

Diseño e Implementación de un Prototipo de Unidad de Medición Fasorial (PMU - Phasor Measurement Unit) para el Monitoreo, Control y Protección de Sistemas Eléctricos

D. Ortiz A. Villamarín D. Espín

Universidad de las Fuerzas Armadas, ESPE
E-mail: ddortiz5@espe.edu.ec; diegoortiz22@gmail.com
alexvj_090@hotmail.com; daes_1006@hotmail.com

Resumen

En el sistema eléctrico ecuatoriano las transferencias elevadas de potencia han provocado en más de una ocasión inestabilidad en el sistema, por lo que la utilización de las nuevas tecnologías basadas en PMUs (*Phasor Measurement Unit*) son una solución para afrontar estos inconvenientes.

Este artículo presenta el cálculo en tiempo real de los parámetros de un sistema eléctrico de potencia en estado estable utilizando un PMU prototipo con tecnología FPGA (*Field Programmable Gate Array*) para el monitoreo, control y protección del sistema eléctrico, usando una interfaz amigable para el usuario.

Palabras clave—Sistemas Eléctricos de Potencia, Instrumentos de Medición de Parámetros Eléctricos, Tecnología FPGA, Prototipos de PMU.

Abstract

In the Ecuadorian electrical system the high electricity transfers have had in more than one occasion instability, so the use of new technologies based on PMUs is a solution to address these drawbacks.

This article presents the calculation of power system steady state parameters in real time using a PMU prototype with FPGA technology for monitoring, control and protection of electrical system using a user-friendly interface.

Index terms—Electrical Power Systems, Electrical Measuring Instruments Parameter, FPGA technology, PMU prototypes.

Recibido: 18-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Ortiz, D.; Villamarín, A.; Espín, D. (2015). "Diseño e Implementación de un Prototipo de Unidad de Medición Fasorial (PMU - Phasor Measurement Unit) para el Monitoreo, Control y Protección de Sistemas Eléctricos". Revista Técnica "*energía*". No 11, Pp. 127-135.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Dado que los sistemas eléctricos de potencia se han desarrollado durante el último siglo, las diferentes formas de inestabilidad se hicieron importantes durante diferentes periodos. Los métodos de análisis y resolución de problemas de estabilidad fueron influenciados por los desarrollos en herramientas computacionales, la teoría de la estabilidad y el control tecnológico de sistemas de potencia [1].

Los sistemas eléctricos de potencia hoy en día se encuentran cada vez más debilitados y sobrecargados, por lo que un incremento en la diferencia angular entre los extremos de las líneas de transmisión podría generar problemas de inestabilidad en el sistema. Las restricciones medioambientales están limitando la expansión de la red de transporte, a la vez que, alejan, cada vez más, la generación del consumo final. Por otra parte, la gran presión del mercado eléctrico fuerza a las compañías eléctricas a aprovechar al máximo sus activos.

En los últimos años se ha incrementado el número de apagones en el mundo por colapso de voltaje, de tal manera, que en promedio en los últimos 40 años se ha presentado al menos un apagón de gran magnitud por año [2].

En el Ecuador el 12 de Abril de 2004 a las 06:07 horas se presentó una falla monofásica sostenida en la fase B de la Línea Electroquil-Gonzalo Zeballos a 69 kV, y luego se perdieron dos unidades de generación en la subestación Gonzalo Zeballos con aproximadamente 140 MW. La condición de falla sostenida afectó el voltaje del Sistema Ecuatoriano hasta la frontera con Colombia, presentando una caída de voltaje en Jamondino del orden de 17 kV entre fases. Dos características P-V extractadas de los registros de falla de los eventos de Septiembre 26 de 2003 y Marzo 29 de 2004 en forma comparativa con el evento de Abril 12 de 2004 representan tres condiciones diferentes en la operación de la interconexión y los comportamientos indican que el voltaje cae progresivamente y supera un valor crítico sin que sea posible detener esa evolución [3].

Por ello, y dada la exigencia en aumentar la calidad del suministro eléctrico hoy en día, es necesario operar el sistema de una manera más eficiente y confiable. Las unidades de medición fasorial (PMUs) presentan un importante número de aplicaciones que permiten aumentar la eficacia de la red, por lo que cada vez más compañías eléctricas optan por implementar PMUs, con el fin de aprovechar las múltiples ventajas que ofrece la medida fasorial [4].

