7] stessa fornisce i limiti che devono essere rispettati, su una settimana, dal 95% dei valori efficaci di ogni singola tensione armonica, mediati su 10 minuti. Ad esempio, il rapporto percentuale fra il valore efficace della 5^a armonica (ovvero la componente a 250 Hz) e il valore efficace della componente a 50 Hz deve risultare minore del 6%. I problemi di accuratezza in questo tipo di misura nascono dal fatto che tali parametri sono particolarmente legati ad alcune caratteristiche della strumentazione utilizzata. Le due principali cause di incertezza in questo tipo di misure sono legate alla finestra temporale di osservazione del segnale e alle caratteristiche di accuratezza dei trasduttori di misura.

Per quanto concerne il primo punto, la Norma EN 61000-4-30 [27] indica come intervallo di osservazione T_w un tempo pari a 10 periodi del segnale fondamentale, e quindi 200 ms nel caso in cui la frequenza di rete sia esattamente pari a quella nominale di 50 Hz. Ciò implica una risoluzione in frequenza, per lo spettro discreto del segnale campionato, pari a $f_w = 1/T_w$, e cioè a 5 Hz nel caso nominale. Nel caso, non raro, di misure su segnali che contengano componenti a frequenze non multiple di f_w , si manifesta un fenomeno di dispersione noto come *spectral leakage*. Ciò in generale succede quando l'intervallo di osservazione non è un multiplo intero esatto del periodo del segnale osservato. L'effetto macroscopico è una errata valutazione dell'ampiezza delle armoniche e, quindi, di alcuni parametri ad esse legate, come il THD.

Per quanto riguarda il secondo punto, si ricorda che l'art. 39 di [26] stabilisce che i sistemi di misura installati per registrare le caratteristiche della qualità della tensione diverse dalle interruzioni devono essere conformi alla norma [27]. Questo documento fissa limiti di accuratezza per la strumentazione di misura, esplicitamente omettendo di considerare i trasduttori di ingresso e l'incertezza ad essi associata, dedicando ad essi soltanto alcune annotazioni in un'appendice. E' tuttavia noto che in questi ultimi dispositivi risiedono le maggiori sorgenti di incertezza, caratterizzate mediante alcuni parametri, tra cui i principali sono l'errore di rapporto, l'errore d'angolo e la banda passante nel caso sinusoidale e l'errore composto nel caso non sinusoidale. L'utilizzo di strumentazione anche conforme a [28] potrebbe quindi determinare ugualmente incertezze non accettabili nella misura delle componenti armoniche.

Esistono infine problemi decisionali legati ad una errata definizione delle grandezze di misura. Sempre con riferimento alla [6], si consideri il parametro definito per valutare la severità del flicker, ossia la fluttuazione del flusso luminoso prodotto da una data sorgente quando essa è alimentata da una tensione distorta. Esso, in accordo con la EN 61000-4-15 [28] deve essere misurato utilizzando strumentazione che implementa un modello matematico che è stato sviluppato per una particolare sorgente luminosa: lampada ad incandescenza da 60 W, 50Hz, 230V. L'origine del flicker è strettamente legata alla tipologia di sorgente luminosa impiegata (ad

esempio lampada ad incandescenza o fluorescente). Una tensione che produca flicker con un certo tipo di lampada può non produrlo utilizzando un altro tipo. Essendo l'attuale flickermetro progettato sul modello della succitata lampada ad incandescenza, esso dunque fornirà informazioni corrette sulla severità del flicker prodotto dalla tensione analizzata soltanto parzialmente.

3.3. Misure "non convenzionali"

La ricerca negli ultimi anni si è dedicata con particolare attenzione ad un problema che potrebbe rivestire enorme importanza negli aspetti contrattuali della gestione del mercato energetico: la localizzazione delle sorgenti di disturbo. E' infatti noto che, date le caratteristiche peculiari del prodotto "energia elettrica", una società distributrice non può essere considerata la sola responsabile della qualità della tensione fornita ai suoi utenti, così come un utente non può essere considerato il solo responsabile della qualità della corrente assorbita dai suoi carichi [8,11,17].

