

# Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation

D. M. Ferreyra, A. C. Sarmiento and C. A. Reineri

**Abstract**— In the present work, a state estimation technique is applied to calculate the amplitudes and phase angles of the harmonic currents injected at the buses of a power distribution system. To this effect, the model of a 50-Hz 13.2-kV 4-bus radial system is used. The grid (source) and a generator are connected at opposite ends of the system, following a configuration known as distributed generation, which is becoming quite usual nowadays. In this particular implementation, the nodal harmonic voltages are presented as the state variables instead of the harmonic currents. This follows the same structure as a traditional fundamental frequency state estimation. As a further step, the injected harmonic currents are calculated from the corresponding injected powers and nodal voltages.

**Keywords**— Harmonic distortion, State estimation, Power distribution, Power system harmonics.

## I. INTRODUCCIÓN

LA ESTIMACIÓN de estado puede describirse genéricamente como la utilización de algún criterio estadístico determinado a fin de asignar valores a un conjunto de variables de estado (vector  $\mathbf{x}$ ) desconocidas de un sistema, partiendo de la base de un conjunto de mediciones (vector  $\mathbf{z}$ ) realizadas sobre ese mismo sistema [1]. Los valores que se asignan a las variables de estado por medio de la estimación de estado son los valores verdaderos estimados para ellas. Las diversas técnicas de estimación de estado se basan en el hecho de que las mediciones se reconocen como “imperfectas” (inexactas) y que deben estar presentes en cantidad redundante en relación con la cantidad de variables de estado por estimar.

Desde principios del s. XIX, se aplica para estimación de estado el método de los mínimos cuadrados [2]. Durante el s. XX, se lo comenzó a utilizar para la estimación de la posición y la trayectoria de vehículos aeroespaciales en función de mediciones imprecisas pero redundantes de sus vectores de posición y velocidad. En el caso de este ejemplo, las mediciones inexactas corresponderían a observaciones ópticas o señales de radar que se contaminan con ruido aleatorio y contienen errores del sistema de medición. Posteriormente, se comenzó a aplicar el mismo criterio para la estimación de

estado en sistemas eléctricos con fines de control [3].

En un sistema dado, la estimación del valor verdadero de las variables de estado de interés persigue como finalidad minimizar o maximizar el criterio estadístico seleccionado. El criterio más tradicional suele ser la minimización de la suma de cuadrados de las diferencias entre los valores estimados y los “verdaderos” de una función. La clave de la necesidad de implementar la estimación de estado consiste en lo siguiente: si se tomara la misma cantidad de mediciones que de variables de estado, teóricamente se debería poder calcular de forma cerrada el estado del sistema por medio de un sistema de ecuaciones compatible determinado; sin embargo, las inexactitudes normales producidas naturalmente en las mediciones por la variabilidad intrínseca a los sistemas de medición implicarían típicamente que las mediciones obtenidas no permitan asignar con suficiente certeza valores razonables para las variables de estado [4].

## II. FUNDAMENTACIÓN

### A. Fundamentos principales de la estimación de estado

La aleatoriedad de una medición cualquiera puede describirse de la siguiente manera [3], [4]:

$$z = z^{verd} + \eta, \quad (1)$$

donde

$z$ : valor de la medición tal cual se la recibe del conjunto transductor-instrumento

$z^{verd}$ : valor verdadero (desconocido) de la magnitud que se está midiendo

$\eta$ : error de medición aleatorio, de media nula, que se produce al realizar esta medición

El comportamiento estadístico del número aleatorio  $\eta$  se puede describir por medio de la siguiente expresión:

$$PDF(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\eta^2/2\sigma^2}, \quad (2)$$

donde

$PDF(\eta)$ : función de densidad de probabilidad del número aleatorio  $\eta$

$\sigma$ : desviación estándar de  $\eta$

$\sigma^2$ : varianza de  $\eta$

D. M. Ferreyra, Universidad Tecnológica Nacional (UTN), San Francisco, Córdoba, Argentina, dferreyra@frsfcu.utn.edu.ar

A. C. Sarmiento Universidad Tecnológica Nacional (UTN), San Francisco, Córdoba, Argentina, csarmiento@frsfcu.utn.edu.ar

C. A. Reineri, Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), Río Cuarto, Córdoba, Argentina, creineri@ing.unrc.edu.ar

