

HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS Y MONITOREO DE SISTEMAS DE POTENCIA BASADAS EN MODELOS ANGULARES

Julián Castaño^{*†}, Gabriel J. López^{}, Jorge W. González^{**}, Hugo A. Cardona^{**}, Idi A. Isaac^{**},
Ramón A. León^{*}**

^{*} XM S.A. E.S.P., Calle 12 Sur No. 18 – 168, B2, Medellín, Colombia

^{**} Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 #70-01, B11, Medellín, Colombia.

Recibido 29 Septiembre 2012; aceptado 4 Noviembre 2012

Disponible en línea: 21 Diciembre de 2012

Resumen: Se busca desarrollar herramientas computacionales para la caracterización angular de sistemas eléctricos de potencia (SEP), esta medida es obtenida por las unidades de medición fasorial (PMU) instaladas en diferentes subestaciones. Se emplea el software DIGSILENT para el modelamiento, análisis y simulación de SEP, que proporciona herramientas para la programación de funciones específicas. Debido a la gran cantidad de datos generados en las simulaciones y en la operación, se desarrolla una aplicación de visualización donde se aprecian las variables e indicadores angulares para las áreas operativas georeferenciadas de acuerdo a la ubicación de las PMUs.

Palabras Clave: PMU, PDC, DIGSILENT, SCADA, Phasor, DPL, DSL, Sistema Eléctrico de Potencia.

Abstract: This article seeks to develop computational methodologies for angular characterization of electric power systems; this measurement is obtained from the phasor measurement units (PMU) installed in different substations. It is used the DIGSILENT software for the modeling, simulation and analysis of specific functions. During the simulations or real-time operations, large amounts of information are generated. Therefore, a visualization software is developed where the variables and angular indices for operational areas are geo referenced according to the locations of the PMUs.

Keywords: PMU, PDC, DIGSILENT, SCADA, Phasor, DPL, DSL, Power System.

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo surge debido a la necesidad de los operadores del sistema de potencia de desarrollar nuevos métodos de análisis y supervisión basados en variables e indicadores angulares obtenidas por medio de PMU.

Es importante en primer lugar crear herramientas para los analistas de planeación encargados de determinar cómo será la operación del sistema eléctrico, después de haber realizado múltiples estudios de flujos de carga y simulaciones de estabilidad del sistema ante contingencias. Estas tareas son realizadas utilizando el software DIGSILENT PowerFactory, por lo cual se utilizan

[†] Autor al que se le dirige la correspondencia:
Tel. (+57 4) 317 22 44 ext 73262, fax 317 09 89.
E-mail: jcastanom@xm.com.co (Julián Castaño).

sus herramientas para la programación de funciones específicas como lo son el DPL (DIgSILENT Programming Language) para automatizar tareas y DSL (DIgSILENT Simulation Language) para implementar modelos específicos para análisis de estabilidad. De esta manera se podrán incorporar estas herramientas en los estudios de nuevos métodos para el análisis angular. En segundo lugar, se busca crear herramientas para los operadores del sistema de potencia quienes tienen la responsabilidad de supervisar y controlar el sistema, ejecutando múltiples acciones desde el centro de control en tiempo real, visualizando toda la información de éste por medio del diagrama mímico del SCADA (SCADA del inglés *Supervisory Control and Data Acquisition System*). Esta herramienta de visualización incorpora las nuevas variables e indicadores angulares. Se aclara que el ángulo de fase de la tensión y los indicadores basados en éste no han sido aun ampliamente difundidos.

El artículo se desarrolla en cinco secciones. En la sección 1 se contextualizan las herramientas computacionales existentes, tanto comerciales como desarrollos de centros de investigación, para la supervisión y control de sistemas de potencia, además de la herramienta computacional DIgSILENT y sus lenguajes de programación. La sección 2 hace referencia sobre las metodologías para el análisis basadas en mediciones angulares y la definición de indicadores basados en ángulos. La sección 3 describe las características y funcionamiento de la herramienta desarrollada para la visualización de las medidas e indicadores angulares implementada en el STN (Sistema de Transmisión Nacional), que conforma el WAMS (Sistema de medición de área amplia, *Wide Area Measurement System*) colombiano. En la siguiente sección se describe la implementación de los algoritmos de indicadores angulares en el sistema IEEE de 39 barras y su comprobación y, finalmente, se presentan las conclusiones.

2. HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA SUPERVISIÓN DE SEP

Se presenta una descripción de las herramientas computacionales empleadas en XM S.A. filial de ISA encargada de la operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional). Estas herramientas son las que constituyen el WAMS colombiano basado

en las mediciones fasoriales proporcionadas por las PMUs instaladas en diferentes subestaciones.

Además, se presenta el desarrollo de herramientas computacionales creadas por centros de investigación y universidades alrededor del mundo. Con el fin de desarrollar nuevas formas de visualización del comportamiento de los SEP, creando un cambio de paradigma en cuanto a supervisión se refiere, partiendo de una supervisión estática, como son los sistemas SCADA y hasta una supervisión dinámica.

2.1. *Psymetrix - PhasorPoint*

PhasorPoint de Psymetrix es un concentrador de datos fasoriales (PDC), un sistema de supervisión de área amplia basado en medidas fasoriales, y una solución de aplicaciones fasoriales para los operadores del sistema y compañías de transmisión. El objeto son las aplicaciones para análisis y monitoreo de SEP ([Psymetrix, 2011](#)).

El PhasorPoint está integrado por dos componentes: el Concentrador de datos y el Workbench. El concentrador de datos permite realizar la conexión con las PMUs o con otros concentradores instalados en la red; el Workbench es un aplicativo que facilita la visualización y el análisis de todos los datos generados por las PMUs.

2.2. *Grid Protection Alliance - OpenPDC*

El OpenPDC es un conjunto completo de aplicaciones para el procesamiento en tiempo real de flujo de datos de series de tiempo. El nombre significa “concentrador de datos fasoriales de código abierto” y fue diseñado originalmente para la concentración y gestión en tiempo real de sincrofasores ([GPA, 2012](#)).

El sistema de OpenPDC utiliza un diseño modular para manejar el flujo de las mediciones. Los adaptadores de entrada definidos por el usuario se utilizan para recoger el flujo de datos y asignar a las mediciones entrantes un ID (número de identificación). Luego las mediciones son clasificadas por el tiempo y transferidas a los adaptadores de acción personalizados que procesan los datos. Finalmente, todas las mediciones se envían a los adaptadores de salida que se utilizan para poner en cola los datos para archivarlos.

2.3. Proyecto MedFasee

El proyecto Sistema de Medición Fasorial Sincronizada con aplicaciones en Sistemas de Energía Eléctrica (MedFasee), tiene como principales objetivos la investigación, desarrollo y divulgación de la tecnología de medición fasorial sincronizada y sus aplicaciones ([UFSC, 2012](#)).

El proyecto implica la investigación y el desarrollo en tres aspectos principales: las PMU, el sistema de transmisión y el PDC, y las aplicaciones que hacen uso de los datos disponibles en el PDC, mejorando las metodologías existentes de visualización, operación y planeación de los SEP. La interfaz web del proyecto MedFasee, monitorea el sistema de transmisión de CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) en tiempo real.

2.4. Proyecto FNET

Operado por el Power Information Technology Laboratory (IT Power Lab) de la Universidad de Tennessee, FNET es una red de área amplia de medición de la frecuencia sincronizada por GPS, de bajo costo y de rápido despliegue. Se utilizan Registradores de perturbaciones de frecuencia de altas dinámicas de precisión para medir la frecuencia, el ángulo de fase, y el voltaje del sistema de potencia en tomacorrientes ordinarios de 120 V. Los datos de medición se transmiten continuamente a través de Internet a los servidores de FNET alojados en la Universidad de Tennessee y Virginia Tech. En su interfaz web se emplea el mapa de contorno de ángulo de tensión en tiempo real desarrollado por FNET ([FNET, 2012](#)).

3. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ANÁLISIS Y PLANEACIÓN DE SEP

Los procesos de planeación y operación de redes eléctricas son cada vez más complejos debido a la desregulación del mercado, los nuevos proyectos de interconexión y la generación distribuida. Estos factores incrementan la demanda de herramientas computacionales que implementen modelos eléctricos acertados y presenten calidad de sus datos, además de tener flexibilidad y capacidad de gestión.