2. METODOLOGÍA

La propuesta de la metodología es implementar un sistema de monitoreo sincrofasorial en tiempo real, es

decir, un sistema que permita el análisis comparativo de los fasores de voltaje entre dos puntos de la red eléctrica (barras de generación y retiro); para el efecto se muestra una interfaz amigable para que el usuario pueda monitorear el sistema y en caso de ser necesario realice acciones de control y protección, con la finalidad de detectar situaciones de riesgo de inestabilidad y controlarlas, evitando el colapso generalizado de los voltajes del sistema, logrando una operación eficiente dentro de los márgenes eléctricos establecidos.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación, fueron tomados en cuenta diversos factores determinantes en el diseño del equipo, en la Fig. 1 se detalla la metodología utilizada para la elaboración del prototipo:

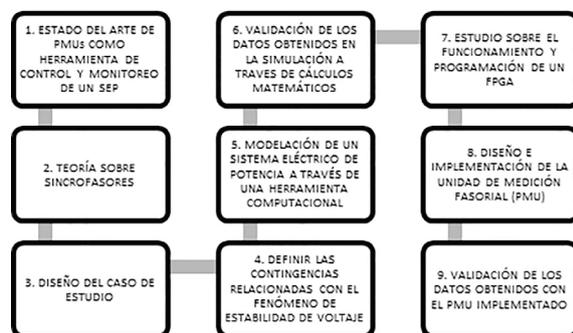


Figura 1: Aspectos considerados en la implementación de un PMU

A continuación se presenta el desarrollo de los puntos propuestos en la metodología para el presente trabajo de investigación.

1. Estado del Arte: En 1983 los ingenieros Phadke, Thorp y Adamiak describen las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real. En 1988 en el Tecnológico de Virginia se desarrolló el primer prototipo de unidad de medición fasorial (PMU) [5]. La primera fabricación comercial de PMUs en colaboración del Tecnológico de Virginia fue iniciado por Macrodyne en 1991 [6]. En 1991, IEEE publicó la norma [7] que establece el formato de los archivos de datos creados y transmitidos por una PMU. Una versión revisada de la norma fue emitida en el año 2005. Luego, en el año 2007, el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y North American Electric Reliability Corporation (NERC), junto con varias empresas de servicios de electricidad y otras organizaciones, formaron la NASPI (North American Synchronphasor Initiative) [8], [9].

Actualmente la tecnología de mediciones fasoriales sincronizadas ha alcanzado un gran desarrollo, y la mayoría de los sistemas

de energía modernos de todo el mundo están en proceso de instalación de los sistemas de medición de área extendida (WAMS – *Wide Area Measurement System*) [10], [11], [12] que constan de las unidades de medición fasorial.

2. Medición Sincrofasorial: Un fasor es un número complejo que representa una forma de onda sinusoidal pura en estado estacionario. Los fasores se utilizan como la herramienta matemática básica de análisis de circuitos de corriente alterna [13]. Un sincrofasor se define como un término usado para describir un fasor que ha sido estimado en un instante conocido como la etiqueta de tiempo de los sincrofasores [14]. La medición sincronizada de fasores es descrita en la norma IEEE C37.118-2005 [7], la que trata principalmente el tema de las comunicaciones con las PMU y en la precisión de las mediciones en estado estacionario [15].

Las unidades de medición fasorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de una sistema eléctrico [7].

3. Diseño del caso de estudio: se consideró un circuito que emula un sistema eléctrico de potencia trifásico balanceado, que consta de una fuente de alimentación, un banco de transformadores en conexión Yn-yn, un módulo de líneas de transmisión, un módulo de resistencias y un módulo de capacitores, el circuito usado como caso de estudio se muestra en la Fig. 2.