Partiendo de la base genérica de que se toman  $N_m$  mediciones para determinar  $N_n$  variables de estado, se puede plantear la siguiente expresión para minimizarla a fin de obtener un ajuste por mínimos cuadrados [2]:

$$\min_x J(x) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[z_i - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_n})]^2}{\sigma_i^2} \quad (3)$$

donde

$N_n$ : cantidad de variables de estado

$x_1, x_2, \dots, x_{N_n}$ : variables de estado, componentes del vector

de estado  $\mathbf{x}$

$N_m$ : cantidad de mediciones

$z_i$ :  $i$ -ésima magnitud medida

$\sigma_i^2$ : varianza de la  $i$ -ésima medición

$f_i$ : función con la cual se calcula el valor de la  $i$ -ésima magnitud medida a partir del conjunto de variables de estado  $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_{N_n}]^T$  cuyo valor verdadero se desea estimar. Para las mediciones en sistemas eléctricos, la mayoría de las funciones  $f_i$  son no lineales, lo cual determina la resolución de la estimación de estado por métodos numéricos.

$J(x)$ : residuo de medición (función auxiliar para la deducción del algoritmo de medición)

### B. Estimación de estado en sistemas de potencia

En un sistema de potencia, los datos obtenidos del proceso de estimación de estado se utilizan en los centros de control para regular el despacho y mantener el control de las magnitudes fundamentales, incluyendo la implementación de restricciones de capacidad de las líneas y de seguridad en la operación [3]. Las mediciones redundantes sometidas al proceso de estimación de estado se aplican para estimar el desempeño del sistema aproximadamente en tiempo real, a fin de tomar decisiones de control relativas a la seguridad del sistema y a las restricciones impuestas para despacho económico.

Para la aplicación de técnicas de estimación de estado en sistemas de potencia, se toman como variables de estado las amplitudes de las tensiones nodales  $|V_i|$  y sus ángulos de fase  $\delta_i$  medidos en relación con una de las barras del sistema. Las mediciones de entrada usadas para el estimador de estado habitualmente son las tensiones nodales del sistema y los valores de potencia activa y potencia aparente, tanto las que fluyen por cada rama como las que se derivan (inyectadas) en cada nodo.

La siguiente es la expresión de la que se parte para la minimización de (3):

$$\min_x J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[z_i - f_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (4)$$

Las mediciones  $z_i$  se ordenan en el vector  $\mathbf{z}$  correspondiente:

$$\mathbf{z} = [z_1 \ z_2 \ \dots \ z_{N_m}]^T \quad (5)$$

Las varianzas de las mediciones se ordenan en la matriz de covarianzas  $\mathbf{R}$ , cuya inversa (por supuesto, otra matriz diagonal) determina los factores de peso de cada medición en la estimación de estado:

$$\begin{aligned} [\mathbf{R}] &= \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_{N_m}^2 \end{bmatrix} \\ &\Downarrow \\ [\mathbf{R}]^{-1} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma_2^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{\sigma_{N_m}^2} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6)$$

El hecho de que los elementos de  $\mathbf{R}$  que se encuentran fuera de su diagonal principal sean nulos implica que las mediciones tomadas se consideran independientes entre sí (sus covarianzas son nulas). Así, se asegura que las mediciones de menor varianza tengan mayor preponderancia en la estimación de los valores verdaderos de las variables de estado.

Para realizar la minimización planteada en (4), se comienza calculando el gradiente de la función  $J(\mathbf{x})$ .