El programa DIgSILENT es una herramienta computarizada de asistencia a la ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, comerciales, industriales y de gran escala. El programa está diseñado como un paquete interactivo, integrado y avanzado, dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de análisis, planeación y optimización de la operación.

3.1. Lenguaje de programación de DIgSILENT (DPL)

El lenguaje de programación DPL ofrece una interfaz flexible para automatizar tareas de ejecución. La programación en DPL aumenta el alcance del software DIgSILENT permitiendo la implementación de nuevas funciones de cálculo. Al igual que los comandos de cálculo definidos por el usuario estos pueden ser utilizados en todas las aplicaciones de análisis del SEP como por ejemplo: optimización de la red, análisis de estabilidad, confiabilidad, armónicos, coordinación de protecciones, entre otras.

3.2. Lenguaje de simulación de DIgSILENT (DSL)

El lenguaje de simulación DSL es usado para definir nuevos controladores dinámicos, los cuales reciben señales de entrada del sistema de potencia simulado y reaccionan cambiando otras señales.

El DSL en sí puede ser visto como un complemento a la funcionalidad de análisis de transitorios de DIgSILENT. Durante la simulación, las ecuaciones del modelo de los DSL son combinados con aquellos modelos que describen el comportamiento dinámico de los componentes del sistema de potencia. Estas ecuaciones son evaluadas en conjunto, dando lugar a una simulación completa de transitorios de la combinación del sistema de potencia y sus controladores

4. MÉTODOS DE ANÁLISIS BASADOS EN MEDICIONES ANGULARES

Las diferencias angulares entre dos extremos de una línea de transmisión, así como su impedancia, permiten establecer la cantidad de potencia que circula a través de dicha línea. Se presentan a

continuación dos metodologías que permitan definir indicadores y alarmas en función de medidas angulares obtenidas de las PMUs.

4.1. Ángulo de corte

Este nuevo concepto de análisis permite sintetizar una gran cantidad de medidas angulares de un sistema de potencia, realizando una ponderación entre ángulos y susceptancias de conexión entre dos áreas ([Lopez et al., 2012](#)). En este punto se debe tener en cuenta un método de reducción como el de Krön ([Dobson et al., 2010](#)), que busca relacionar dos sistemas en función de los flujos de potencia (P_c), las susceptancias de línea (b_j) y los ángulos en las barras fronterizas (θ_j). El ángulo de corte (θ_c) es la ponderación de las diferencias angulares de las barras y la susceptancia de las líneas de la interconexión entre dos áreas operativas.

El área de corte (AC) es el área conformada por los elementos que componen la interconexión entre las dos áreas operativas (área A1 y área A2). El área de corte no debe contener generación o carga.

La potencia de corte es la potencia a través del área de corte, es decir, la que fluye de un área operativa a otra ([Dobson, 2010](#); [Dobson y Parashar, 2010](#))

$$b_c = \sum_{j \in c} b_j \quad (1)$$

$$I \quad (2)$$

$$P_c = b_c \tilde{\theta}_c \quad (3)$$

donde b_c es la susceptancia equivalente de las líneas en el área de corte entre A1 y A2; b_j es la susceptancia de la línea j ; θ_j corresponde a la diferencia angular entre las barras de la línea j ; P_c es una potencia equivalente transferida a través del área de corte. Ver Fig. 1.

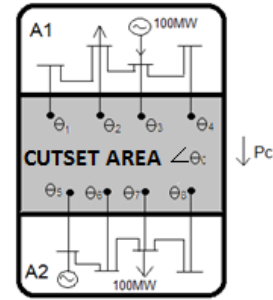


Fig. 1. Sistema de dos áreas, definidas por un área de corte

4.2. Ángulo central

El algoritmo de ángulo central fundamenta su análisis en la cuantificación de las diferencias angulares entre las barras del sistema con respecto a una referencia angular, con el propósito de detectar inestabilidades angulares transitorias del Sistema de Potencia. La formulación de este algoritmo está basada en el concepto de magnitud de tensión presentado por ([Erickson et al., 2005](#)); pero aplicado a las medidas angulares ([Lopez et al., 2012](#)).

Los modelos matemáticos basados en el ángulo de fase son más desafiantes que los algoritmos basados en la magnitud de tensión, debido a que la variación angular tiene rangos mucho más amplios durante la operación del sistema, ya que estos pueden cambiar según la topología de la red y el despacho de potencia.

