

Unidades de medición fasorial (PMU)

CARLOS A. LOZANO M,
FERLEY CASTRO A,
SINDY L. RAMÍREZ P.



Las unidades de medición fasorial (PMU) son un recurso tecnológico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia. Los avances tecnológicos y las investigaciones en este campo, permiten mediante las PMU (Phasor Measurement Units), la obtención de fasores de tensiones y corrientes de forma sincronizada. Este artículo presenta los aspectos principales de los sistemas de medición fasorial y una reseña histórica sobre su evolución en el tiempo en la cual se muestra su arquitectura. Finalmente, se despliegan algunas aplicaciones de estos dispositivos. Esta investigación se realizó gracias al apoyo de Colciencias en el programa *Jóvenes Investigadores e Innovadores Virginia Gutiérrez de Pineda*.

Palabras clave

PMU; unidad de medición fasorial; fasores; sincrofasores; smart grids.

1 Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle. E-mail: carlos.a.lozano@correounivalle.edu.co

2 Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle. E-mail: ferleyc@univalle.edu.co.

3 Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle. E-mail: sindylorena8@hotmail.com

Fecha de recepción: Noviembre 1/11 • Fecha de aceptación: Marzo 30 /11

Abstract

Phasor Measurement Units PMU is a technological resource that allows us to observe with great accuracy the dynamic state of the power system, the technological advances and research in this field, currently permitted by the PMU (Phasor Measurement Units), to obtain phasors voltages and currents in sync. This article presents the main aspects of phasor measurement systems, also takes a historical overview of its evolution over time and shows the architecture. Finally are some applications for these devices. This research was made with the support of the program Colciencias young researchers and innovators “Virginia Gutiérrez de Pineda”.

Key words

PMU; Phasor Measurement Units; Phasor; Synchrophasors; Smart Grids

Resumen**Introducción**

En una Smart Grid (red inteligente) se integran medición avanzada, comunicación, informática y técnicas de control [1]. Entre las nuevas tecnologías en la construcción de una red eléctrica inteligente se encuentra la unidad de medición fasorial (PMU) [2]. Estos equipos son los únicos que permiten calcular los ángulos en los diferentes puntos del sistema de potencia. Las PMU muestrean las ondas de voltaje y la corriente y calculan los valores de secuencia positiva de las tres fases [3]. Los cálculos se actualizan treinta veces por segundo y se envían a un ordenador central. La característica clave de las medidas es que el muestreo de datos y los cálculos son precisamente sincronizados con el sistema de posicionamiento global (GPS). El GPS es en la actualidad una fuente unidireccional de tiempo y de frecuencia [4]. Los fasores deben tener la misma referencia de tiempo para sus ángulos; por ende, las mediciones sincronizadas con el GPS permiten la alineación exacta de los datos de cada una de las nueve estaciones a pesar de estar separadas por cientos de kilómetros. La

sincronización a través de los GPS tiene un error menor a $1\mu\text{s}$ y cada fasor calculado por las PMU tiene su etiqueta de tiempo [5]. La adquisición de datos de la red es realizada por las PMU, las cuales deben ser ubicadas en puntos estratégicos del sistema de potencia para una mejor capacidad de observación. [6] Las PMU, mediante el uso de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, presentan un número de aplicaciones que permiten aumentar la eficacia de la red, por lo que cada vez más compañías eléctricas optan por su empleo. [7]

1. Reseña histórica

Los sistemas modernos de medición fasorial tienen origen en el desarrollo de la componente simétrica de relés de distancia (SCDR) a principios de 1970.[8] Las componentes simétricas de este relé de distancia se basaban en la medición de las secuencias positiva, negativa y cero, de tensiones y corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT) para la localización de fallas. El avance para su época consistió en ser la manera más recursiva para calcular las componentes simétricas de tensiones y corrientes. [9]

A principios de 1980 se implementaron un número significativo de satélites GPS y se confirmó que mediante el uso de señales de tiempo GPS como entradas a los relojes de muestreo en el sistema de medición de los relés digitales, habría una herramienta de medición muy potente. [8]

En la década de 1980 Arun Phadke, de Virginia Tech, vio en las unidades de medición sincronizadas grandes aplicaciones en tiempo real y grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia [5]. Desde mediados de los años ochenta, los investigadores desarrollaron índices de seguridad de voltaje calculados a partir de datos tomados en tiempo real, como por ejemplo, el índice presentado en 1986 por Kessel y Glavitsch, el cual fue modificado posteriormente por investigadores franceses para su aplicación en un sistema centralizado de deslastre de carga ante eventos de inestabilidad de voltaje [10].