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} J(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_1} \\ \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} = -2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_n}} & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_n}} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_n}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (7)$$

Si se agrupan las funciones  $f_i(\mathbf{x})$  en el vector  $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ , el jacobiano de esta función es el siguiente:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{f}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_s}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_s}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_s}} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Denominando esta matriz como  $[H]$ , se cumple:

$$[H]^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_{N_s}} & \frac{\partial f_2}{\partial x_{N_s}} & \dots & \frac{\partial f_{N_m}}{\partial x_{N_s}} \end{bmatrix} \quad (9)$$

En resumen:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x}) = -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \quad (10)$$

La función  $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})$ , que es el gradiente de la función  $J(\mathbf{x})$ , se debe forzar a cero por medio del método de Newton, de manera similar a como se resuelve un problema de flujo de carga:

$$\Delta \mathbf{x} = - \left[ \frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right]^{-1} \cdot [-\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})] \quad (11)$$

Para obtener el jacobiano de  $\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})$ , se considera  $[H]$  constante; entonces:

$$\frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \left\{ -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \right\} \quad (12)$$

$$\frac{\partial \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = 2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H]$$

Y de esta manera:

$$\Delta \mathbf{x} = [[H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot [H]]^{-1} \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\mathbf{x})] \\ [z_2 - f_2(\mathbf{x})] \\ \vdots \\ [z_{N_m} - f_{N_m}(\mathbf{x})] \end{bmatrix} \quad (13)$$

Con esta expresión, se trabaja iterativamente hasta llegar al vector de estado estimado cuando se cumple una tolerancia dada  $\epsilon$  entre resultados sucesivos. Como todo método numérico, se debe especificar un vector inicial  $\mathbf{x}_0$  para comenzar las iteraciones.

### C. Estimación de estado armónico en sistemas eléctricos

La particularidad de la estimación de estado armónico en los sistemas eléctricos es que las variables que interesan son las amplitudes de las corrientes armónicas inyectadas en cada nodo y sus ángulos de fase relativos [2], [5], [6], [7], [8]. Por lo general, las mediciones disponibles para cada frecuencia son las mismas que las enumeradas en el caso de la estimación de estado a frecuencia fundamental [9], [10].

En este trabajo, se implementa una técnica tradicional de estimación de estado, con las tensiones nodales como variables de estado a cada frecuencia. Como paso adicional, se calculan los valores estimados de las corrientes armónicas inyectadas a partir de las potencias inyectadas en cada nodo y de las tensiones nodales correspondientes.

Así, para cada frecuencia armónica, se replica el mismo proceso de estimación de estado tradicional que para la frecuencia fundamental [5], [8], [11].

## III. IMPLEMENTACIÓN

En este trabajo, se realizó la simulación del modelo de un sistema eléctrico radial de distribución de 4 barras en 13,2 kV y 50 Hz, como se muestra en la Fig. 1. Para su conformación, se tomaron elementos de [12] y de [13].

La alimentación principal del sistema se realiza en la barra 1 desde una red de 500 MVA de potencia de cortocircuito, con una relación X/R = 7. La barra 2 solo cumple funciones de interconexión, ya que no hay cargas ni generadores conectados a ella. Se aplican dos cargas al sistema, una en la barra 3, de 2500 kW y 820 kvar, y otra en la barra 4, de 170 kW y 120 kvar. En dicha barra 4, un generador

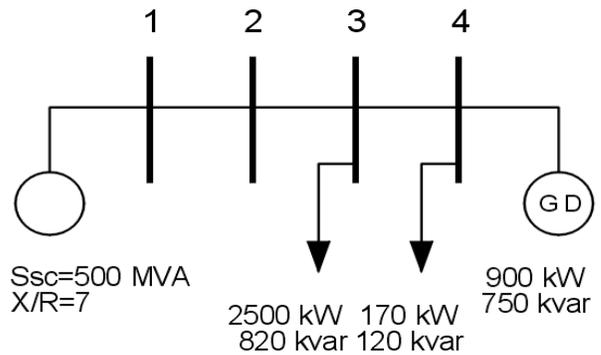


Figura 1. Sistema de distribución radial de 4 barras con generación distribuida. Los datos indicados corresponden a la frecuencia fundamental.

de impedancia equivalente  $Z_G = 0,825 + j \cdot 11,6 \Omega$  aporta 900 kW de potencia activa y 750 kvar de potencia reactiva.