Para dar solución a este problema es necesario definir un ángulo de referencia, el cual estará en tiempo real representando el centro de inercia del sistema. Esta referencia permite cuantificar la amplitud de las variaciones del ángulo de fase con respecto al centro del sistema y se define mediante

$$\delta_{COA} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_i H_i}{\sum_{i=1}^N H_i} \quad (4)$$

donde δ_i es el ángulo del rotor, H_i es la constante de tiempo inercial del i -ésimo generador y N es el número total de los generadores de las áreas del sistema.

Realizar el cálculo en tiempo real del ángulo central usando la ecuación (4), es poco práctico, ya que requiere conocer en cada planta cuáles unidades de generación están inyectando potencia

al sistema para cada instante de tiempo y realizar equivalentes de H en las diferentes áreas del sistema (V. Venkatasubramanian, 2010).

Sin embargo, como la H de las máquinas es directamente proporcional a la potencia real inyectada al sistema, el elemento ponderador (H) del ángulo en la ecuación (4), puede ser remplazado por las inyecciones de potencia medidas en el lado de alta (V. Venkatasubramanian, 2010). Por otro lado, como el ángulo del rotor no puede ser medido en tiempo real, se aproxima al ángulo de tensión medido en la barra de alta. El cálculo del ángulo central, queda ahora en términos de variables que pueden ser medidas empleando PMU's.

Para las mediciones de ángulo de fase en un área i en un SEP, se tiene el centro aproximado del ángulo de referencia inercial COA, definido como

$$\delta_{COA}^i = \frac{\sum_{j=1}^N \delta_j^i P_j^i}{\sum_{j=1}^N P_j^i} \quad (11)$$

donde P_j^i denota el despacho de generación de las plantas, en una zona i . y δ_j^i es el ángulo de tensión medido en las barras de generación.

El ángulo del sistema de potencia interconectado, o el centro de inercia global puede ser calculado con

$$\delta_c = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_{COA}^i P_j^i}{\sum_{i=1}^N P_j^i} \quad (12)$$

donde N es el número total de áreas que están disponibles para la formulación del algoritmo, δ_{COA}^i , es el ángulo central de cada área y P_j^i es la potencia generada en cada área.

5. VISUALIZACIÓN DE ÁNGULOS E INDICADORES ANGULARES

Debido a la gran cantidad de datos que se pueden obtener mediante simulaciones, o datos entregados por PMU's, se desarrolló en el presente proyecto una aplicación para la visualización y fácil interpretación por parte de los operadores. La arquitectura de la aplicación (ver Fig. 2) consta de un servicio *web*, el cual lee los datos del PDC y se comunica con la aplicación en *Silverlight* para poder graficar los ángulos deseados. Para la comunicación con el

PDC y la aplicación en *Silverlight* se utilizaron librerías pertenecientes al desarrollo de OpenPDC. Se muestra la aplicación ejecutándose en un navegador de internet (Ver Fig. 3).

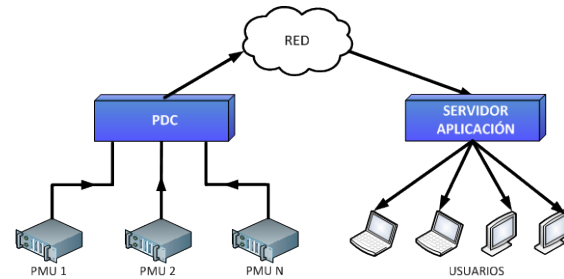


Fig. 2. Arquitectura de la aplicación.

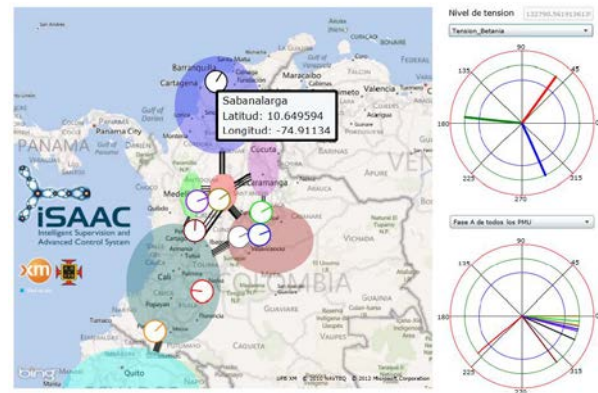


Fig. 3. Ejecución de la aplicación, visualizando las PMUs.

6. IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES ANGULARES EN EL SISTEMA IEEE DE 39 BARRAS

6.1. Descripción del sistema IEEE 39 barras

Para realizar la simulación se emplea el sistema de prueba IEEE 39 barras o "New England Power System". Este sistema cuenta con 10 generadores, con sus respectivos modelos dinámicos para el control de tensión y de unidades de control primario, lo cual garantiza obtener una correcta respuesta dinámica (Escobar, 2011). Debido a sus características, este sistema ha sido empleado mundialmente en una gran cantidad de trabajos e investigaciones sobre estabilidad. Posteriormente se extrapolarían los resultados obtenidos a sistemas más complejos.

Para aplicar las metodologías angulares mencionadas anteriormente, es necesario agrupar el sistema en áreas operativas de acuerdo con la

topología, ubicación geográfica o grupos coherentes definidas por el operador del sistema. En este caso, el sistema IEEE de 39 barras se divide en áreas operativas (Ver Fig. 4).

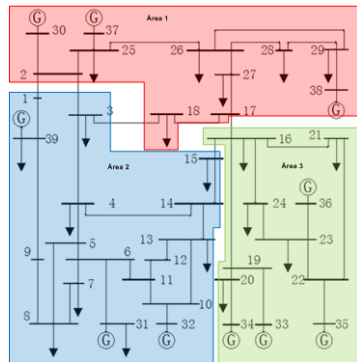


Fig. 4. Diagrama unifilar dividido en áreas operativas, sistema IEEE 39 barras

6.2. Diagrama de flujo de los algoritmos para las metodologías angulares

Por cada simulación de flujo de cargas ejecutada en DIgSILENT para el sistema en análisis, se genera gran cantidad de datos necesarios para realizar la caracterización angular del sistema de potencia. Se crea la necesidad de automatizar las tareas de ejecución de flujo de cargas, extracción y organización de los datos con el fin de reducir el tiempo, el cual es necesario para el análisis e interpretación de resultados.

Se utilizan los lenguajes de programación de DIgSILENT, los cuales son: DPL para análisis estático, y DSL para análisis dinámico. Así se crearán los algoritmos que definen las instrucciones a efectuar por el programa, lo cual facilita la extracción de los datos deseados y calcular otras variables que no entrega el programa, los cuales son de interés para los análisis. Posteriormente, estos datos se organizan de forma coherente.

Se ilustran los algoritmos en una representación gráfica de diagramas de flujo (ver Fig. 5) para obtener el ángulo de corte y el ángulo central de las diferentes áreas de corte establecidas.

Los algoritmos utilizados son extensivos, tanto para análisis estático (utilizando DPL), como para análisis dinámico (utilizando DSL).

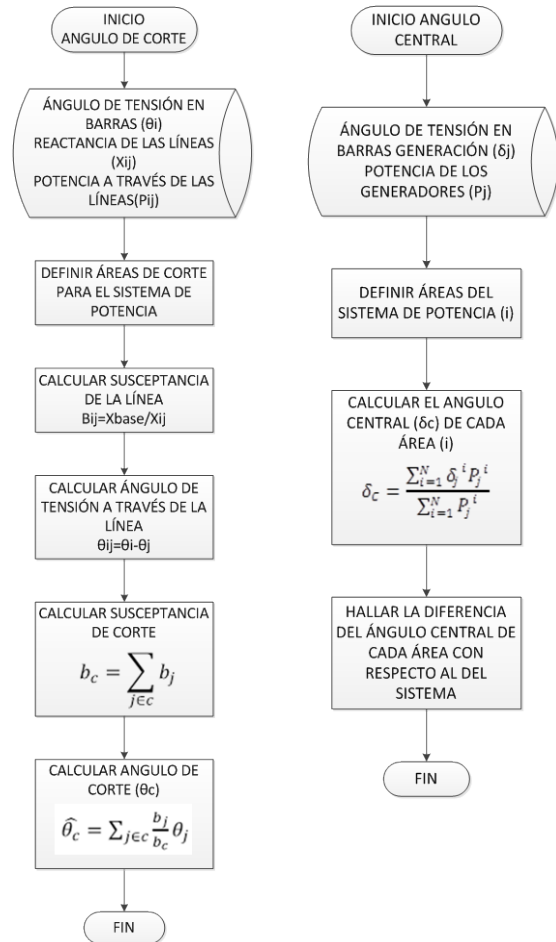


Fig. 5. Diagrama de flujo de los algoritmos del ángulo de corte y del ángulo central

