

SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ESTADOS DE UN SISTEMA IEEE EN TIEMPO REAL USANDO PMU'S

G. J. López^{*}, C. A. Villarreal R.^{*}, y J. W. González^{*†}, R. A. León^{**}

^{*}Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 #70-01, of. 11-259, Medellín, Colombia,

^{**}XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. Cl 12 Sur No. 18 - 168

Bloque 2, Medellín Colombia

Recibido 15 Enero 2011; aceptado 10 Junio 2011

Disponible en línea: 27 Junio 2011

Resumen: Se examinan los conceptos básicos de la estimación de los estados de un sistema de potencia y se define un método para la estimación de éstos, haciendo uso de medidas sincrofásicas obtenidas de PMU's (Phase Measurement Units). Lo anterior con el fin de desarrollar una herramienta computacional en lenguaje C++ que emplee el método antes mencionado para estimar los estados de un sistema de potencia, aprovechando la facilidad y rapidez en las mediciones que ofrece el uso de PMU's, y además a partir de los estados estimados que sea posible simular el flujo de cargas del sistema y estimar los parámetros del mismo. *Copyright © 2011 UPB.*

Palabras clave: Sistemas de Potencia, Estimación de Estados, PMU, SCADA, ASPUPB2, Lenguaje de Programación, Flujo de Cargas, Estimación de Parámetros.

Abstract: This paper examines basic concepts of the state estimation of power systems and defines a method for estimating these using phasor measurements obtained from PMU's (Phase Measurement Units). This in order to develop a computational tool in C++ to use the method above, to estimate the states of a power system, taking advantage of the ease and speed measurements provided by PMU's; and also from estimated states it simulates the system load flows and estimate the system parameters.

Keywords: Power Systems, State estimation, PMU, SCADA, ASPUPB2, Programming Language, Load flow, Parameter estimation.

1. INTRODUCCIÓN

Los operadores del sistema de potencia siempre han tenido la responsabilidad de ejecutar múltiples acciones desde el centro de control en tiempo real, incluyendo la programación del despacho, el intercambio de la generación, vigilancia de la continuidad del servicio, ajuste del "bias", restauración rápida y segura del sistema ante emergencias, entre otras. Todas estas acciones se efectúan ayudadas por guías de operación generadas desde el departamento de

planeación después de haber realizado múltiples estudios de flujos de cargas.

Sin embargo, los acontecimientos reales que afronta el operador del sistema son inesperados y no pueden ser planeados. Proporcionarle al operador una herramienta en su centro de control, que le permita realizar flujos de cargas con la entrada manual de parámetros de forma real, se convierte en una solución con un alto grado de incertidumbre en el cálculo de los flujos, ya que se pueden presentar problemas tales como: datos

[†] Autor al que se le dirige la correspondencia:

Tel. (+574) 354 45 22 ext. 9586.

E-mail: jorgew.gonzalez@upb.edu.co (Jorge González).

insuficientes o no uniformes, errores de los mismos datos o de los modelos. Por lo anterior, es muy importante, que el operador disponga de flujos de carga precisos, para tomar las acciones correctivas más adecuadas.

Con la metodología convencional empleada en el proceso de estimación de estados, se suele tener el error de caracterización del sistema, debido a que los estados son inferidos a partir de las mediciones no sincronizadas de los flujos de potencia, lo que genera una incertidumbre sobre el verdadero estado del sistema en un momento determinado. Aunque los sistemas de registro de datos y supervisión de control (SCADA del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*) han evolucionado de manera notable, pueden generar errores en la calidad de las medidas, debido a las precisiones de los transformadores de instrumentación o fallas en las comunicaciones u otros tipos de inconvenientes. Estos errores conllevan a que el conocimiento del estado real del sistema no sea exacto, por lo cual se deben aplicar las técnicas de la estimación de estados en tiempo real —empleando medidas provenientes de los PMU—.

En la UPB, el Grupo de investigación en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, actualmente estudia las ventajas que podría ofrecer el uso de las unidades de medida fasorial (PMU del inglés *Phasor Measurement Unit*) en el sistema eléctrico colombiano ([Restrepo, 2010](#)), y una de sus mayores utilidades es en el mejoramiento de la estimación de los estados del sistema, es así como en este proyecto de grado se ha intentado simular el uso de PMU's en la estimación de estados, agregando un módulo al software ASPUPB2 desarrollado en UPB ([Ortega et al., 2009](#)).

2. MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE

2.1 Unidades de Medida Fasorial

Las unidades de medida fasorial fueron desarrolladas a mediados de los 80's y son equipos que obtienen representaciones fasoriales en tiempo real de las medidas de las señales sinusoidales de voltajes o corrientes, así como valores de frecuencia en el SP. Estas representaciones están sincronizadas en una

misma estampa de tiempo y son llamadas sincrofasores.