Para la simulación en MATLAB® Simulink®, la barra 1 se configuró para compensación, mientras que las demás se

especificaron como barras PQ.

En la Tabla I, se enumeran las impedancias equivalentes del sistema, incluidas las de las líneas de interconexión, que se consideran según un modelo simplificado serie como en [12].

En la Tabla II, se resumen las potencias consumidas por las cargas y las aportadas por la red y el generador distribuido, según el cálculo de flujo de cargas del sistema.

En la barra 3, se incluyeron fuentes de corriente a la 5.<sup>a</sup> y 7.<sup>a</sup> armónicas, cuya relación con la fundamental surge del espectro de frecuencia típico de un rectificador trifásico [12]. Se consideraron las dos armónicas de mayor incidencia, pero

TABLA I  
IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

Denominación	Valor en $\Omega$	Detalles
$Z_S$	0,34848+j0,049783	$S_{sc}=500$ MVA, X/R=7
$Z_A$	3,6+j2,2	Línea entre las barras 1 y 2
$Z_B$	1,25+j0,65	Línea entre las barras 2 y 3
$Z_C$	2,8+j1,8	Línea entre las barras 3 y 4
$Z_G$	0,825+j11,6	Impedancia equivalente del generador distribuido

Valores calculados con referencia a 13,2 kV. La potencia de cortocircuito especificada es de carácter reactivo: solo define la reactancia equivalente  $X_S$ .

este procedimiento puede replicarse para cualquier frecuencia, aplicando el principio de superposición [2], [13]. En la Tabla III, se describen las corrientes inyectadas en la barra 3.

TABLA II  
POTENCIAS GENERADAS, CARGAS Y TENSIONES EN LAS BARRAS

Barr a nro.	$ V $ (p. u.)	$\delta$ (°)	$P_{gen}$ (kW)	$Q_{gen}$ (kvar)	$P_{carga}$ (kW)	$Q_{carga}$ (kvar)
1	1,001	0,00	1887	260	-	-
2	0,959	-1,10	-	-	-	-
3	0,944	-1,44	-	-	2500	820
4	0,963	-1,60	900	750	170	120

Valores obtenidos del estudio de flujo de cargas a frecuencia nominal.

Tanto para la frecuencia fundamental como para las armónicas analizadas. se planteó la medición de las tensiones en las 4 barras, de las potencias inyectadas en cada barra, y de las potencias de flujo en cada rama. Así, para cada frecuencia, se definieron 7 variables de estado ( $V_1, V_2, V_3, V_4, \delta_2, \delta_3, \delta_4$ ) y se dispuso de 18 mediciones ( $V_1, V_2, V_3, V_4, P_1, P_2, P_3, P_4, Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, P_{1-2}, P_{2-3}, P_{3-4}, Q_{1-2}, Q_{2-3}, Q_{3-4}$ ). Esto implicó una

TABLA III  
CORRIENTES ARMÓNICAS EN LA BARRA 3

Armónico nro.	Amplitud en %	Ángulo relativo
1	100,00	0,00
5	18,24	-55,68
7	11,90	-84,11

La corriente de referencia será la aparente calculada con las potencias a 50 Hz para la carga de la barra 3. Datos replicados de la tabla 3.4 de [12].

redundancia superior a 2,5, suficiente según la literatura [4].

Las siguientes ecuaciones expresan las mediciones de potencia en función de las variables de estado [4]:

$$\begin{aligned}
 P_i &= |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \\
 Q_i &= - \left\{ |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right\} \\
 P_{ij} &= -|V_i|^2 G_{ij} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\
 Q_{ij} &= |V_i|^2 B_{ij} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)
 \end{aligned} \quad (14)$$

La desviación estándar de cada medición se estipuló según instrumentos de clase 0,1 con un rango de medición de 10 kW para tensión y 2500 kW (o 2500 kvar) para potencia.