En de 1983 Phadke, Thorp y Adamiak describen las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real. La transformada discreta de Fourier (DFT) se utiliza para la obtención de fasores. [11], [12]

En 1988 en el Tecnológico de Virginia se construye la primera unidad de medición fasorial

(PMU) y se sincroniza mediante el sistema satelital de posicionamiento global (GPS). Esta PMU empieza a ser fabricada por la compañía Macrodyne. [12] A finales de la década de los ochenta se desarrollaron las primeras unidades PMU y las primeras unidades comerciales aparecieron a principios de los noventa. [13]

En 1993 Phadke describe las unidades PMU y también menciona sus diferentes formas de sincronización. Resalta igualmente la forma de sincronización del sistema de posicionamiento global, que tiene una exactitud de $1\mu\text{s}$. [12] [14]

Las PMU sincronizadas vía satélite para la obtención de fasores de los buses en la red, fue utilizada por la compañía de Potencia de Georgia en 1994. [15] Ese mismo año se compararon las mediciones reales del ángulo de prefalla en estado estacionario y la ecuación del flujo de potencia en líneas de transmisión y se halló que los resultados eran muy cercanos, por tanto se confirmó la validez de los datos arrojados por las unidades PMU. [16] Las aplicaciones de las PMU sincronizadas vía satélite se extendieron desde esa época y se utilizaron para evaluar el estado, la predicción de estabilidad de líneas, el control y el monitoreo [17]. La investigación sobre la tecnología sincrofasores en la parte continental de China se inició ese mismo año. Sin embargo, solo hasta el 2002 surgieron aplicaciones entre las PMU y los sistemas de medición de área amplia WAMS. [16]

Posteriormente, en 1995 se desarrolla el IEEE Std 1344-1995, en el cual se denomina a la PMU sincronizada mediante un GPS como sincrofasor y en el mismo estándar se define el formato de los datos de salida de un sincrofasor. [18] En este estándar se definen claramente los fasores y los sincrofasores. En el 2005 se actualizó con el IEEE Std C37.118-2005. [19]

En el 2007 se estable la NASPI (North American Synchrophasor Initiative) dirigida por North American Electric Reliability Corporation (NERC), una extensión de Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP), apoyado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) [20] [21]. Su misión es mejorar la fiabilidad de la alimentación del sistema eléctrico de Estados

Unidos y su visibilidad a través de la medición y el control de área amplia. [22]

A nivel nacional nace el proyecto Sistema de Respaldo Nacional (SIRENA) en julio de 2007, ante eventos de gran magnitud. Lo que se busca con este proyecto en el largo plazo es implementar un esquema de protección de la integridad del sistema (ESPIS) de nueva generación, que permita ejercer un control al tiempo que proteger el sistema para prevenir la ocurrencia de eventos de gran magnitud en el sistema interconectado nacional. [23] En este momento se está trabajando en una serie de proyectos que tienen como objetivo principal la consolidación y ampliación del WAMS actual. [24]

En el año 2011, se publicó la norma IEEE Std C37.118.1-2011, en esta se separa los incisos de medición y comunicación de la IEEE Std C37.118-2005 en normas individuales. Esto simplifica la adopción generalizada y las ayudas de implementación al permitir un uso más flexible de las normas de otros para la comunicación sincrofasores [25]. Y la IEEE Std C37.118.1-2011 define un método para el intercambio de datos de medición de fasores sincronizados entre los equipos del sistema de potencia. Especifica los tipos de mensajería, incluyendo, el uso, el contenido y formatos de datos para comunicación en tiempo real entre las unidades de medición fasorial (PMU), concentradores de datos de fasores (CDP) y otras aplicaciones [26].

2. Generalidades

2.1 Fasores

Un fasor es un número complejo asociado con una onda sinusoidal. La magnitud de fasores es la misma que la magnitud de la onda sinusoidal [27] [28] [29]. Los fasores son la representación de las medidas entregadas por el PMU [28].