Un sincrofasor es un fasor que representa señales sinusoidales del SP referenciadas a la frecuencia nominal del sistema (50/60Hz) y a la referencia de tiempo dada. Las PMU's usan como referencia de tiempo la señal UTC (Universal Time Coordinated) obtenida a través de un transmisor GPS.

2.2 Estimación de Estados

Los estados de un sistema de potencia están dados por todas las magnitudes de tensión y ángulos de fase en las barras del mismo. Los estimadores convencionales (RTU-SCADA) usan medidas asíncronas de los flujos de potencia activa y reactiva, y además magnitudes de voltaje para determinar los ángulos de fase del sistema, además estos estimadores monitorean el estado de los elementos de la red para determinar la topología actual del SP. Los algoritmos usados se basan en soluciones iterativas que usan el método de los mínimos cuadrados ponderados para obtener una función de estados estimados confiable.

Actualmente, aunque los estimadores de estados son capaces de resolver grandes sistemas, están propensos a tener problemas de convergencia, afectando la confiabilidad y la precisión especialmente cuando se estresan los Sistemas de Potencia.

2.3 Estimación de Estados con PMU's

En los últimos años los operadores de sistemas de potencia se han dado cuenta de los beneficios que ofrece el uso de medidas sincronizadas fasoriales en la estimación de estados (EE) ([Phadke, 2009](#)). La mayor precisión y la mayor frecuencia de muestreo (10-60 fasores por segundo), además que todas las medidas son tomadas con la misma estampa de tiempo son importantes mejoras que el estimador de estados podría utilizar, y esto se vería reflejado en mejores y más precisas estimaciones de los estados, que permitirían tener mejores y más confiables márgenes de seguridad en tiempo real, lo que conllevaría una operación del sistema más económica y segura.

Las PMU's miden los fasores de voltajes de secuencia positiva y las corrientes. Como el

vector de estados del sistema se compone de las magnitudes de voltaje de secuencia positiva y sus respectivos ángulos de fase de acuerdo con una referencia (Barra Slack), se infiere que con el uso de PMU's se puede medir directamente el vector de estados del sistema, en vez de estimar éste a partir de las medidas del SCADA ([Phadke et al., 1985](#)).

2.4 Parametrización de Líneas

La estimación de parámetros contribuye al mejor funcionamiento de los sistemas de gestión, debido a que parámetros de red más precisos y confiables permiten mejores resultados del estimador de estados, y por consiguiente en aplicaciones como análisis de seguridad, despacho económico y flujo de carga óptimo. Sin embargo, es bien sabido en la industria que las bases de datos de parámetros de la red tengan errores en algunos casos significativos, esto debido a factores muy diversos como desgaste de materiales, mal información del fabricante, etc.

Generalmente la metodología de estimación de parámetros más común consistía en identificar posibles errores en ellos examinando los residuos de las medidas de la estimación de estados. Se seleccionaban aquellas medidas con los mayores residuos y por medio del análisis del error se corregían los parámetros involucrados con estas.

Por lo anterior la Parametrización de Líneas es otra de las tantas aplicaciones que se podrían beneficiar de la tecnología PMU. Tanto es así que al día de hoy ya existen aplicaciones para el cálculo de los parámetros de la red, como por ejemplo en Brasil ([Decker et al., 2006](#)) y Croacia ([Pavic et al., 2008](#)).

Con el uso de PMU's se podrían calcular directamente los parámetros de las líneas, de los transformadores, de los generadores, etc. ([Olarde Dussán et al., 2010](#)), puesto que se tienen medidas de voltaje en barras y de corriente en líneas, esto conllevaría tener una base de datos de parámetros actualizada y en tiempo real que permitiría caracterizar los parámetros y validar o ajustar los modelos para continuar con la estimación del estado del SP.

2.5 Estudio de Flujos de Cargas Preciso o Sincronizado

Los resultados obtenidos del estimador de estados son similares a los de un flujo de cargas, y si además se agregan las medidas de PMU's, se puede construir un flujo de cargas del sistema que refleje el comportamiento de los flujos de potencia de manera más precisa y "sincronizada".

La EE permite calcular:

- Magnitud de la tensión en todas las barras, V .
- Ángulo de la tensión en todas las barras, θ .

Habiéndose calculado el vector de estados del sistema y teniendo un modelo de éste (parámetros líneas, etc.), se puede calcular el flujo de cargas del sistema, así:

- Flujo de potencia activa en todos los equipos, P .
- Flujo de potencia reactiva en todos los equipos, Q .
- Potencia activa y reactiva en cargas y generadores.