En la barra 2, las potencias activa y reactiva inyectadas son nulas porque no hay carga conectada. En esta simulación, se mantuvieron esas mediciones como un valor verdadero nulo más la componente aleatoria correspondiente. En la práctica, podrían eliminarse las mediciones de esa barra del juego de mediciones utilizado para la estimación de estado. Esto podría hacerse con una indicación digital de la desconexión de los seccionadores correspondientes, pero implicaría reducir la redundancia, lo cual no resulta conveniente. Cuando existe la certeza de la nulidad de ciertos valores por una desconexión física, una alternativa habitual es la asignación de una varianza muy pequeña para estas mediciones, a fin de que su factor de peso en la estimación de las variables de estado resulte mayor.

Hay otra situación especial en la barra 4: la coincidencia de una carga y un generador implica que, para medir la potencia neta inyectada  $P_4$ , se deba hacer la resta entre la potencia de generación y de carga. En este caso, esto es aceptable porque las potencias de generación y de carga difieren casi en un orden de magnitud. De lo contrario, si la diferencia entre ambas potencias fuera tan pequeña que implicara una varianza demasiado grande, esta medición debería descartarse.

En este trabajo, se consideró solo el aspecto estático del problema de estimación de estado, es decir que no se simuló la toma sucesiva de valores en el tiempo, lo cual requeriría la inclusión de técnicas adicionales de filtrado para la estimación temporal de valores [7], [9], [10].

Para la simulación y los cálculos de la estimación de estado, realizados en archivos ".m" de MATLAB<sup>®</sup>, se trabajó con unidades físicas (kW, kV, etc.) aunque podría haberse trabajado similarmente con magnitudes expresadas en valores por unidad. La única salvedad es que, debido a la naturaleza diferente de los valores absolutos de las tensiones y sus ángulos de fase, se especificaron tolerancias  $\epsilon$  diferentes para cada variable de estado. Para este caso, se eligió

$\epsilon_1 = 0,001 \text{ rad}$  y  $\epsilon_2 = 0,1 \text{ V}$ , y para detener la ejecución del método numérico, se estipularon las siguientes dos condiciones simultáneas:

$$\max_{Nn=1\dots3} |x_{Nn}^n - x_{Nn}^{n-1}| \leq \epsilon_1 \quad \wedge \quad \max_{Nn=4\dots7} |x_{Nn}^n - x_{Nn}^{n-1}| \leq \epsilon_2 \quad (15)$$

Debe tenerse en cuenta también que la matriz cuya inversa se requiere en (13) tiene un número de condición bastante elevado ( $\text{cond}([H]^T [R]^{-1} [H]) > 10^{12}$ ). Para evitar errores numéricos asociados con la inversión de una matriz tan mal condicionada, se calculó su pseudoinversa por factorización.

#### IV. RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez resuelto el flujo de cargas del sistema y comprobados los valores de la Tabla II, se asignó un valor a cada medición  $z_i$  por medio de la expresión presentada en (1) y de la función aleatoria correspondiente, según la clase de cada uno de los instrumentos involucrados. Se obtuvo así un vector de mediciones  $\mathbf{z}$  para realizar la estimación de estado. A partir de estas mediciones, se aplicó (13) en forma iterativa hasta lograr la convergencia del vector de estado  $\mathbf{x}$ .

En la Fig. 2, se muestra un análisis de las amplitudes de las tensiones nodales calculadas con 30 aplicaciones sucesivas del proceso de estimación de estado. Las amplitudes de las tensiones nodales conforman 4 de las variables de estado buscadas para cada frecuencia armónica determinada.

Las fuentes y los sumideros de contaminación armónica se localizaron como en [15], según el signo de la potencia activa inyectada. Con este criterio, se confirmó que la barra 3 era la que tenía las fuentes de contaminación armónica a ambas frecuencias consideradas. Los respectivos valores de las fuentes de corriente se calcularon con el cociente  $(P_3^h + j \cdot Q_3^h) / V_3^h$ , donde  $h$  es el orden armónico.