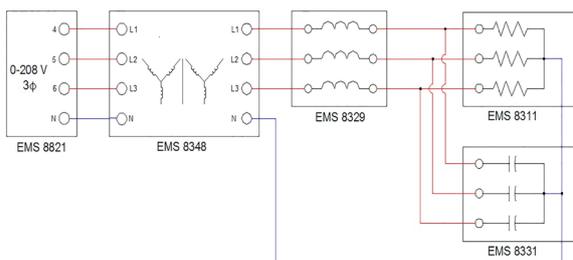


Figura 2: Caso de estudio

El módulo que emula el comportamiento de las líneas de transmisión está diseñado basándose en el modelo de impedancia en serie debido a que es una línea de corta distancia. El módulo de carga resistiva permite simular cargas del orden de: 1200, 600 y 300 Ohmios. El módulo de carga capacitiva permite simular cargas del orden de: 1200, 600 y 300 Ohmios (XC).

4. Contingencias para provocar inestabilidad de voltaje: la estabilidad de voltaje se enfoca en el estudio de la habilidad que posee un sistema de

potencia para mantener sus voltajes en niveles aceptables en todas las barras del sistema, luego que éste ha sufrido una perturbación a partir de una condición inicial dada [16]. La inestabilidad de voltaje está relacionada con la insuficiencia de recursos de potencia reactiva en el sistema y tiene como consecuencia un decremento progresivo en la magnitud de voltaje en las barras.

La curva Potencia-Voltaje (P-V) es una de las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos.

La metodología para obtener la curva P-V consiste en variar de forma progresiva la carga en una de las barras del sistema de potencia y observar lo que ocurre con el voltaje. La curva P-V es propia para cada barra en la que se asume un crecimiento de la demanda, es decir la curva P-V es única para cada una de las barras analizadas [17].

Las contingencias que pueden provocar la inestabilidad de voltaje en el sistema son varias [18], para el caso en estudio se consideró un incremento progresivo de la carga, hasta que el sistema de potencia se encuentre fuertemente sobrecargado, debido a esto se producen fuertes depresiones en el perfil de voltaje provocando la inestabilidad del sistema.

Las PMUs permiten estimar la proximidad del estado operativo actual al colapso de voltaje a través de la determinación de la curva P-V en tiempo real [19], lo que permitiría prevenir algunos casos de inestabilidad que podrían conllevar a un corte de energía total o parcial [4].

5. Modelado del caso de estudio: se realizó el modelo del sistema eléctrico de potencia simulando el fenómeno físico de estabilidad de voltaje, este fue desarrollado en el software Matlab - Simulink – SimPowerSystems, de esta forma se integra el análisis numérico, el cálculo matricial y el procesamiento de señales con gráficos que facilitan la comprensión de dichos cálculos. SimPowerSystems es una librería de MATLAB/Simulink para el diseño y simulación de sistemas de energía eléctrica tanto en régimen transitorio como en régimen permanente [20].

6. Validación del modelo del caso de estudio: en la Fig. 3 se muestra el circuito equivalente para un modelo sin compensación de reactivos, constituido por un una fuente de alimentación de voltaje (E) en serie con dos reactancias, donde jX_T y $jX_{L,T}$ representan las reactancias

inductivas por cada fase del transformador y de la línea de transmisión respectivamente. En la barra de retiro de voltaje (V) se conectan cargas resistivas representadas por R.

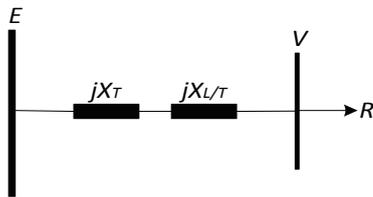


Figura 3: Circuito sin compensación de reactivos

El voltaje de la fuente (E) es el valor monofásico nominal del sistema, que se obtiene a través de (1)

$$E = \frac{V_{3\phi}}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

Donde $V_{3\phi}$ es el voltaje trifásico nominal. La corriente que circula por la línea de transmisión (I_L) es determinada por (2).

$$I_L = \frac{E}{X_T + X_{L/T} + R} \quad (2)$$

Para la construcción de la curva P-V, es necesario determinar la potencia monofásica ($P_{1\phi}$) consumida por la carga resistiva y el voltaje monofásico en la barra de retiro (V) que son obtenidas a través de (3) y (4) respectivamente.

$$P_{1\phi} = (I_L)^2 \cdot R \quad (3)$$

$$V = E - I_L \cdot (X_T + X_{L/T}) \quad (4)$$

Para el circuito modelado con compensación de reactivos mostrado en la Fig. 4, se añade en la barra de retiro una reactancia capacitiva (jX_C) al circuito equivalente de la Fig. 3.