Se dice que este flujo de cargas es sincronizado debido a que al usar PMU's se obtiene una referencia de tiempo para las medidas, por lo tanto este es más preciso que el que se pueda realizar por un EE tradicional (ET).

2.6 Aplicaciones Actuales

Alrededor de todo el mundo, el sector eléctrico se ha dado cuenta de las grandes posibilidades que se abren con el uso de la tecnología PMU, es así como diferentes compañías han instalado e implementado PMU's en sus redes y desarrollado aplicativos en sus centros de control ([Chakrabarti et al., 2009](#)). Sin embargo, es de anotar que las aplicaciones de estimación de estados, que es lo que concierne a este artículo, están todas en fase de planeación, y por lo tanto no existen aplicaciones comerciales con PMU's. Aun así se han hecho variados estudios de métodos híbridos de EE con PMU's ([Pavic et al., 2008](#); [Chen et al., 2008](#); [Zhou et al., 2006](#); [Qin et al., 2007](#)).

Sin embargo en el SP de Croacia de 400 kV se desarrolló una simulación en centro de control de estimación de estados con PMU's, donde se

implementó un método híbrido no lineal, que usaba mediciones fasoriales y del SCADA, con el que se buscaba calcular en tiempo real los parámetros de las líneas de transmisión.

Fueron instaladas cinco PMU's en las principales subestaciones de la red de 400 kV y la simulación consistía en calcular la tensión en la barra Ernestinovo en un sistema de 5 barras y cuatro PMU's. En dicho nodo no existían medidas de SCADA ni medidas Fasoriales. La estimación fue hecha de manera tradicional (SCADA) con un modelo fijo de las líneas y con las medidas fasoriales calculando los parámetros de las líneas en tiempo real. Con el primer método se obtuvo un valor de 416 kV y con el segundo un valor de 423 kV, notándose una clara diferencia de 1.5%; demostrando que las medidas fasoriales aportan más precisión y exactitud a la estimación de estados y de parámetros.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA

La herramienta informática que se desarrolló en este proyecto de grado hace parte del software ASPUPB2 desarrollado en la Universidad Pontificia Bolivariana (Ortega *et al.*, 2009).

3.1 Algoritmo Método Híbrido de Estimación de Estados con PMU'S

Los métodos híbridos de estimación de estado con PMU's consisten en la combinación de las medidas tradicionales (SCADA) con medidas fasoriales de PMU's. En este artículo se ha desarrollado un software en lenguaje C++ Builder que estima los estados del sistema por medio de un método híbrido, en el cual se mejora la estimación tradicional hecha con medidas proporcionadas por el sistema SCADA por medio del uso de medidas fasoriales sincronizadas obtenidas de PMU's. El software simula el sistema SCADA efectuando el flujo de cargas del sistema de potencia y añadiendo errores aleatorios a los valores obtenidos de voltaje y flujos de potencia activa y reactiva. Los errores obedecen a una distribución gaussiana y dependen de una varianza σ^2 y una media μ . Posteriormente se hace la estimación de estados tradicional por el método de mínimos cuadrados ponderados WLS. Los estados estimados tradicionalmente son usados como medidas junto con las medidas hechas por las PMU's, estas medidas se

transforman a coordenadas rectangulares y se estiman los estados nuevamente, pero esta vez de forma lineal y no iterativa.

Resumiendo el método presentado se compone de 3 pasos.

- Se estiman los estados de manera tradicional con las medidas (simuladas) tomadas por el sistema SCADA.
- Los estados estimados en el paso a) son transformados de forma polar a forma rectangular, y son usados como entradas del estimador de estados con las medidas fasoriales.
- Los estados son estimados usando el modelo lineal y no iterativo propuesto, usando las medidas fasoriales y los estados estimados por el estimador tradicional como entradas del sistema.

Este método se ha desarrollado con el fin de ofrecer facilidad de implementación, puesto que no es necesario hacer cambios de hardware en el sistema SCADA, lo único necesario es agregar un módulo que reciba las medidas sincrofásicas, las transforme y las unifique con los estados estimados del estimador convencional. La Fig. 1 muestra un diagrama con lo anterior.