Le tecniche proposte nella letteratura scientifica sono basate su principi diversi. Nessuna di esse ha finora incontrato il parere favorevole di tutta la comunità scientifica e di governo, dal momento che ciascuna risulta in grado di mettere in luce alcuni aspetti, ma spesso a discapito di altri.

Non si ritiene opportuno, in questa sede, approfondire gli aspetti teorici di questo dibattito, per i quali si rimanda ai riferimenti bibliografici [8-18]. Si ritiene invece importante porre l'accento sul fatto che la maggior parte delle metodologie proposte richiede particolare attenzione nella scelta dei sistemi di misura.

A titolo di esempio si considerino le tecniche basate sulla valutazione del segno delle potenze armoniche attive, che attribuiscono al carico l'origine di quelle componenti armoniche per le quali la corrispondente potenza armonica attiva risulti negativa, e alla rete di alimentazione le altre [10,17]. Questa strategia è suggerita dalla norma IEC 61000-4-7 [29] come possibile via per individuare i responsabili della distorsione presente in un sistema elettrico e, benché la sua validità sia stata messa in discussione in diversi lavori scientifici [8,9], viene implementata in molti strumenti commerciali specifici per le applicazioni di Power Quality.

Si consideri ad esempio la Fig. 2. Essa mostra l'andamento del segno della potenza attiva alla 5^a armonica ai capi di un carico non lineare connesso ad una piccola rete elettrica di test in BT, assieme ad un altro carico non lineare e ad uno lineare, tutti alimentati da una sorgente di potenza finita [17]. La variazione del segno del contributo alla potenza attiva della 5^a armonica di tensione e corrente (P_5) è stata ottenuta modificando i parametri di funzionamento dell'altro carico non lineare. Ciò dunque dimostra che, per un dato carico, il segno delle potenze armoniche risulta dipendente dagli altri elementi della rete, rendendo quanto meno discutibile il metodo di localizzazione delle sorgenti di disturbo basato esclusivamente su questa analisi.

Tuttavia, dal momento che questo metodo, adottate le opportune correzioni, resta alla base di quasi tutti i metodi proposti per l'identificazione delle sorgenti di disturbo, risulta evidente come, al fine di una sua efficace applicazione, sia necessario prestare particolare attenzione alla scelta dei dispositivi di misura e delle loro caratteristiche metrologiche. In particolare è necessario scegliere con cura i trasduttori di tensione e corrente, se si vuole evitare che gli errori di fase da essi introdotti, variabili in funzione della frequenza del segnale in ingresso, non provochino errate determinazioni della direzione dei flussi di potenze armoniche, esponendo in tal

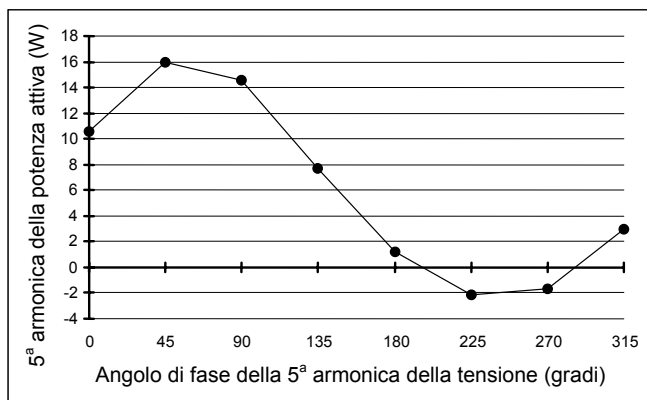


Fig.2 Andamento del segno della P_5 ai capi di un carico non lineare provocato della variazione del funzionamento di un altro carico non lineare connesso alla stessa rete elettrica

modo l'utente della misura al rischio di assumere decisioni non corrette.