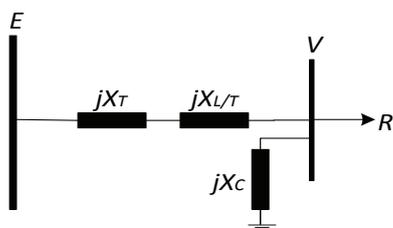


Figura 4: Circuito con compensación de reactivos

El voltaje de la fuente se obtiene a través de (5).

$$E = \frac{V_{3\phi}}{\sqrt{3}} \quad (5)$$

La impedancia equivalente (Z_{eq}) del circuito se determina a través de (6).

$$Z_{eq} = (jX_T + jX_{L/T}) + \frac{R \cdot (-jX_C)}{R - jX_C} \quad (6)$$

A partir de (5) y (6) se puede obtener la corriente que circula por la línea de transmisión, como se muestra en (7).

$$I_L = \frac{E}{Z_{eq}} \quad (7)$$

El voltaje en la barra de retiro se obtiene a través de (8).

$$V = E - I_L \cdot (jX_T + jX_{L/T}) \quad (8)$$

Con las ecuaciones (9) y (10) es posible determinar la potencia reactiva monofásica consumida en cada fase por la línea de transmisión y el transformador ($Q_{L1\phi}$), y la potencia reactiva monofásica suministrada por la capacitancia ($Q_{C1\phi}$) respectivamente.

$$Q_{L1\phi} = (I_L)^2 \cdot (jX_T + jX_{L/T}) \quad (9)$$

$$Q_{C1\phi} = \frac{V^2}{-jX_C} \quad (10)$$

La potencia monofásica consumida por la carga resistiva equivalente de la barra de retiro se determina por medio de (11).

$$P_{1\phi} = \frac{V^2}{R} \quad (11)$$

De (10) y (11) se puede obtener el ángulo (θ) entre las potencias activa y reactiva, como se expresa en (12).

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{Q_{C1\phi}}{P_{1\phi}} \right) \quad (12)$$

A partir de (12) se puede obtener (13)

$$f.p. = \cos \theta \quad (13)$$

Donde f.p. es el factor de potencia de la carga.

de onda, parámetros eléctricos, curva P-V, perfil de voltaje y sincrofasores del sistema eléctrico de potencia monitoreado.

Es importante señalar que las PMUs usados en un sistema eléctrico real, con el propósito de sincronizar los fasores medidos de voltaje y corriente del sistema, utilizan el sistema GPS para coordinar su tiempo con referencia de tiempo global [26]. Además, todos las PMUs reciben una señal durante un segundo para hacer referencia de tiempo para todos los parámetros medidos. Para el desarrollo de esta aplicación, la referencia de tiempo es proporcionada por el mismo sistema de medición.

4. RESULTADOS

4.1. Resultados simulados

En la Fig. 6 se muestra la simulación del circuito con las cargas resistivas que provocan la contingencia de un sistema fuertemente cargado y conlleva a la inestabilidad de voltaje en la barra de retiro, el resultado obtenido es la curva P-V mostrada en la Fig. 7, en la cual se observa que mientras aumenta la potencia activa, disminuye el voltaje en la barra de retiro.

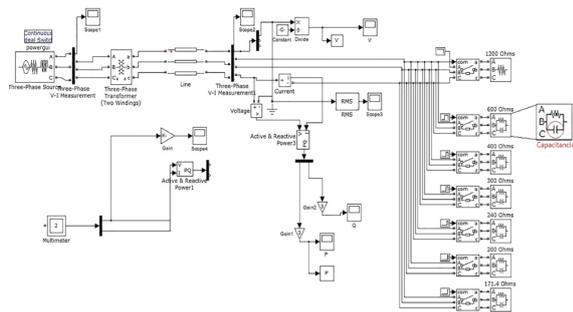


Figura 6: Circuito modelado sin compensación de reactivos en Matlab-Simulink

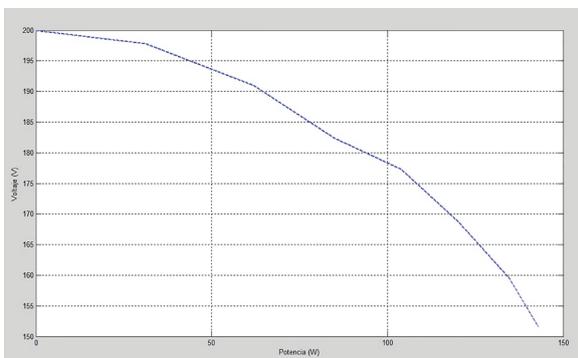


Figura 7: Curva P-V obtenida en la barra de carga

Además en la Fig. 6 se observan las cargas capacitivas agregadas en paralelo a cada una de las resistencias para mitigar la contingencia,