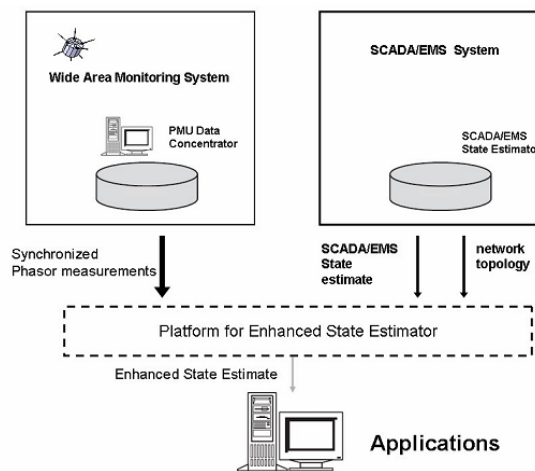


Fig. 1. Diagrama del Estimador Propuesto. Tomada de Nuqui y Phadke (2007).

A continuación se detalla el modelo matemático usado en sus dos etapas, la estimación tradicional y la estimación mejorada con PMU's.

3.2 Modelo Matemático

La primera etapa consiste en estimar los estados del sistema como se hace actualmente en los estimadores tradicionales con el método de los mínimos cuadrados ponderados (WLS), donde se considera un grupo de medidas $[z_t]$, el cual está constituido por medidas no sincronizadas de flujos de potencia activa y reactiva en elementos de la red, inyecciones de potencia y magnitudes de voltaje en barras, las cuales comúnmente son tomadas por el sistema SCADA del operador de la red. Se asume que las medidas erróneas son eliminadas y no hacen parte de $[z_t]$. Las medidas son funciones no lineales del vector de estados $[E]$, el cual se compone de todos los voltajes de secuencia positiva de las barras del sistema de potencia. Por lo tanto

$$[z_t] = [h_t(E)] + [\varepsilon_t], \quad (1)$$

donde $[h_t]$ son las funciones no lineales del vector de estados $[E]$ expresado en coordenadas polares, y $[\varepsilon_t]$ es el vector de errores en las medidas. Usando el método de los mínimos cuadrados ponderados (WLS del inglés *Weighted Least Squares*) se llega a una solución iterativa para el vector de estados dada por:

$$[E_{k+1}] = [E_k] + [G_t(E_k)][H_t^T R_t^{-1}][z_t - h_t(E_k)], \quad (2)$$

donde $[G_t(E_k)]$ es la matriz de ganancias, la cual está dada por:

$$[G_t(E_k)] = [H_t^T(E_k)R_t^{-1}H_t(E_k)]^{-1}. \quad (3)$$

La matriz Jacobiana $[H_t]$ es obtenida calculando las derivadas parciales de $[h_t]$ con respecto a $[E]$

$$[H_t(E)] = \left[\frac{\partial h_t(E)}{\partial (E)} \right]. \quad (4)$$

La matriz de varianza de las medidas $[R_t]$ es una matriz diagonal así

$$[R_t] = \text{diag}\{\sigma_1^2 \sigma_2^2 \dots \sigma_m^2\}. \quad (5)$$

Se considera que se ha llegado a una estimación correcta cuando $[E_{k+1}] - [E_k]$ es menor que el criterio de convergencia establecido.

Para realizar la estimación y como no se dispone de medidas reales, se simula el comportamiento del sistema efectuando el flujo de cargas de este y se toman como medidas los voltajes y los flujos

de potencia calculados. Por tanto el vector de medidas que usa el método tradicional se compone de:

$$[z_t] = \begin{bmatrix} V_i \\ P_{ij} \\ Q_{ij} \end{bmatrix}. \quad (6)$$

La segunda etapa del método consiste en integrar las medidas sincrofatorias de PMU's para generar una mejora en la precisión del sistema. El cual está basado en el modelo propuesto en Nuqui y Phadke (2007) y en Zhou *et al.* (2006). El modelo propuesto consiste en el uso de un modelo lineal compuesto por una estimación de estados tradicional potenciada por medidas fasoriales de la forma:

$$[M] = [H][V] + [\varepsilon], \quad (7)$$

donde $[H]$ es la matriz de coeficientes de la Jacobiana, $[V] = [V_R V_I]^T$ es el vector de estados de las partes real e imaginaria de los voltajes en barras y $[\varepsilon]$ es el vector de errores en las medidas. El vector de medidas $[M]$ está constituido por los estados estimados de forma tradicional $[V_R V_I]_{ES}^T$ y las medidas de voltaje y corriente de las PMU's $[V_R V_I]_{PMU}^T, [I_R I_I]_{PMU}^T$. Para la implementación del modelo se necesita que todas las medidas estén en forma rectangular, contrario a la forma polar que usa el método tradicional. Por esto es que se emplean los sufijos R e I, los cuales denotan las partes real e imaginaria de las medidas de voltaje y corriente.