6.3. Simulaciones de los algoritmos implementados

En este numeral se presentan algunas simulaciones de fallas N-1 realizadas el sistema IEEE 39 barras, con el fin de evaluar y analizar el comportamiento del sistema ante estos eventos, además de comprobar la adecuada implementación de los algoritmos de los indicadores angulares.

Se realiza una falla trifásica al 50% de la línea 18 - 3 y se despeja a los 120 ms, con la actuación de los interruptores en ambos extremos de la línea fallada. Se aprecia como al comienzo de la simulación los ángulos centrales presentaban un pequeño margen de variación entre ellos, pero ante la ocurrencia de la falla trifásica estos comienzan a tener un comportamiento oscilatorio, alejándose así de su valor inicial. Sin embargo, cuando se aclara la falla las oscilaciones se comienzan a amortiguar hasta llegar a un nuevo

punto de equilibrio, cercano al valor inicial (ver Fig. 6).

Se observa el comportamiento de los ángulos de corte para las tres áreas de corte, que se generan entre las áreas operativas seleccionadas. Se comprueba que el ángulo de corte del área de corte 1 – 2, es el que presenta mayor variación debido a que es en esta área donde ocurre la falla de la línea y su posterior desconexión (Ver Fig. 7).

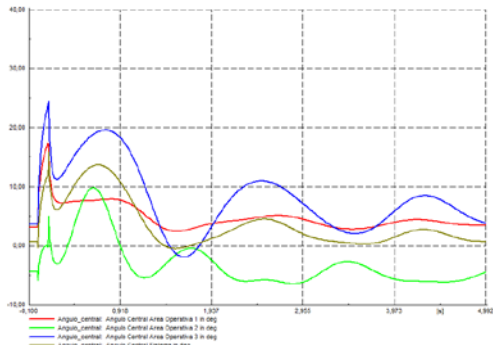


Fig. 6. Ángulo Central falla LT 18-3, sistema IEEE 39 barras

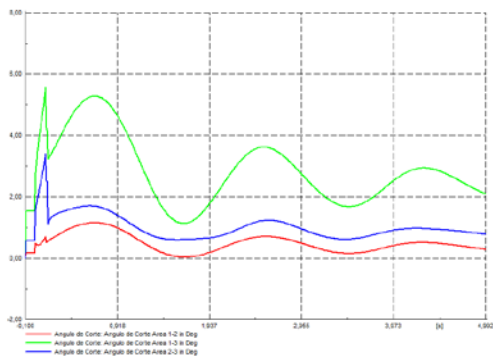


Fig. 7. Ángulo de Corte falla LT 18-3, sistema IEEE 39 barras

7. CONCLUSIONES

Actualmente existe un auge de empresas e instituciones orientadas a desarrollar métodos computacionales de análisis, supervisión y control con mediciones fasoriales obtenidas a partir de las unidades de medición fasorial, extrayendo medidas angulares e implementando metodologías basadas en estos, para los sistemas eléctricos de potencia.

Con la información de las variables e indicadores angulares del sistema de potencia, obtenida por medio de simulaciones, el acceso a bases de datos

de los históricos del sistema o información en tiempo real obtenida de las PMUs, la herramienta desarrollada hace posible visualizar rápidamente el estado actual o un estado determinado del sistema, de forma que se puedan realizar acciones de supervisión y control basadas en los modelos angulares desarrollados.

La visualización de posibles eventos o de contingencias de manera gráfica, es mucho más rápida y precisa para un operador de un sistema eléctrico, debido a que se pueden generar alarmas visuales y auditivas que informen la situación de la red, sin necesidad de tener que interpretar las mediciones puras que pueden no contener ninguna información. Esto es lo que se conoce como conciencia situacional.