contribuyendo a mantener estable el voltaje en la barra de retiro del sistema dentro de valores cercanos al nominal luego de que se produzca la perturbación (Fig. 8).

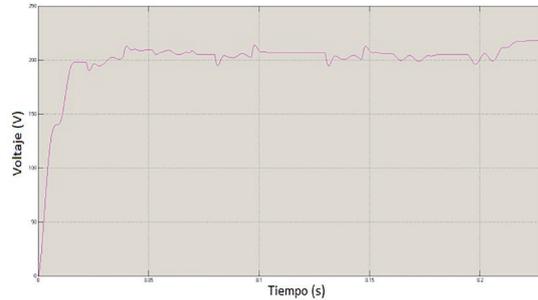


Figura 8: Perfil de voltaje compensado en la barra de carga

4.2. Resultados calculados

Con las ecuaciones que rigen el circuito de la Fig. 3, se demuestra el fenómeno de inestabilidad de voltaje en la barra de retiro, como se muestra en la curva P-V de la Fig. 9.

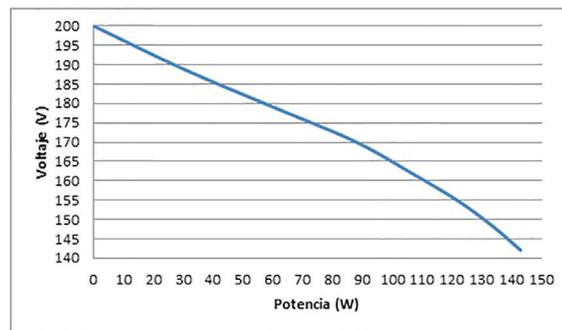


Figura 9: Curva P-V realizada con los valores calculados

4.3. Resultados medidos

La Fig. 10 muestra la curva P-V que se obtuvo con la PMU prototipo implementado en el caso de estudio y en la Fig. 11 se indica el perfil de voltaje compensado en la barra de retiro.

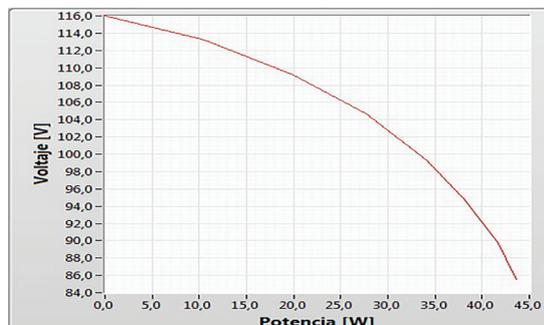


Figura 10: Curva P-V realizada con los valores calculados

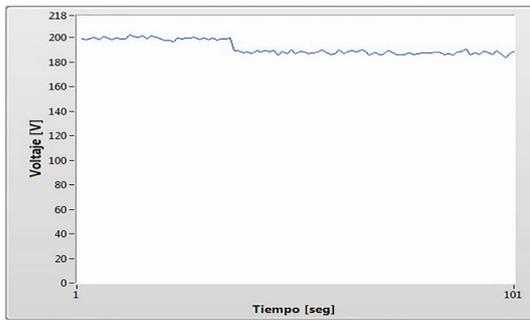


Figura 11: Perfil de voltaje compensado en la barra de carga

Como se puede apreciar la operación del PMU prototipo mitiga la contingencia y trata de mantener el valor de voltaje en un valor cercano al nominal.

La diferencia angular (Fig. 12) entre los voltajes de la barra de generación y de retiro es detectada con el prototipo PMU, con lo que se demuestra que mientras el sistema es sobrecargado, la diferencia angular va en aumento y el voltaje se reduce en la barra donde está conectada la carga.