$$\begin{bmatrix} [V_R] \\ [V_I]_{ES} \\ [V_R] \\ [V_I]_{PMU} \\ [I_R] \\ [I_I]_{PMU} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \\ H_{31} & H_{32} \\ H_{41} & H_{42} \\ H_{51} & H_{52} \\ H_{61} & H_{62} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_R] \\ [V_I] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{VR}^{ES} \\ \varepsilon_{VI}^{ES} \\ \varepsilon_{VR}^{PMU} \\ \varepsilon_{VI}^{PMU} \\ \varepsilon_{IR}^{PMU} \\ \varepsilon_{II}^{PMU} \end{bmatrix} \quad (8)$$

La ecuación (8) muestra el modelo a emplear, nótese que todas las medidas están descompuestas en parte real e imaginaria. En cuanto a los errores ε , se asume que tienen media cero y están correlacionados con una matriz diagonal de covarianzas R .

$$R = \text{diag}\{\sigma_{VR_{ES}}^2 \sigma_{VI_{ES}}^2 \sigma_{VR_{PMU}}^2 \sigma_{VI_{PMU}}^2 \sigma_{IR_{PMU}}^2 \sigma_{II_{PMU}}^2\}. \quad (9)$$

donde cada elemento de R es una submatriz diagonal, como por ejemplo:

$$\sigma_{|V_R_{ES}|}^2 = \text{diag}\{\sigma_{|V_R|1}^2 \sigma_{|V_R|2}^2 \sigma_{|V_R|3}^2 \dots \sigma_{|V_R|N}^2\}. \quad (10)$$

Las varianzas σ deben corresponder a las componentes rectangulares de los fasores, por esto es necesario hacer la transformación de las varianzas usadas en el estimador tradicional. En la matriz H cada elemento correspondiente a las medidas fasoriales de voltaje $[V_R V_I]_{PMU}^T$ es un vector de ceros con un 1 en la columna asociada con la variable de estado.

$H_{11} = I$, $H_{12} = 0$, $H_{21} = 0$, $H_{22} = I$, son submatrices $N \times N$, con N siendo el número de buses del sistema. I es una matriz identidad y 0 es una matriz nula. Los elementos en H correspondientes a las medidas fasoriales de corriente $[I_R I_I]_{PMU}^T$ dependen del tipo de línea de transmisión, y son las derivadas parciales de las corrientes con respecto a los voltajes del sistema.

$$H_{S1} = \frac{\partial I_R^{PMU}}{\partial V_R}; \quad H_{S2} = \frac{\partial I_I^{PMU}}{\partial V_I}, \quad (11)$$

$$H_{\delta 1} = \frac{\partial I_R^{PMU}}{\partial V_R}; \quad H_{\delta 2} = \frac{\partial I_I^{PMU}}{\partial V_I}, \quad (12)$$

por ejemplo si la línea de transmisión puede describirse con el modelo π , como el mostrado en [la Fig. 2](#), los elementos de H serían

$$\frac{\partial I_{ijR}}{\partial V_{iR}} = \frac{\partial I_{ijI}}{\partial V_{iI}} = G + G_{i0} \quad (13)$$

$$\frac{\partial I_{ijR}}{\partial V_{jR}} = \frac{\partial I_{ijI}}{\partial V_{jI}} = -G \quad (14)$$

$$\frac{\partial I_{ijR}}{\partial V_{iI}} = -\frac{\partial I_{ijI}}{\partial V_{iR}} = -(B + B_{i0}) \quad (15)$$

$$\frac{\partial I_{ijR}}{\partial V_{jI}} = -\frac{\partial I_{ijI}}{\partial V_{jR}} = B \quad (16)$$

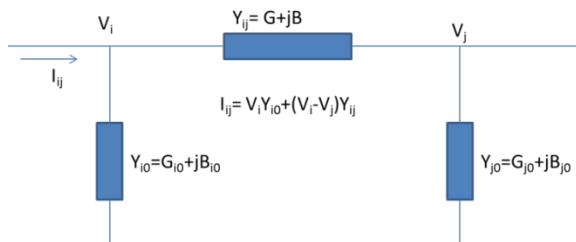


Fig. 2. Modelo pi de la línea de Transmisión

De acuerdo con todo lo anterior, los estados pueden ser estimados de manera directa y no iterativa usando la siguiente solución por mínimos cuadrados ponderados de la ecuación (7).

$$[V] = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} M. \quad (17)$$

3.3 Desarrollo en Lenguaje C++ Builder

El programa ASPUPB2 fue desarrollado en C++ Builder, el cual es un entorno de desarrollo integrado en lenguaje C++ para Windows. Consiste en un editor de código, un compilador, un depurador y un constructor de interfaz gráfica GUI. Para la construcción y adición del módulo de EE del ASPUPB2, se añadieron los siguientes archivos a éste:

- 1) Estados.cpp
- 2) Estados.h
- 3) Estados.obj
- 4) UnitPMUs.cpp
- 5) UnitPMUs.ddp
- 6) UnitPMUs.dfm
- 7) UnitPMUs.h
- 8) UnitPMUs.obj

Los tres primeros archivos, Estados.cpp, Estados.h y Estados.obj, contienen el código que realiza el método híbrido de EE con PMU's. Los demás archivos son los correspondientes a la ventana donde se ingresan las barras donde van a realizarse medidas con PMU's. Los anteriores archivos están localizados en la carpeta fuente del ASPUPB2, y para su integración al programa fueron necesarios unos pequeños cambios al código ya existente, los cuales de ninguna manera comprometen su correcto funcionamiento.