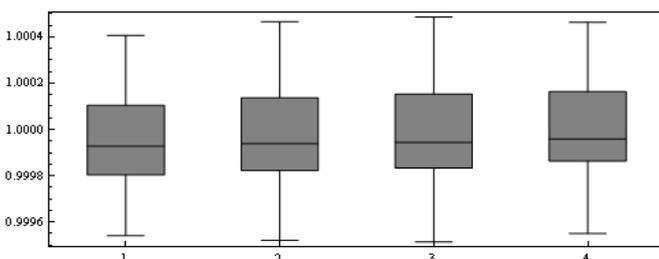


Figura 2. Diagrama de cajas de amplitudes de tensiones nodales obtenidas por estimación de estado, cada una referida al valor verdadero correspondiente. Se observa una distribución no sesgada en torno al valor esperado.

En la Fig. 3, se muestran los resultados de los cálculos correspondientes a una de las fuentes de contaminación insertadas ex profeso en el modelo de este sistema.

Tanto para la fundamental como para las armónicas, la estimación de estado siempre se completó como máximo en 4 iteraciones. Esto depende de los valores iniciales adoptados

para el método numérico: en todas las frecuencias, se eligió 0 como valor inicial de todos los ángulos, mientras que el valor inicial de las tensiones se especificó como 1 p. u. para la frecuencia fundamental, y como 0 p. u. para las armónicas.

La dispersión de las amplitudes calculadas es reducida

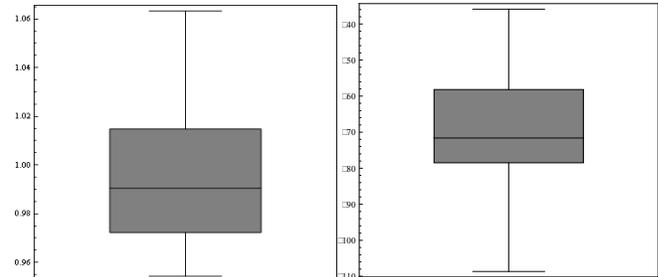


Figura 3. Diagramas de cajas de la amplitud de corriente de quinta armónica de la barra 3 (izq.) y de su ángulo de fase (der.), calculadas con la tensión nodal y las potencias inyectadas correspondientes. Se observa una distribución no sesgada en torno al valor esperado.

(desvíos estándares del orden del 2% de la amplitud estimada), aunque la dispersión de los ángulos de fase correspondientes es comparativamente mayor (desvíos estándares del orden de  $10^\circ$ ). Sin embargo, se tomó una secuencia de 30 juegos de valores calculados para las fuentes de corriente por medio de aplicaciones sucesivas del proceso de estimación de estado. Sobre estas muestras, se realizaron pruebas de hipótesis  $\chi^2$  (ji-cuadrado) de bondad de ajuste a la distribución normal con un nivel de significación del 95%, por medio de las cuales se pudo confirmar que los valores calculados en estimaciones de estado sucesivas se distribuyen normalmente. Esto implica que es esperable que las secuencias de datos calculados puedan utilizarse para alimentar un filtro temporal [1] con resultados favorables.

#### V. CONCLUSIONES

En este trabajo, se implementó con éxito un algoritmo de estimación de estado armónico sobre el modelo de un sistema de distribución radial con generación distribuida. Como variables de estado, se plantearon las magnitudes y los ángulos de las tensiones nodales a cada frecuencia. Con los valores estimados de estas variables de estado, se recalcularon los valores estimados como verdaderos para las potencias inyectadas en cada nodo. A partir de estos datos, para todas las frecuencias armónicas, se calcularon con razonable exactitud los valores estimados de las amplitudes y los ángulos de fase de las fuentes de corriente armónica.

Con el método adoptado, el proceso numérico de estimación de estado convergió con razonable velocidad y permitió localizar y cuantificar las fuentes de contaminación armónica que se habían insertado ex profeso en el modelo simulado.

Para la simulación de este sistema, se implementaron algunas simplificaciones que se adaptaron de la literatura y no restringen seriamente el alcance de las conclusiones. Una gran ventaja de haber planteado la estimación de estado para los valores de tensión es que se trabaja con expresiones probadas

de la literatura sobre estimación de estado en sistemas de potencia para expresar las mediciones en función de las variables de estado.