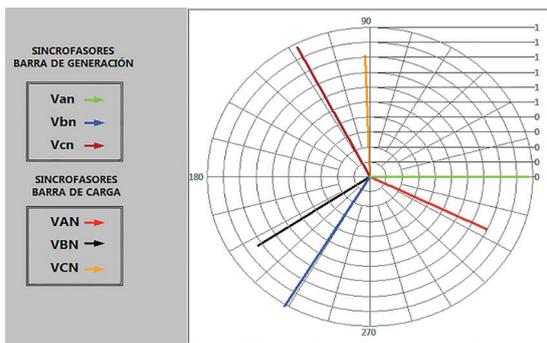


Figura 12: Sincrofasores de los voltajes en p.u.

4.4. Análisis de los errores en las mediciones

Resulta fundamental determinar aquellas contingencias que producen las caídas de voltaje en la barra de retiro. En este sentido, las Tablas 1, 2, 3 y 4 presentan los resultados del análisis porcentual del margen de error de la comparación entre los valores de los parámetros eléctricos provocados por la contingencia, los mismos que fueron simulados, medidos con el prototipo y contrastados con el instrumento patrón.

Tabla 1: Análisis porcentual del margen de error de la comparación entre los valores de voltajes sin compensación

Carga (Ω)	Voltajes obtenidos de la simulación (V)	Voltajes obtenidos con el PMU (V)	Voltajes obtenidos con el instrumento (V)	[% Error] entre los valores de la simulación y el PMU	[% Error] entre los valores del instrumento patrón y el PMU
0	115,47	115,30	115,40	0,14	0,08
1200	114,22	111,60	111,20	2,29	0,35
600	111,76	107,80	107,60	3,54	0,18
400	108,87	104,20	103,90	4,28	0,28
300	105,37	98,50	98,90	6,51	0,40
240	98,41	94,40	94,10	4,07	0,32
200	95,29	89,90	89,70	5,65	0,22
171,4	90,97	85,60	86,10	5,90	0,58

Tabla 2: Análisis porcentual del margen de error de la comparación entre los valores de potencias activas sin compensación

Carga (Ω)	Potencias activas obtenidas de la simulación (W)	Potencias activas obtenidas con el PMU (W)	Potencias activas obtenidas con el instrumento patrón (W)	[% Error] entre los valores de la simulación y el PMU	[% Error] entre los valores del instrumento patrón y el PMU
0	0	0	0	0	0
1200	10,38	10,35	10,30	0,29	0,49
600	20,90	19,95	19,26	4,54	3,58
400	28,18	27,37	26,54	2,87	3,13
300	34,68	33,45	33,72	3,55	0,80
240	39,98	37,99	37,39	4,98	1,60
200	42,35	41,39	41,21	2,27	0,44
171,4	47,52	43,59	44,73	8,27	2,55

Tabla 3: Análisis porcentual del margen de error de la comparación entre los valores de voltajes con compensación

Carga (Ω)	Voltajes obtenidos de la simulación (V)	Voltajes obtenidos con el PMU (V)	Voltajes obtenidos con el instrumento (V)	[% Error] entre los valores de la simulación y el PMU	[% Error] entre los valores del instrumento patrón y el PMU
300	119,72	115,8	116,10	3,27	0,26
240	118,92	108,60	109,20	8,68	0,55
200	118,90	108,90	109,30	8,41	0,37
171,4	126,04	112,90	113,1	10,43	0,18

Tabla 4: Análisis porcentual del margen de error de la comparación entre los valores de los factores de potencia con compensación

Carga (Ω)	f.p. obtenidos de la simulación	f.p. obtenidos con el PMU	f.p. obtenidos con el instrumento	[% Error] entre los valores de la simulación y el PMU	[% Error] entre los valores del instrumento patrón y el PMU
300	0,92	0,91	0,90	1,09	1,11
240	0,93	0,94	0,93	1,08	1,08
200	0,90	0,91	0,92	1,11	1,09
171,4	0,81	0,84	0,83	3,70	1,20

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los usuarios pueden acceder en la interfaz gráfica del computador a la información de las formas de onda de voltajes y corrientes, los parámetros eléctricos del sistema, la pantalla para generar la curva P-V del sistema, así como también la gráfica en tiempo real de los sincrofasores.