4. SIMULACIONES Y PRUEBAS

Se probó el software con el sistema de potencia de prueba IEEE de 9 Barras y de 14 Barras. Los resultados son comparados con los obtenidos con el software DigSilent, el cual simula la estimación de estados tradicional de manera similar a como lo hace ASPUPB2, es por ello, que se decidió tomar como referencia para la validación del aplicativo desarrollado. La simulación en DigSilent fue hecha con las mismas medidas empleadas en ASPUPB2, tomando como medidas los mismos voltajes, potencias activas y reactivas.

Es de vital importancia anotar que como no existen programas de análisis eléctricos comerciales que simulen la estimación de estados

con PMU's, en este apartado la comparación se hará de acuerdo con los resultados del estimador tradicional, y se pondrá mayor atención a los porcentajes de error que se den de acuerdo con el flujo de cargas de cada SP.

4.1 Sistema IEEE 9 Barras

La estimación de estados de este sistema fue ejecutada en ASPUPB2 y DigSilent, los resultados y los porcentajes de error fueron comparados, estos se muestran en la [Tabla 1](#) y en la [Tabla 2](#).

Tabla 1. Comparación Resultados Estimación Tradicional del SP IEEE de 9 Barras

# Barra	Resultados DigSilent		Resultados ASPUPB2	
	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
1	1,04	0,00	1,0363	0,00
2	1,02	9,13	1,0211	9,41
3	1,02	4,61	1,0211	4,77
4	1,03	-2,23	1,0219	-2,26
5	1,00	-4,02	0,9921	-4,03
6	1,01	-3,72	1,0088	-3,70
7	1,03	3,62	1,0218	3,81
8	1,02	0,67	1,0119	0,79
9	1,03	1,91	1,0284	2,04

Tabla 2. Comparación Errores Estimación Tradicional del SP IEEE de 9 Barras

# Barra	%Error DigSilent		%Error ASPUPB2	
	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
1	0,00	0,00	0,3591	0,0000
2	-0,03	-1,47	0,3807	1,3657
3	-0,02	-1,09	0,3833	2,2863
4	-0,00	0,76	0,3783	1,8705
5	-0,01	0,75	0,3587	0,9372
6	-0,01	0,83	0,3826	0,4258
7	-0,03	-2,31	0,3859	2,3497
8	-0,04	-7,14	0,3879	9,1465
9	-0,02	-2,42	0,3862	3,5224

Posteriormente a partir de la estimación de estados se calcularon el flujo de cargas estimado y los parámetros de la red.

4.2 Sistema IEEE 14 Barras

La estimación de estados de este sistema fue ejecutada en ASPUPB2 y sus resultados fueron comparados con el archivo IEEE. Se obtuvieron porcentajes de error aceptables y se verifico que la precisión del estimador con el uso de PMU's mejora considerablemente.

4.3 Incidencia del Número de PMU's en los Resultados

Para verificar la incidencia del número de PMU's en los resultados se ejecutó el sistema de prueba IEEE de 9 barras, al cual se le agregaron PMU's de una en una hasta que todas las barras del sistema tenían PMU's. En total se hicieron 9 estimaciones y las pruebas consistieron en agregar PMU's en las barras más significativas, tomándolas aquellas que tienen más barras adyacentes, siendo para este caso las barras 4, 7 y 9. Por lo tanto primero se agregaron PMU's en estas barras y después aleatoriamente en las restantes.

Posteriormente se calcularon los promedios de los errores de las estimaciones con o sin PMU's, se tabularon y se graficaron para analizar su comportamiento. En la [Tabla 3](#) se muestran los promedios de los errores hallados, donde se puede observar, como es de esperarse, que el error de la estimación tradicional es siempre constante, puesto que no depende del uso de PMU's, además los errores de la estimación con PMU's disminuyen a medida que se aumentan éstas.

En la [Fig. 3](#) y en la [Fig. 4](#) se puede observar como disminuye el error de los voltajes y los ángulos a medida que se aumenta el número de PMU's instaladas en Barras.