2.2 Sincrofasores

El fasor sincronizado [30] es definido como un fasor calculado a partir de muestras de datos usando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición. [31] La representación del sincrofasor X de una señal $X(t)$, es el valor complejo obtenido con la ecuación (1):

$$X = X_r + jX_i = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) \cdot e^{j\varphi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) \cdot (\cos\varphi + j \cdot \text{sen}\varphi) \quad (1)$$

donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor rms de la señal $X(t)$ y φ es el ángulo instantáneo de fase relativo a una función coseno a la frecuencia nominal del sistema. Si se considera la función $u(t)$ de la ecuación (2) como representación del voltaje sinusoidal en un nodo de la red del sistema de potencia se tiene que:

$$u(t) = \sqrt{2} \cdot U_m \cdot \cos(2\pi f t + \varphi) \quad (2)$$

donde, f es la frecuencia actual y φ es la fase inicial. El argumento de la función coseno es $\theta(t) = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot t + \varphi$. Cuando la frecuencia actual f difiere de la frecuencia nominal f_n el ángulo de la función coseno puede ser reescrito de la siguiente forma: [27]

$$\theta(t) = 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot t + \varphi \quad (3)$$

donde, $\Delta f = f - f_n$. La fase absoluta es definida como:

$$\beta(t) = 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot t + \varphi \quad (4)$$

Para una frecuencia fuera de la nominal, β cambiará con el tiempo. Por ejemplo, en la Figura 1, se muestra el caso en que $\Delta f > 0$.

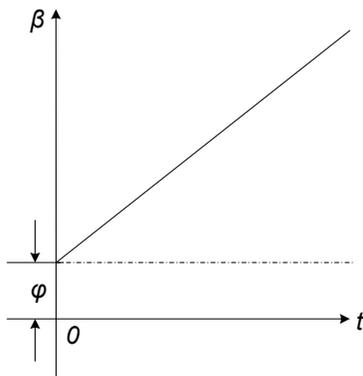


Figura 1. Medición fasorial a una frecuencia mayor que la nominal. [27]

Es importante resaltar que la fase que tiene interés en la práctica es la relativa, que es el desfase entre dos cantidades medidas en nodos diferentes de una red eléctrica. Si consideramos dos puntos de medición A y B que son caracterizados según la definición de la fase absoluta $\beta_A(t) = 2\pi\Delta f t + \varphi_A$ y $\beta_B(t) = 2\pi\Delta f t + \varphi_B$ respectivamente, la fase relativa será:

$$\beta(t) = 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot t + \varphi \quad (5)$$

Esto demuestra que el mismo resultado será obtenido considerando como fases absolutas las cantidades φ_A y φ_B . La Figura 2, muestra que la comparación del ángulo de fase ocurre exactamente en el mismo instante.

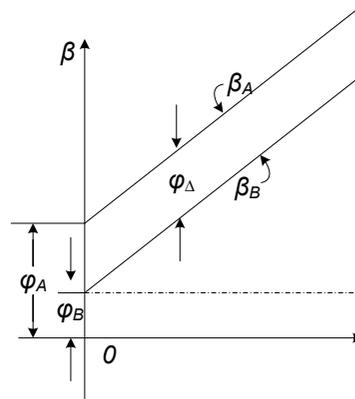


Figura 2. Medición fasorial en dos puntos fuera de la frecuencia nominal. [27]

Según la definición de sincrofasor, la señal de referencia de tiempo definida por la normas [25] [31] para la evaluación de los fasores sincronizados es el tiempo universal coordinado (UTC); para esto se especifica que la señal de sincronización debe tener una tasa de repetición de un pulso por segundo (PPS). La forma más simple y efectiva de obtenerlo es mediante la utilización de una fuente externa de sincronismo (por ejemplo, un equipo que reciba la señal procedente del GPS). La fuente externa de sincronismo, debe tener la suficiente precisión para garantizar los límites del vector total de error (TVE) [32]. El (TVE) puede ser calculado con la ecuación (6):

$$TVE = \frac{\sqrt{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}}{\sqrt{X_r^2 + X_i^2}} \quad (6)$$

donde, $X_r(n)$ y $X_i(n)$ y son los valores obtenidos por el equipo de medición, X_r y X_i son los valores teóricos de la señal medida, determinados a partir de la ecuación (1).