5.1. Análisis de resultados de los valores de los voltajes sin compensación

Como se indica en la Tabla 5, con el prototipo se obtuvo un error promedio de +0,30% en la medición de los voltajes sin compensación, tomando en cuenta que todo prototipo presenta en sus características un margen de error considerable, debido a esto los resultados obtenidos son coherentes.

Tabla 5: Análisis de los valores de voltajes sin compensación

Error mínimo (%)	Error máximo (%)	Error promedio (%)
0,08	0,58	0,30

5.2. Análisis de resultados de los valores de las potencias activas sin compensación

En la Tabla 6 se muestra el análisis de errores de los valores obtenidos con el prototipo en relación a las potencias activas sin compensación, donde el error promedio que es de +1,57%, por lo tanto los resultados son confiables.

Tabla 6: Análisis de los valores de potencias activas sin compensación

Error mínimo (%)	Error máximo (%)	Error promedio (%)
0	3,58	1,57

5.3. Análisis de resultados de los valores de los voltajes con compensación.

En la Tabla 7 se muestra el análisis de errores de los valores de voltajes con compensación obtenidos con el prototipo, donde el error promedio que es de +0,34% por lo tanto los valores obtenidos son confiables.

Tabla 7: Análisis de los valores de voltajes con compensación

Error mínimo (%)	Error máximo (%)	Error promedio (%)
0,18	0,55	0,34

5.4. Análisis de resultados de los valores de los factores de potencia con compensación

En la Tabla 8 se muestra el análisis de errores de los valores de f.p. con compensación obtenidos con el prototipo, donde el error promedio que es de +1,12%, debido a esto los resultados son coherentes.

Tabla 8: Análisis de los valores de f.p. con compensación

Error mínimo (%)	Error máximo (%)	Error promedio (%)
1,08	1,20	1,12

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados que se obtuvieron en la simulación, en los cálculos matemáticos y que se adquirieron con la PMU implementada son coherentes porque los porcentajes de errores son mínimos.

Con el prototipo (PMU) se consiguió monitorear en tiempo real el sistema de potencia mediante software y con el uso de tecnología FPGA con arquitectura RIO, detectar situaciones de riesgo de inestabilidad y controlarlas para evitar el colapso generalizado de los voltajes del sistema, logrando una operación eficiente dentro de los márgenes eléctricos.

Se realizó una interfaz para el usuario desarrollada en el software LabVIEW myRIO 2013 para monitorear, controlar y proteger al sistema eléctrico de potencia implementado, el sistema de medición sincrofásorial cumple con lo estipulado en la norma IEEE C37.118:2005.

El prototipo de PMU implementado contribuirá en la formación de los estudiantes, ya que este cuenta con la tecnología de los sistemas de monitoreo en tiempo real que están siendo utilizada en la operación del Sistema Nacional Interconectado, esto permitirá que realicen pruebas como: provocar contingencias que lleven a la inestabilidad de voltaje al sistema, maniobras de control y protección en tiempo real, para conseguir una operación confiable en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, *Power Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] O. Arango, "Análisis de estabilidad de voltaje en tiempo real", Colombia, 2006.
- [3] S. Carvajal and J. Ortega, "Herramienta Computacional básica para el análisis y contribución en la prevención de apagones", Colombia, 2009.
- [4] G. J. Araque and R. Barba, "Unidades de Medición Fasorial - PMU," pp. 44–50, 2010.
- [5] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements - A historical overview," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. IEEE/PES, vol. 1, pp. 476–479, 2002.
- [6] A. Phadke and J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. New York: Springer, 2008.
- [7] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118-2005, 2005.
- [8] "North American Synchrophasor Initiative.", [Online]. Available: <https://www.naspi.org/>.
- [9] Z. Huang, B. Kasztenny, V. Madani, K. Martin, S. Meliopoulos, D. Novosel, and J. Stenbakken, "Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems," *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–7, 2008.
- [10] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, and J. Coroas, "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications," *CERTS/EPG, White Pap. - Final Draft, for: EIPP - Real Time Task Team*, January, 2005.
- [11] M. Amin, H. Moussa, and O. Mohammed, "Development of a Wide Area Measurement System for Smart Grid Applications," *Preprints of the 18th IFAC World Congress Milano, Italy*, pp. 1672–1677, 2011.
- [12] J. Cai, Z. Huang, J. Hauer, and K. Martin, "Current Status and Experience of WAMS Implementation in North America," *Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 2005 IEEE/PES*, pp. 1–7, 2005.
- [13] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, pp. 10–15, April, 1993.