También se nota que esta disminución es mayor en los ángulos, observándose esto más claramente en la [Fig. 5](#), donde se muestra la diferencia entre los errores del estimador tradicional y el estimador con PMU's. Además puede verse para los ángulos una disminución en el error de más del 50% con solo usar una PMU.

Tabla 3. Promedios de los porcentajes de error de la EE del sistema IEEE de 9 barras

#PMU	V ET	Ang. ET	V EE PMU	Ang. EE PMU	Dif. Error V	Dif. Error Ang.
1	0,2129	0,5984	0,1946	0,2636	-0,0184	-0,3348
2	0,2129	0,5984	0,1764	0,1399	-0,0365	-0,4585
3	0,2129	0,5984	0,1598	0,1396	-0,0531	-0,4588
4	0,2129	0,5984	0,1478	0,1301	-0,0651	-0,4683
5	0,2129	0,5984	0,1371	0,1199	-0,0758	-0,4785
6	0,2129	0,5984	0,1277	0,1111	-0,0852	-0,4873
7	0,2129	0,5984	0,1195	0,1043	-0,0934	-0,4941
8	0,2129	0,5984	0,1122	0,0943	-0,1007	-0,5041
9	0,2129	0,5984	0,1058	0,0867	-0,1071	-0,5117

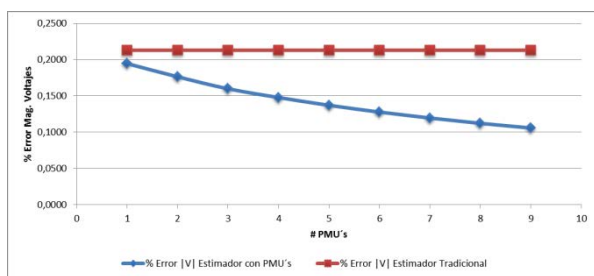


Fig. 3. Error en los Voltajes Estimados de acuerdo al número de PMU's usadas

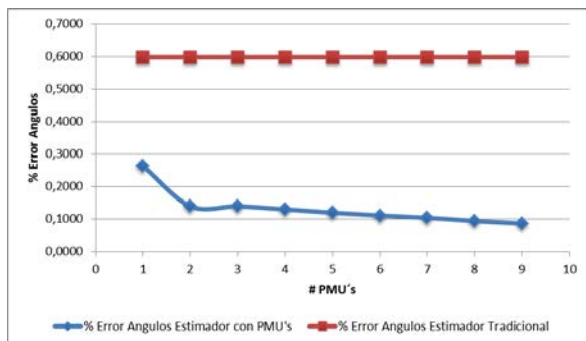


Fig. 4. Error en los Ángulos Estimados de acuerdo al número de PMU's usadas

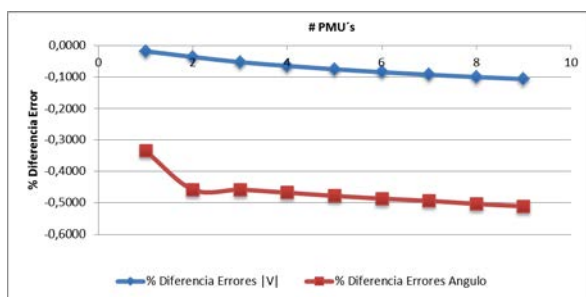


Fig. 5. Diferencia de Error en los Voltaje y Ángulos Estimados de acuerdo con el número de PMU's usadas

5. CONCLUSIONES

En este artículo se desarrolló una herramienta computacional que permite estimar los estados de un sistema de potencia usando PMU's y adicionalmente hallar el flujo de cargas estimado y los parámetros del sistema. Este software se realizó como un módulo de programación en lenguaje C++ que se le agregó al programa ASPUPB2 ya existente y desarrollado por UPB.

El programa desarrollado permite observar porcentajes de error con respecto al flujo de cargas del sistema para los estados que han sido estimados, tanto para la estimación tradicional

(SCADA) como para la estimación usando PMU's; con el fin de verificar la validez de los resultados obtenidos. La herramienta usa un modelo de EE híbrido el cual consta de dos etapas, una primera etapa no lineal e iterativa, y una segunda etapa la cual es lineal y no iterativa.

El programa presenta las ventajas que ofrece la tecnología PMU para mejorar el estimador de estados tradicional, de una manera eficaz y no invasiva. Por lo que su implementación en centros de control sería relativamente fácil, puesto que no se tiene que cambiar el estimador tradicional, solo se debe agregar un módulo de software que maneje los estados estimados tradicionalmente y las medidas sincrofatorias y que además efectué la segunda etapa del método usado, para así mejorar la estimación.