2.3 Formato de los sincrofasores

La normas [25] [31] cubren los problemas relacionados con la utilización de unidades PMU en sistemas eléctricos de potencia en varios aspectos: define la medición de los sincrofasores,

entrega un método de cuantificación y también define la forma de transmisión de datos para el reporte de las mediciones en tiempo real. [33]

3. Sistemas de medición sincrofasorial

La distribución de los fasores de tensión y corriente a través de la red es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador para conocer el margen de operación estable. El conocimiento real y directo (en tiempo real y no simplemente estimado) de los fasores, mejoraría la capacidad de respuesta de los operadores y permitiría el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y de respuesta automática más rápidos y eficaces. Es por ello por lo que los especialistas proponen la implementación de nuevas herramientas de monitoreo, control y protección en tiempo real utilizando tecnologías WAMS. [34]

3.1 Formato de los sincrofasores

Descripción y arquitectura. El Wide Area Measurement System (WAMS) es un sistema de mediciones distribuidas en el sistema de potencia

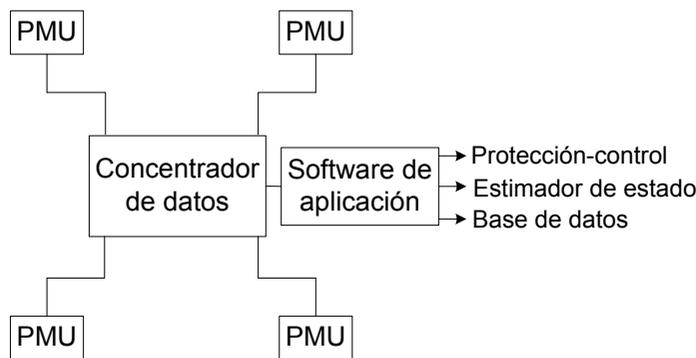


Figura 3. Esquema general de un sistema de medición fasorial centralizado. [9]

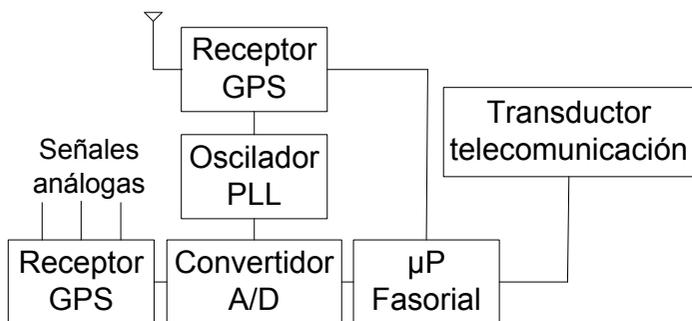


Figura 4. Estructura básica de una unidad PMU.[9]

SP que involucra principalmente mediciones sincrofasoriales (PMU), algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema. Estos sistemas de medición también se conocen como sistemas de medición fasorial sincronizados (SPMS, por Synchronous Phasor Measurements Systems). [35] El tópico de la arquitectura del sistema es importante ya que para cierto tipo de aplicaciones se requiere de tiempos muy cortos de acción, mientras para otras es aceptable cierto retraso. [36] Una arquitectura centralizada coordinada en la cual todos los datos de las PMUs llegan a un concentrador para su disposición en las aplicaciones es mostrada en la Figura 3. [9] [32]

3.2 Unidad de medición fasorial (PMU)

La unidad de medición fasorial (PMU) es el elemento en el cual está basado el sistema de medición fasorial. La PMU adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial y de corriente, los procesa y obtiene los fasores de tensión y corrientes. Luego, estos fasores son enviados al concentrador de datos. Las PMU miden las tres fases de voltaje y corriente (y todas las armónicas) relativas a la señal “en tiempo” de un pulso por minuto, sincronizadas a un microsegundo (UTC) en cualquier parte del mundo. [37] La estructura de una PMU (Figura 4) se compone de un sistema de adquisición de datos que cuenta con un filtro antialiasing apropiado, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador para los cálculos de los fasores y un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo.

Continuamente el sistema GPS transmite a las unidades receptoras una señal de un pulso por segundo (PPS), la cual sincroniza todas las unidades para que empiecen su proceso de adquisición de datos y procesamiento. Internamente en cada PMU, la señal de un PPS es dividida por el oscilador PLL (Phase-Locked Loop) para realizar un muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes que llegan desde los transformadores de medida.