A titolo di esempio, si consideri il parametro di qualità proposto in [30] e denominato "Supply and Loading Quality index" (SLQ). Esso è definito come il rapporto P/P_{+1} tra la potenza attiva totale e quella relativa alle sole componenti fondamentali di sequenza diretta. Seguendo il criterio del segno delle potenze armoniche attive, un valore di SLQ maggiore di uno indicherebbe che la causa prevalente di disturbo in un dato nodo è localizzata sul lato della rete di alimentazione, mentre un valore inferiore a uno attribuirebbe al carico tale responsabilità. Un aspetto cruciale dal punto di vista metrologico è la presenza di un valore di soglia da confrontare col valore misurato per assumere determinate decisioni. Il valore di SLQ può spesso risultare molto prossimo alla soglia unitaria e ciò, richiamando le considerazioni sull'incertezza esposte nel paragrafo 2, può condurre a situazioni di indeterminazione. Le figure 3 e 4 presentano due possibili situazioni, ottenute applicando il metodo proposto in [30] ai risultati di simulazioni numeriche eseguite su una rete standard impiegata in ambito IEEE per studi relativi alle armoniche [31], e successivamente determinando la distribuzione di probabilità associata ai valori di SLQ mediante il metodo Monte Carlo illustrato in [23].

Le due figure si riferiscono allo stesso nodo, per il quale il valore di SLQ risulta inferiore alla soglia, ma molto prossimo ad essa, e si differenziano per le caratteristiche metrologiche della strumentazione che si è ipotizzato di impiegare [32].

La Fig. 3 si riferisce all'impiego di strumentazione di qualità: la distribuzione di probabilità associata al valore di misura risulta "stretta" attorno al valore stesso e non supera il valore di soglia. Pertanto nessuno dei valori che possono essere attribuiti al misurando è maggiore di uno, e quindi la decisione di attribuire le responsabilità della distorsione al carico potrebbe essere presa con ragionevole certezza. Viceversa, la distribuzione mostrata in Fig. 4, che si riferisce all'impiego di strumentazione meno pregiata, e quindi con incertezza maggiore, risulta a cavallo del valore di soglia. In questo caso non è possibile attribuire con certezza la responsabilità né al carico né alla rete di alimentazione.

Inoltre, come si è già affermato nel paragrafo 3.1, sempre più spesso vengono proposte anche in questo ambito, da gruppi di ricerca altamente qualificati in sede internazionale [12,13,33] metodologie di misura basate su sistemi distribuiti, in quanto la possibilità di elaborare dati provenienti da più punti della rete appare alquanto promettente nell'ottica di avere una visione più completa del sistema in esame. Da un punto di vista metrologico questo comporta l'introduzione di

ulteriori cause di incertezza (mancanza di sincronizzazione, ritardi di trasmissione, ecc.) che rendono ancora più critica la situazione.

In conclusione risulta evidente come la ricerca mirata alla definizione di validi criteri di individuazione delle sorgenti dei disturbi in una rete elettrica di distribuzione non possa prescindere da un'attenta valutazione di quanto le inevitabili incertezze di misura possano alterare le scelte che da tali misure derivano.

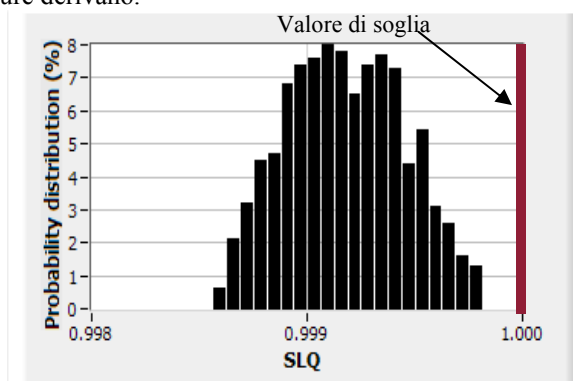


Fig. 3 Valutazione dell'indice SLQ ottenuta con strumentazione di elevate prestazioni metrologiche

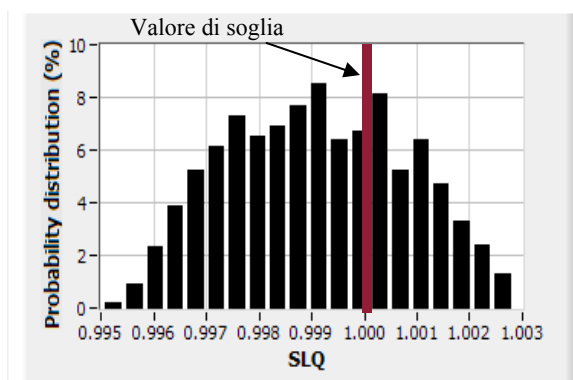


Fig. 4 Valutazione dell'indice SLQ ottenuta con strumentazione di modeste prestazioni metrologiche

CONCLUSIONI

La corretta gestione di un sistema elettrico di potenza dipende in modo essenziale dalla disponibilità di dati di misura affidabili. Questo fatto assume particolare rilevanza nel nuovo scenario che si configura soprattutto in virtù della liberalizzazione del mercato e della crescente diffusione di impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili, in quanto, assieme alle tradizionali operazioni di misura destinate prevalentemente a fini tariffari, ne vengono richieste sempre più spesso altre orientate alla verifica del rispetto di limiti normativi e/o contrattuali.