Los resultados obtenidos fueron comparados con el software comercial de análisis eléctrico DigSilent, además que con el propio flujo de cargas obtenido del ASPUPB2. Verificándose así la confiabilidad del programa.

Se demostró que las PMU's tienen gran incidencia en la estimación de estados pudiéndose afirmar que existe una relación directamente proporcional entre el número de PMU's usadas y la precisión de las medidas, es decir, a más PMU's mejor precisión y menor error se presenta en los resultados de la EE. También podría decirse que la reducción del error tiene una tendencia a estabilizarse después de que se han agregado PMU's a más del 70% de las Barras, sin embargo esto último requiere más análisis y estudio.

REFERENCIAS

- Chakrabarti, S.; E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai y V. Terzija (2009). Measurements get together. *IEEE Power & Energy Magazine*, 2009, 7, 41–49.
- Chen, F., X. Han, Z. Pan y L. Han (2008). State Estimation Model and Algorithm Including PMU. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Third International Conference*, 1097–1102.
- Decker, I.C., D. Dotta, M., Agostini, S. L. Zimath y A. S. Silva (2006). Performance of a Synchronized Phasor Measurement System in Brazilian Power System. *IEEE Power System Society General Meeting*, 2006.1-8.

- Nuqui, R.F., y Phadke, A.G.(2007). Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements, *IEEE Lausanne Power Tech*, 1665-1669.
- Olarte Dussán, F.A., C.E. Borda Zapata, y Díaz Morales, H. (2010). Identificación de parámetros de líneas de transmisión usando estimación de estado. *Revista Ingeniería e Investigación Universidad Nacional de Colombia*, **30**, 56-63.
- Ortega, J.G. Cadavid, S, González J.W. (2009). *Herramienta Computacional Básica Para El Análisis Y Contribución En La Prevención De Apagones*. Trabajo de Grado. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín.
- Pavic, I., A. Barta, I. Ivankovic, N. Baranovic, Z. Cerina y R. Srdjan (2008). Hybrid State Estimation Model Based on PMU and SCADA Measurements. *Monitoring of Power System Dynamics Performance, 2008*.1-8.
- Phadke, A.G., J.S. Thorp y K.J. Karimi (1985). Real Time Voltage Phasor Measurements for Static State Estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, **104**, 3098-3106.
- Phadke, A.G. y J.S. Thorp (2008), *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- Phadke, A.G., J.S. Thorp, R.F. Nuqui, y M. Zhou (2009). Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements. *Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09. IEEE/PES*, 1-7.
- Qin, X.H., Q. X. Yang y T.S. Bi (2007). A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements. *Electric Power Systems Research*, **78**,1343-1352.
- Restrepo J., López, G. (2010). *Estado Del Arte En Observación Del SEP Empleando La Tecnología Pmu*. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín.
- Zhou, M., V. Centeno, J. Thorp y A. G. Phadke, (2006). An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators. *IEEE transactions on power systems*, **21**, 1930-1937.

SOBRE LOS AUTORES

Camilo A. Villarreal R.

Ingeniero Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana en 2010. Es miembro del grupo de investigación en transmisión y distribución de energía eléctrica TyD en la UPB.

Gabriel J. Lopez

Ing. Electricista y MSc en 2002 y 2007 respectivamente de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor Asistente de medio tiempo e Investigador en la Facultad de IEE desde 2004. Actualmente adelanta sus estudios de PhD en UPB con la asesoría de Univ. of Kempten, Alemania. Trabajó para HMV Ingenieros y actualmente es Consultor en Unión Eléctrica Ltda.

Jorge W. González

Ing. Electricista de la Univ. Nacional en 1992 y MSc - PhD. en 2003 y 2006 respectivamente de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor Titular de tiempo completo y Director de grupo de Investigación TyD, UPB. Trabajó ocho años para HMV Ingenieros. Ha trabajado para Siemens, Erlangen en la sección PTD (FACTS y HVDC). Es investigador invitado del Werner von Siemens laboratory en Univ. Kempten, Alemania y en el Power Systems Institute en Erlangen Univ. Alemania.

Ramón A. León

Ing. Electricista y MSc de Iowa State University. Actualmente es empleado de XM Compañía de Expertos en Mercados de Colombia, en el área de planeamiento. Es coordinador de operación de largo plazo del sistema eléctrico de Colombia para los próximos 10 años. También es director del proyecto SIRENA, cuyo objetivo es implementar un plan de defensa nacional contra eventos de gran escala utilizando tecnología PMU. Sus intereses de investigación incluyen la economía de los sistemas de potencia, planeamiento de la transmisión y WAMPACS.