Una vez se realiza el proceso de conversión análogo-digital, el microprocesador calcula los fasores de frecuencia fundamental de cada una de las fases de la tensión y las corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT). El fasor de secuencia positiva se utiliza generalmente para

hacer todos los análisis en sistemas balanceados, dejando a un lado los valores por fase. Como en cada PMU la DTF hizo un tratamiento a las señales que estaban sincronizadas, los valores obtenidos de los fasores tienen la misma referencia de tiempo y pueden ser utilizados para conocer el estado real del sistema en un determinado instante. Teniendo en cuenta que constantemente se hace el muestreo, se pueden calcular los fasores de una forma recursiva de tal forma que incluya el último dato muestreado cada vez que este sea recibido. El sistema GPS no solo proporciona el pulso para la sincronización, sino que también etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en que se hizo la adquisición del primer dato en la ventana de tiempo. Los datos se envían al concentrador de datos según el formato establecido. [9]

Concentrador de datos. El concentrador de datos o PDC (Phasor Data Concentrator) es un elemento ubicado en un área de control determinada y tiene como función recibir y concentrar de forma coherente todos los fasores provenientes de las PMU y ponerlos a disposición para su uso en las distintas aplicaciones. Entre otras funciones de los PDC está la de compartir información con otros PDC ubicados en distintas áreas de control. Los PDC reciben los fasores de las diferentes PMU de forma asíncrona a una tasa de 12 a 30 fasores por segundo y mediante la utilización de las etiquetas de tiempo de los fasores el PDC los organiza de tal modo que correspondan a un mismo instante de tiempo. Este proceso es continuo, por lo cual el flujo de datos representa al sistema casi en tiempo real. Los datos recibidos por el concentrador pueden ser presentados gráficamente en pantallas o almacenados para posteriores análisis. En la Figura 5 se presenta un gráfico que ilustra la función principal del concentrador de datos.

Canales de comunicación. La función de los canales de comunicación es la de permitir la comunicación entre las PMU y el PDC de forma ágil y eficiente, así como la comunicación entre distintos PDC. Esta se puede hacer a través de medios físicos como la fibra óptica, las líneas telefónicas, las líneas de transmisión o las tecnologías inalámbricas (satélites). Los diferentes tipos de canales de comunicación tienen diferencias en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costo. [38]

La Figura 6 presenta una unidad de medición fasorial PMU modelo 933A de la compañía

Arbiter System el cual se usa para mejorar la calidad de la energía, el control y supervisión del sistema; así mismo permite el registro de eventos sincronizado vía GPS. [39]

4. Aplicaciones

El uso de las PMU ha crecido en los últimos años. Sus aplicaciones incluyen el monitoreo, el control y la protección de los sistemas de potencia. [8] [29] El espectro de posibilidades de investigación con PMU es amplio. [25] [32] En [38] se presentan varias de las aplicaciones de las PMU en los sistemas de potencia. A continuación se muestran dos ellas.