La aplicación desarrollada puede considerarse como un sistema de monitoreo (WAMS), que podría usarse para la toma de decisiones en caso de presentarse algún problema que pueda poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico. La aplicación podría tener acciones de control, con respecto a los resultados y convertirla en un sistema de control (WACS), para así evitar posibles situaciones que puedan generar una contingencia. Esto cuando se tengan suficientes PMUs para tener una alta confiabilidad de los resultados.

De acuerdo con la información sobre las diferentes metodologías como lo son el ángulo de corte y el ángulo central, para determinar indicadores angulares a partir de las mediciones fasoriales obtenidas con las unidades de medición fasorial, es posible caracterizar angularmente las diferentes áreas operativas de un sistema eléctrico de potencia para determinar índices y umbrales operativos, y con ello evitar que el sistema alcance niveles de operación críticos o llegase a colapsar.

REFERENCIAS

- Dobson, I., 2010. New angles for monitoring areas. *Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) Symposium*, pp.1-13.
- Dobson, I., Parashar, M., 2010. A cutset area concept for phasor monitoring. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-8.
- Dobson, I., Parashar, M., Carter, C., 2010. Combining phasor measurements to monitor cutset angles. *43rd Hawaii International Conference on System Sciences*, pp.49-57.

- Erickson, D.C., Martin, K.E., Carson, R., Taylor, W., 2005. WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online. *IEEE Proceedings*, pp.50-62.
- Escobar, C., 2011. *Modelos matemáticos para el análisis angular de los sistemas de potencia*. Medellín: UPB.
- FNET, 2012. *FNET Web Display*. [Online] Available at: [HYPERLINK "http://fnetpublic.utk.edu/index.html"](http://fnetpublic.utk.edu/index.html) [Accessed 30 Marzo 2012].
- GPA, 2012. *Grid Protection Alliance - OpenPDC*. [Online] Available at: [HYPERLINK "http://openpdc.codeplex.com/"](http://openpdc.codeplex.com/) [Accessed 10 Mayo 2011].
- Lopez, G.J., Castano, J., Restrepo, J.D., Gonzalez, J.W, Isaac, I.A., Cardona, H.A., 2012. New Indices for the Angular Analysis of the Electrical Power Systems based on PMU Measurements. *IEEE PES Transmission and Distribution Latin America Conference*, p.6.
- Lopez, G.J., Gonzalez, J.W., Leon, R.A., Isaac, I.A., Cardona, H.A., Escobar, D., 2012. Network Characterization Based on Central Angles and PMU deployment. *IEEE General Meeting*, p.8.
- Psymetrix, 2011. *PhasorPoint Manual*. Edimburgo.
- UFSC, 2012. *MedFasee*. [Online] Available at: [HYPERLINK "http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/"](http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/) [Accessed 27 Abril 2012].
- V. Venkatasubramanian, M.S., 2010. *Real-Time Security Assessment of Angle Stability and Voltage Stability Using Synchrophasors*. Pullman: The Power Systems Engineering Research Center (PSERC).

SOBRE LOS AUTORES

Julián Castaño

Nacido en Medellín, Colombia; Ingeniero Electrónico (UPB, 2009) Ingeniero Eléctrica (UPB, 2012) estudiante Maestría en Ingeniería área Transmisión y Distribución de la Universidad Pontificia Bolivariana. Actualmente labora en X.M. E.S.P.

Gabriel J. López

Nacido en Medellín, Colombia; Ing. Electricista (UPB, 2002), MSc. (UPB, 2007) y PhD. (c). Actualmente es investigador del Grupo de Transmisión y Distribución y Profesor Asociado de la Escuela de Ingenierías de la Universidad Pontificia Bolivariana.

Jorge Wilson González

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Laboró en HMV Ingenieros y en Siemens, Erlangen en PTD (FACTS y HVDC). Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y en el Power Systems Institute en Erlangen Univ. Alemania en el 2005.

Hugo A. Cardona

Ingeniero Electricista, MSc.y estudiante PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Ha sido pasante investigador en XM ESP.

Idi A. Isaac

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y Univ. Comillas, España.

Ramón A. León

Ingeniero Electricista, MSc. Labora en la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados desde 1997. Se desempeña en el área de planeamiento de sistemas eléctricos de potencia. Actualmente es el director de la iniciativa SIRENA. Sus intereses de investigación incluyen planeamiento de sistemas eléctricos de potencia y sistemas WAMPAC.