Los resultados obtenidos constituyen una referencia para la extensión de este método a fin de localizar y cuantificar fuentes de contaminación armónica en modelos de otros sistemas de distribución con generación distribuida, por ejemplo, en anillo, configuración cuyo estudio también resulta de creciente interés en el ámbito de la ingeniería eléctrica.

#### REFERENCIAS

- [1] A. Gelb (editor), Applied Optimal Estimation, 12<sup>th</sup> ed., The M.I.T. Press, 1974
- [2] G. T. Heydt, "Identification of Harmonic Sources by a State Estimation Technique", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989
- [3] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, New York, John Wiley & Sons, 1996
- [4] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, Power System Analysis, New York, McGraw-Hill, 1994
- [5] IEEE SM 519 - IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, April 1993
- [6] G. D'Antona, C. Muscas, S. Sulis, "State Estimation for the Localization of Harmonic Sources in Electric Distribution Systems", presentado en el I2MTC 2008 - IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference, Canada, May 12-15, 2008
- [7] G. D'Antona, C. Muscas, S. Sulis, "Localization of Nonlinear Loads in Electric Systems Through Harmonic Source Estimation", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 60, No. 10, October 2011
- [8] J. C. Balda, T. M. Barnes, A. E. Emmanuel, R. J. Ferraro, D. C. Griffith, D. P. Hartmann, W. F. Horton, W. T. Jewell, A. McEachern, D. J. Phileggi, W. E. Reid, "Effects of Harmonics on Equipment", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 2, July 1993
- [9] H. Liao, "Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007
- [10] Y. Zhao, J. Li, D. Xia, "Harmonic source identification and current separation in distribution systems", Electrical Power and Energy Systems 26, 2004, pages 1-7
- [11] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani, M. M. A. Salama, "Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, July 2009
- [12] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, "Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 2, April 1999
- [13] M. Piumetto, J. C. Gómez Targarona, "Integración de la generación distribuida en una empresa distribuidora en el nivel de MT: su impacto, regulación y respuesta de la red", presentado en el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, 2010
- [14] N. R. Watson, J. Arrillaga, "Review: Harmonics in large systems", Electric Power Systems Research 66, 2003, pages 15-29
- [15] C. Reineri, M. Florit, D. Adorni, "Un aporte para la determinación de responsabilidades en la contribución a la distorsión armónica en el punto de acoplamiento común", presentado en el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, 2002



**Ana Carina Sarmiento** se graduó como Ingeniera en Sistemas de Información por UTN (Argentina) en 2001. Desde 2011, es miembro del Grupo de Investigación sobre Energía (GISENER), de la Fac. Reg. San Francisco de la UTN, donde realiza tareas de apoyo en investigaciones sobre energía eléctrica. La Ing. Sarmiento también es profesora de materias básicas de cuatro carreras de ingeniería en la Fac. Reg. San Francisco de la UTN.



**Claudio Ariel Reineri** se graduó como Ingeniero Mecánico Electricista por UNRC (Argentina) en 1990 y obtuvo su doctorado en Ingeniería Industrial en UPV (España) en 2000. Es miembro del Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia (IPSEP) de la Fac. de Ingeniería de UNRC desde 1992. Las investigaciones del Dr. Reineri, profesor de ingeniería eléctrica en UNRC, se orientan a calidad de potencia y protecciones de los sistemas de distribución.



**Diego Martín Ferreyra** se graduó como Ingeniero Electromecánico por UTN (Argentina) en 2003. Es miembro del Centro de Investigación, Desarrollo y Ensayo de Máquinas Eléctricas (CIDEME) desde 1999 y responsable del Grupo de Investigación sobre Energía (GISENER) desde 2010. Ambos grupos funcionan en la Fac. Reg. San Francisco de UTN, donde el Ing. Ferreyra es profesor de ingeniería electromecánica. Sus investigaciones están orientadas a las máquinas eléctricas y la calidad de potencia.