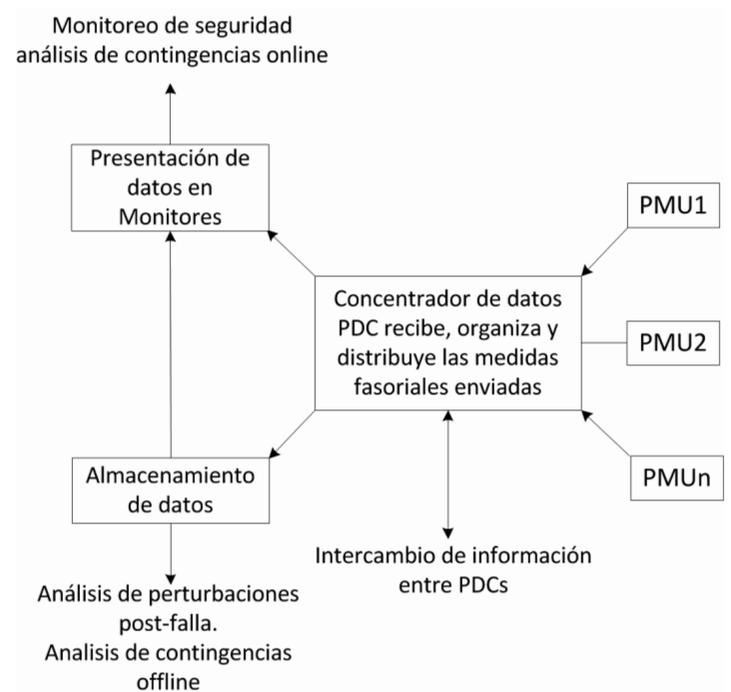


Figura 5. Función principal del concentrador de datos



Figura 6. Unidad de medición fasorial PMU modelo 933A. [39]

4.1 Estimación de estado

La estimación de estado es el corazón de los sistemas de gestión de energía, puesto que le permite al operador conocer el grado de operación de un sistema de potencia. [40] La estimación de estado es el proceso de asignar valores a las variables de estado desconocidas de un sistema recurriendo a mediciones tomadas del sistema y a algún método matemático. [9] El uso de PMU en la estimación de estado se puede encontrar en [41] y [42].

4.2 Estabilidad

La estabilidad en sistemas de potencia es la capacidad que tiene el sistema para recuperar el estado de equilibrio después de haber sido sometido a un disturbio mediante el hallazgo de un punto de operación dentro de los límites permitidos para sus variables. [43] Con la implementación de PMU se busca tener una mayor seguridad del sistema, que se define como la capacidad del sistema de potencia para resistir disturbios inesperados con un mínimo de interrupción en la calidad del servicio. [44] La estabilidad del sistema tiene una amplia relación con la seguridad del sistema de potencia; así, cuanto mayor sea la estabilidad de un sistema de potencia, mayor será su seguridad ante diferentes disturbios. Los márgenes de operación son indicadores de seguridad del sistema y deben permanecer amplios para evitar que el sistema se acerque a los límites de estabilidad. La estabilidad de voltaje se define como la habilidad que tiene el sistema para mantener los voltajes en valores adecuados durante la operación normal y después de haber sido sometido a un disturbio. [45] Este fenómeno se conoce también con el nombre de “Estabilidad de la carga” [46]. La estabilidad transitoria se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación grave, como lo sería un cortocircuito en una línea de transmisión. [43] En [3], [10], [47], [48], [49], [50] y [51] se encuentran las aplicaciones de PMU en la estabilidad transitoria y estabilidad de voltaje

Conclusiones

Los sistemas WAMS o SPMS están constituidos principalmente por equipos de medición (PMU), concentradores de datos (PDC) y medios de comunicación. Este tipo de sistemas de medición avanzada son necesarios para la construc-

ción de una red inteligente. El uso de fasores ha convergido en el concepto de tecnología fasorial, considerada en la actualidad como una de las más importantes tecnologías de medición de los sistemas eléctricos de potencia gracias a su habilidad para mostrar datos análogos de voltaje y corriente sincronizados con un GPS y calcular el correspondiente fasor para cualquier punto de la red eléctrica. [52]

Un sincrofasor es definido como un fasor sincronizado, es decir, un fasor calculado a partir de muestras de datos usando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición. Con las PMU se utiliza como señal de referencia el sistema de posicionamiento global –GPS– que tiene un error menor a 1 μ s. Las PMU han tenido un gran avance en el tiempo y hoy en día más compañías de electricidad optan por emplearlas para distintas aplicaciones entre ellas el control, el monitoreo y la protección de los sistemas eléctricos de potencia. ⚙️

Bibliografía

- [1] J. Ma, P. Zhang, H.-jun Fu, B. Bo, and Z.-yang Dong, “Application of phasor Measurement Unit on Locating Disturbance Source for Low-Frequency Oscillation,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 3, pp. 340-346, 2010.
- [2] D. G. Hart, D. Uy, V. Gharpure, D. Novosel, D. Karlsson, and M. Kaba, “Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque,” *Revista ABB, Enero 2001*, pp. 58-61, 2001.
- [3] Y. Ota, H. Ukai, K. Nakamura, and H. Fujita, “Evaluation of stability and electric power quality in power system by using phasor measurements,” *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*, vol. 3, pp. 1335-1340, 2000.
- [4] E. Powers and J. Hahn, “GPS and Galileo UTC time distribution,” *Frequency and Time Forum, 2004. EFTF 2004. 18th European*, pp. 484-488, 2004.
- [5] H. Atanackovic, D. Clapauch, J.H. Dwernychuk, G. Gurney, J. Lee, “First steps to wide area control,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, no. february, pp. 61-68, 2008.
- [6] R. Sodhi, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, “Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies,” *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1-6, 2009.
- [7] R. Cimadevilla, “Fundamentos de la medición de Sincrofasores,” *Décimo tercer encuentro regional Iberoamericano de Cigré.*, 2009. [Online]. Available: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII/Eriac/B5/B5-14.pdf>. [Accessed: Dec-2010].