Tra le problematiche di maggiore interesse rientrano senza dubbio quelle legate alla qualità dell'energia elettrica.

Adottando la definizione universalmente accettata che la qualità sia inversamente legata alla variabilità delle caratteristiche di un prodotto, si può affermare che lo studio della qualità dell'energia elettrica vuole investigare tutto ciò che fa deviare nel tempo i parametri principali che la caratterizzano. Essendo l'energia elettrica che una Utility vende ad un cliente equiparata ad un prodotto (in accordo alla Direttiva Comunitaria 85/374/CEE), risulta delicato stabilire se, per esempio, siano rispettati i vari limiti contrattuali sulla distorsione della tensione di rete o se un carico sia responsabile o meno del deterioramento della qualità della tensione di rete. Queste problematiche sono strettamente legate sia alla correttezza delle metodologie di misura

proposte, sia alle incertezze che intrinsecamente degradano l'informazione di una misura trasformandola da numero in intervallo entro cui ragionevolmente si può trovare il parametro che si vuole misurare (e dunque con una probabilità che non vi si trovi). Tutte le decisioni che da tali informazioni di misura dipendono contempleranno un inevitabile margine di incertezza e dunque di probabilità di non essere corrette.

Nella presente memoria si è voluto evidenziare l'impatto di tali problematiche sulle metodologie di misura per l'analisi della qualità dell'energia elettrica, sia quelle oggi recepite a livello normativo ed implementate nella strumentazione di misura commerciale, sia quelle ancora a livello di discussione in ambito scientifico e tecnico. Si è quindi messa in evidenza l'influenza determinante dell'incertezza di misura sulla interpretazione attribuibile al risultato della misura stessa.