- [14] J. D. La Ree, V. Centeno, J. Thorp, and A. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 1, pp. 20–27, 2010.
- [15] M. Horinek, P. Bilik, and T. Wittasek, "Modular PMU Tester," 22nd International Conference on Electricity and Distribution., pp. 10–13, June, 2013.
- [16] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al., "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definition. IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–15, August, 2004.
- [17] L. Chimborazo and H. Arcos, "Análisis de estabilidad de voltaje del Sistema Nacional Interconectado para el Período 2010 – 2013 usando el programa DigSilent PowerFactory," Cenace, 2010.
- [18] A. Ortiz and J. Játiva, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito." Quito, 2012.
- [19] J. Cepeda, P. Verdugo, and G. Argüello, "Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofatorias," Revista EPN, vol. 33, no. 3, Quito, Jan-2014.
- [20] I. Zamora, Á. Mazón, E. Fernandez, K. Sagastabeitia, I. Albizu, P. Eguia, E. Torres, and V. Valverde, Simulación de sistemas eléctricos. 2005.
- [21] National Instruments, "NI Single-Board RIO." [Online]. Available: <http://www.ni.com/singleboard/whatis/esa/>.
- [22] B. Al-Naami, J. Chebil, B. Trabsheh, and H. Mgdob, "Developing Custom Signal Processing Algorithm with LabView FPGA and Compact RIO to Detect the Aortic Stenosis Disease," Computers in Cardiology, pp. 193–196, 2006.
- [23] N. Devineni and I. Panahi, "Analysis and Real Time Implementation of 2-Channel Adaptive Speech Enhancement Using LabVIEW FPGA," Electro/Information Technology (EIT), IEEE International Conference, pp. 1–4, 2011.
- [24] J. Falcon and M. Trimbom, "Graphical Programming for Field Programmable Gate Arrays: Applications in Control and Mechatronics," Proceedings of the 2006 American Control Conference Minneapolis, Minnesota, USA, pp. 1394–1400, 2006.
- [25] National Instruments, "Introducción a la Tecnología FPGA: Los Cinco Beneficios Principales," 2011. [Online]. Available: <http://www.ni.com/white-paper/6984/es/>.
- [26] V. Salehi, S. Member, A. Mazloomzadeh, and O. Mohammed, "Development and Implementation of a Phasor Measurement Unit for Real-Time Monitoring, Control and Protection of Power Systems," pp. 1–7, 2011.
- [27] FLUKE, "Analizador de Calidad de Energía." [Online]. Available: <http://www.fluke.com/fluke/eces/medidores-de-calidad-de-la-energia-electrica/instrumentos-para-solucionar-problemas-de-calidad-electrica/41b.htm?PID=54783>.
- [28] T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power Systems, First. New York, 2008.
- [29] National Instruments, "NI LabVIEW Electrical Power Suite." [Online]. Available: <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/es/nid/210502>.



Diego Edmundo Ortiz.- Nació en Ambato en 1981. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Escuela Politécnica del Ejército en 2005, obtuvo el título de Magister en Ciencias de la Ingeniería Mención Eléctrica en la Universidad de

Chile en 2011. Fue Jefe del Departamento de Diseño de la empresa Ecuatran S.A., se desempeñó como ingeniero de proyectos en la empresa SGS Chile área de Cambio Climático, y trabajó como ingeniero de proyectos e investigador en el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile. Su campo de investigación se encuentra relacionado con energías renovables, Smartgrids, sistemas SCADA y sistemas de Distribución de energía.



Alex Fernando Villamarín.- Nació en Latacunga en 1990. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE en 2014. Participó como expositor en las Séptimas Jornadas Nacionales

de Ingeniería Electromecánica realizadas en Loja, en Junio del 2012.



Danny Alexander Espín.- Nació en Latacunga en 1990. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE en 2014. Participó como expositor en las Séptimas Jornadas Nacionales

de Ingeniería Electromecánica realizadas en Loja, en Junio del 2012.