- [8] A. G. Phadke and J. S. Thorp, "History and applications of phasor measurements," *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 331-335, 2006.
- [9] C. E. Borda Zapata, "Desarrollo de un algoritmo de identificación de parámetros de líneas de transmisión y de la posición del cambiador de tomas (taps), usando técnicas de estimación de estado y mediciones fasoriales sincronizadas," Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [10] C. J. Zapata, M. Ríos, and O. Gómez, "Índices de seguridad de voltaje calculados con datos de unidades fasoriales de medida," *Revista de ingeniería. Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia.*, pp. 49-55, 2009.
- [11] 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.
- [12] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 6, no. 2, pp. 10-15, 1993.
- [13] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu, and J. Cole, "Dawn of the Grid Synchronization," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 6, no. 1, pp. 49-60, 2008.
- [14] M. A. Phadke, A.G.; Pickett, B.; Adamiak, M.; Begovic, M.; Benmouyal, G.; Burnett, R.O., Jr.; Cease, T.W.; Goossens, J.; Hansen, D.J.; Kezunovic, M.; Mankoff, L.L.; McLaren, P.G.; Michel, G.; Murphy, R.J.; Nordstrom, J.; Sachdev, M.S.; Smith, H.S.; Thorp, J.S., "Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 9, no. 1, pp. 442-452, 1994.
- [15] A. G. Burnett, R.O., Jr. Butts, M.M. Cease, T.W. Centeno, V. Michel, G. Murphy, R.J. Phadke, "Synchronized phasor measurements of a power system event," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, no. 3, pp. 1643-1650, 1994.
- [16] R. Wilson, "PMUs [phasor measurement unit]," *Potentials, IEEE*, vol. 13, no. 2, pp. 26-28, 1994.
- [17] C. Cuvas Castillo, "Implementación de un Medidor Fasorial," Instituto Politécnico Nacional. México. D.F, 2006.
- [18] K. E. Martin et al., "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 13, no. 1, pp. 73-77, 1998.
- [19] B. Hernández Gómez, "Diseño e Implementación de un Medidor Fasorial Síncrono Normalizado con el Estándar IEEE C7.118," Instituto Politécnico Nacional. México D.F, 2009.
- [20] "North American Synchrophasor Initiative." [Online]. Available: <https://www.naspi.org/>.
- [21] Z. Huang; et al., "Performance evaluation of phasor measurement systems," *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1-7, 2008.
- [22] J. E. Dagle, "The North American Synchrophasor Initiative (NASPI)," *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1-3, 2010.
- [23] J. E. Gómez and R. León, "Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud – SIRENA," 2007. [Online]. Available: http://www.xm.com.co/BoletinXM/PublishingImages/Boletin256/PaperX-MSirena_PremioAsocodisCNO.pdf. [Accessed: Nov-2010].
- [24] F. Restrepo, "Especificación Técnica de un Sistema de Medición Fasorial por medio de PMUs Aplicado a la Supervisión de Sistemas de Transmisión en Colombia," Tesis para optar por el título de Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad de los Andes, Bogotá Colombia, 2010.
- [25] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," vol. 2011, no. December. 2011.
- [26] "IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems," vol. 2011, no. December. 2011.
- [27] A. Benmouyal, G. Schweitzer, E.O. Guzman, "Synchronized phasor measurement in protective relays for protection, control, and analysis of electric power systems," *Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for*, pp. 419-450, 2004.
- [28] R. Quintanilla, "Sistemas de transporte inteligentes medición sincronizada de fasores," *IEEC*, 2005. [Online]. Available: http://www.gridautomation.ziv.es/doc-downloads/documentacion/notas-tecnicas/Trans_Inteligente.pdf. [Accessed: Dec-2010].
- [29] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 1, no. 1, pp. 20-27, 2010.
- [30] A. Carta, N. Locci, C. Muscas, and S. Sulis, "A Flexible GPS-Based System for Synchronized Phasor Measurement in Electric Distribution Networks," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 57, no. 11, pp. 2450-2456, Nov. 2008.
- [31] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *October*, vol. 2005, no. March. IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995), pp. 1-57, 2006.
- [32] D. Tholomier, H. Kang, and B. Cvorovic, "Phasor measurement units: Functionality and applications," in *Power Systems Conference, 2009. PSC '09*, 2009, pp. 1-12.
- [33] K. E. Martin et al., "Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1805-1811, Oct. 2008.
- [34] C. A. Juárez and D. G. Colomé, "Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia," *Décimo*