In sintesi, risulta strategicamente, oltre che formalmente, importante affrontare in modo rigoroso e con adeguate basi scientifiche il problema di creare le condizioni sufficienti e oggettivamente valide affinché le politiche di controllo e di gestione dell'energia elettrica possano essere attuate correttamente.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] G. Celli, R. Cicoria, B. Colombo, R. Faranda, M. Lissandrin, F. Pilo, S. Poretta, L. Sfondrini, E. Tironi, G. Valtorta: "La generazione distribuita e le tendenze dell'evoluzione della rete di distribuzione", Atti della Giornata di Studio AEI La generazione distribuita: evoluzione e prospettive, Milano 8 maggio 2003, pp. 25-46.
- [2] J.C. Gómez, M.M. Morcos: "Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sag in Distributed Generation Systems", IEEE Power Engineering Review, February 2002, pp. 16-19.
- [3] BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, OIML, Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, 1995.
- [4] G. D'Antona, Incertezza di misura e decisioni incerte. Proposta di un criterio decisionale applicabile in ambito sanitario e ambientale, Tutto_Misure, vol. 2 n° 3, 2000, pp. 273-277.
- [5] ISO 9004-3, Quality management and quality system elements - Part 3: Guidelines for processed materials, International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 1994.
- [6] EN 61000 Series, Electromagnetic compatibility, CENELEC, Brussels (Belgium)
- [7] EN 50160, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems, CENELEC, Brussels (Belgium), 1999
- [8] E. J. Davis, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi, "Evaluation of single-point measurements method for harmonic pollution cost allocation", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, n. 1, 2000, pp. 14-18.
- [9] 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.
- [10] C. Muscas, "Assessment of electric power quality: indices for identifying disturbing loads", ETEP, vol. 8, n.4, 1998, pp. 287-292.
- [11] 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.
- [12] E. J. Davis, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi, "Harmonic pollution metering: theoretical considerations", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, n. 1, 2000, pp. 19-23.
- [13] D. Castaldo, A. Testa A. Ferrero, S. Salicone, "An Index for Assessing the Responsibility for Injecting Periodic Disturbances", L'Energia Elettrica, vol. 81, "Ricerche", 2004.
- [14] R. Sasdelli, G. Del Gobbo, G. Iuculano, "Quality management for electricity as a processed material", IEEE Trans. Instr. Meas., vol. 49, no. 2, 2000.
- [15] A. Ferrero, R. Sasdelli, "Revenue and harmonics: a discussion about new quality-oriented measurement methods, Proc. of the 9th Int. Conf. on Metering and Tariffs for Energy Supply", IEE Conference Publication 462, Birmingham, UK, 1999, pp. 46-50.
- [16] M.J. Case, P.H. Swart, "The Gabor transform as a power-system analysis tool", ETEP European Trans. on Electr. Power Eng., vol. 6, no. 6, 1996, pp.387-390.
- [17] R. Sasdelli, C. Muscas, L. Peretto, "A VI-based measurement system for sharing the customer and supply responsibility for harmonic distortion", IEEE Trans. on Instr. Meas., 1998, vol. 47, n. 5, pp. 1335-1340.
- [18] C. Muscas, L. Peretto, S. Sulis, R. Tinarelli, "Implementation of multi-point measurement techniques for PQ monitoring", Proc. of the 21st IEEE IMTC/04, Como (Italy), vol.3, pp. 1626-1631.
- [19] A. Ferrero, M. Lazzaroni, S. Salicone, "A calibration procedure for a digital instrument for power quality measurement", IEEE Trans. on Instr. Meas., vol. 51, n. 4, pp. 716-722, August 2002
- [20] A. Ferrero, S. Salicone, "The random-fuzzy variables: a new approach for the expression of uncertainty in measurement" IEEE Trans. Instr. Meas., vol.53, no.5, 2004, pp. 1370-1377.
- [21] C. Muscas, L. Peretto, R. Sasdelli, A. Briani, "An automatic test equipment for the calibration of voltage transducers", IEEE Trans. on Instr. Meas., vol. 50, n. 6, pp. 1638-1643, December 2001.
- [22] L. Peretto, P. Rinaldi, R. Sasdelli, R. Tinarelli, "A System for the Measurement of the Starting Instant of Impulsive Transients", Proc. of the 21st IEEE IMTC/04, Como (Italy), vol 2, pp. 1394-1398.
- [23] N. Locci, C. Muscas, E. Ghiani, "Evaluation of uncertainty in digital processing of quantized data", Proc. 11th IMEKO TC-4 Symposium, Lisbon (Portugal), vol. 1, pp. 102-106, September 2001.
- [24] G. Betta, C. Liguori, A. Pietrosanto, "A structured approach to estimate the measurement uncertainty in digital signal elaboration algorithms", IEE Proc. Sci. Meas. Technol., vol. 146, no. 1, pp. 21-26, January 1999.
- [25] 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. on Instrumentation and Measurement, vol. 52, n. 4, August 2003, pp.1073-1078.
- [26] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in materia di qualità di servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, Milano, Dicembre 2004.
- [27] EN 61000-4-30, Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques -Power quality measurement methods, CENELEC, Brussels (Belgium), 2003.
- [28] EN 61000-4-15 "Testing and measurement techniques: flickermeter - functional and design specification", Geneva, CH, 1997.
- [29] EN 61000-4-7: "Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4: Testing and measurement techniques-Section 7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto", CENELEC, Geneva, 1991.
- [30] A. Ferrero, A. Menchetti, R. Sasdelli, "Measurement of the electric power quality and related problems", ETEP, vol. 6, n. 6, 1996, pp. 401-406.
- [31] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation: "Test systems for harmonics modeling and simulation", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 14, n. 2, 1999, pp. 579-587.
- [32] N. Locci, C. Muscas, S. Sulis: "Investigation on the accuracy of harmonic pollution metering techniques", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 53, No. 4, August 2004, pp. 1140-1145.
- [33] C. Muscas, L. Peretto, S. Sulis, R. Tinarelli "Implementation of multi-point measurement techniques for PQ monitoring", Proc. of the 21st IEEE IMTC/04, Como (Italy), vol.3, pp. 1626-1631.