- tercer encuentro regional Iberoamericano de Cigré*, 2009. [Online]. Available: http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII_Eriac/C2/C2-17.pdf. [Accessed: Dec-2010].
- [35] J. F. Hauer, D. J. Trudnowski, S. Member, and J. G. Desteese, "A Perspective on WAMS Analysis Tools for Tracking of Oscillatory Dynamics," *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1-10, 2007.
- [36] O. Faucon and L. Dousset, "Coordinated defense plan protects against transient instabilities," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 10, no. 3, pp. 22-26, 1997.
- [37] J. Jované, "Utilización de sincrofasores para incrementar la capacidad del sistema sin adicionar infraestructura adicional," *Erasmus*. [Online]. Available: <http://www.erasmus.com.co/pdf/articulos/sincrofasoresA.pdf>. [Accessed: Dec-2010].
- [38] P. Zhang, "Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications," *Electric Power Research Institute EPRI, Reporte Final 2007.*, 2007.
- [39] "Arbiter Systems®, Inc." [Online]. Available: <http://www.arbiter.com/catalog/product/model-933a-portable-power-sentinel.php>. [Accessed: Dec-2010].
- [40] W.-H. E. Liu and L. Swee-Lian, "Parameter error identification and estimation in power system state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 1, pp. 200-209, 1995.
- [41] F. Chen, X. Han, Z. Pan, and L. Han, "State Estimation Model and Algorithm Including PMU," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, no. April, pp. 1097-1102.
- [42] Y. Ju. Yoon, "Study of the Utilization and Benefits of Phasor Measurement Units for Large Scale Power System State Estimation," Texas A&M University, 2005.
- [43] P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [44] P. W. Sauer, K. Tomsovic, J. Dagle, S. Widergren, and L. Schienbein, "Integrated Security Analysis Final Report," 2004. [Online]. Available: certs.lbl.gov/pdf/certs-isa-final.pdf. [Accessed: Jun-2011].
- [45] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hil. New York, USA: , 1994, pp. 17-39, 959-1020.
- [46] J. E. Candelo Becerra, "Metodología para mejorar la estabilidad de voltaje mediante la coordinación de Facts y compensadores de reactivos suicheados mecánicamente," Universidad del Valle, 2008.
- [47] G. Eduardo Velandía, "Análisis de aplicaciones relativas a la estabilidad de sistemas de potencia basadas en unidades de medición fasorial," Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería Eléctrica., 2009.
- [48] Y. N. Nguegan Tchokonte, "Real-time identification and monitoring of the voltage stability margin in electric power transmission systems using synchronized phasor measurements," Kassel University press GmbH-Germany, 2009.
- [49] Y. Ota, H. Ukai, K. Nakamura, and H. Fujita, "PMU based Midterm Stability Evaluation of Wide-area Power System," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 3, pp. 1676-1680, 2002.
- [50] S. Corsi and G. N. Taranto, "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 3, pp. 1271-1279, 2008.
- [51] S. E. Stanton, C. Slivinsky, K. Martin, and J. Nordstrom, "Application of phasor measurements and partial energy analysis in stabilizing large disturbances," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, no. 1, pp. 297-306, 1995.
- [52] G. J. Araque and R. Barba, "Unidades de Medición Fasorial - PMU," *Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE*. [Online]. Available: <http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/handle/123456789/518?mode=full>. [Accessed: Mar-2012].