

Unidades de medición fasorial: ¿qué son y para qué sirven?

Por Drs. Ings. Carlos Martín Orallo,
Patricio G. Donato e Ignacio Carugati

Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en
Electrónica (ICYTE), Consejo Nacional de Investigaciones
Científicas y Técnicas (CONICET) y Universidad Nacional de
Mar del Plata (UNMdP)

Contacto: Carlos Martín Orallo, orallo@fi.mdp.edu.ar

Una unidad de medición fasorial (PMU, del inglés *Phasor Measurement Unit*) es un dispositivo tecnológico que permite realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico de transmisión/distribución. La característica distintiva es que permite calcular los fasores de tensiones y corrientes de forma sincronizada con una referencia temporal global precisa, lo cual posibilita, a su vez, hacer comparaciones entre fasores medidos en diferentes puntos de la red.

Este artículo presenta los aspectos principales de las unidades de medición fasorial, una reseña sobre su evolución en el tiempo, su arquitectura general y algunas de las principales aplicaciones de estos dispositivos.

Palabras clave: Sincrofasores. PMU. GPS.

Introducción

La fase angular de la tensión en una red eléctrica tiene especial interés, entre otras cosas, en la gestión de sistemas eléctricos, debido a que el flujo de potencia reactiva en una línea eléctrica es proporcional al coseno de la diferencia de fase entre las tensiones en los dos terminales de la línea. Como muchas de las consideraciones de planificación y operación de una red eléctrica están directamente

relacionadas con el flujo de potencia, la medición de la fase angular en líneas de transmisión ha sido motivo de preocupación durante muchos años.

Históricamente, para el análisis del sistema eléctrico se ha utilizado la representación de la tensión y corriente en fasores, debido a la simplicidad matemática de las ecuaciones involucradas. Un fasor es un número complejo que representa la magnitud y fase angular de un onda sinusoidal, ya sea de tensión o corriente, en un instante específico en el tiempo. Para poder comparar la fase angular de dos o más fasores es necesario que estos se hayan calculado con una base de tiempo estándar como referencia. Cuando la medición de diferentes fasores se sincroniza con una referencia temporal común, pasan a denominarse sincrofasores.

Con el despliegue del sistema de posicionamiento global (GPS, del inglés *Global Positioning System*) se hizo evidente que esta tecnología ofrecía la forma más efectiva de sincronizar las mediciones de un sistema de potencia en diferentes puntos y a grandes distancias. Así nació el concepto de unidad de medición fasorial PMU como dispositivo de medición y sincronización de medidas fasoriales. Los primeros prototipos de PMU basados en GPS fueron construidos en *Virginia Tech* a principios de los '80, y desde entonces se han convertido en una tecnología madura con muchas aplicaciones que

se desarrollan actualmente en todo el mundo. La primera fabricación comercial de PMU con colaboración de *Virginia Tech* fue iniciada por *Macrodyne* en 1991.

Por su parte, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, del inglés *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) inició un proceso largo y complejo de estandarización de estos dispositivos. La primera versión de un estándar de PMU se publicó en 1995. El trabajo pasó por una revisión posterior, hasta la versión actual denominada IEEE C37.118.1, lanzada en 2014. La norma IEEE deja librado a los fabricantes de PMU la elección de soluciones de diseño, dando solo especificaciones en estado estacionario y condiciones de prueba dinámica. Define el concepto de sincrofasor y establece índices para la evaluación de la precisión de una PMU.

Esta norma también introduce una clasificación en función de las prestaciones de la PMU, que se divide en dos clases diferentes: la clase *P*, especialmente destinada a aplicaciones que requieren respuestas rápidas, como las de protección, y la clase *M*, que requiere mayor precisión para las aplicaciones de medición. Otro hito de estandarización importante lo da la norma IEEE C37.242, publicada en 2013, como una guía para la calibración, pruebas e instalación de PMU.

¿Qué son un sincrofasor y una PMU?

Para comprender cómo los sincrofasores pueden mejorar la operación y planificación de la red, es fundamental entender primero el concepto de fasor. Un fasor es un número complejo que representa tanto la magnitud como fase angular, de las formas de onda sinusoidal de tensión y corriente, en un momento específico de tiempo (ver figura 1). En cambio, un sincrofasor es el resultado del cálculo de un fasor con respecto a una referencia absoluta de tiempo. Con este cálculo es posible determinar la relación angular absoluta entre fasores en distintos puntos del sistema eléctrico.

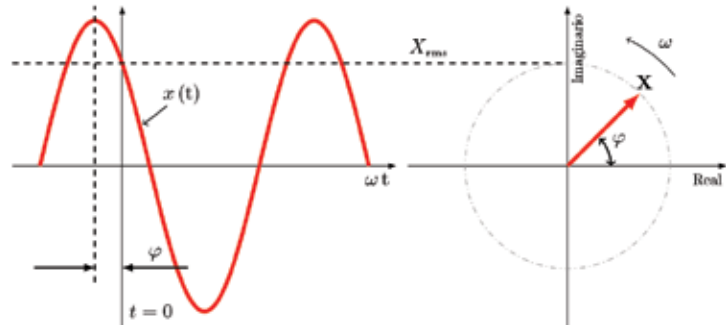


Figura 1. Una sinusoide y su representación como un fasor, en donde $x(t)$ representa una tensión o corriente de línea en función del tiempo. El ángulo de fase del fasor es arbitrario, ya que depende de la elección del instante $t = 0$. Obsérvese que la longitud del fasor es igual al valor RMS de la sinusoide.

Una PMU adquiere las magnitudes instantáneas de tensión y corriente y, a partir de ellas, calcula tanto los fasores de tensión y corriente como otros parámetros de interés: frecuencia, tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, del inglés *Rate of Change of Frequency*) y fase angular. Cada medición fasorial se marca temporalmente en relación con el sistema de posicionamiento global GPS, convirtiéndola, en consecuencia, en un sincrofasor. Esto permite que las mediciones tomadas por las PMU en diferentes ubicaciones se sincronicen y se ajusten en el tiempo, y luego se combinen para proporcionar una imagen precisa y completa del estado de un sistema eléctrico o una interconexión de estos. La comparación de sincrofasores entre diferentes puntos de un sistema eléctrico es una manera efectiva de detectar problemas en este. Si bien es común que los términos PMU y sincrofasor se utilicen indistintamente, representan dos significados técnicos distintos. Un sincrofasor es el resultado de un cálculo a partir de las magnitudes medidas, mientras que la PMU es el dispositivo de medición.

Las PMU entregan datos en intervalos de tiempo cortos, típicamente entre 25 y 50 veces por segundo, significativamente más rápido que la tecnología convencional de los sistemas de control y

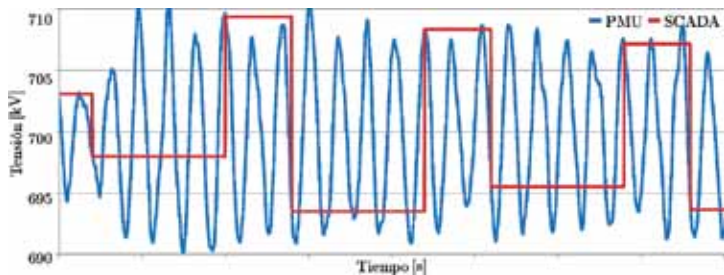


Figura 2. Comparación de la respuesta dinámica de una PMU y un sistema basado en SCADA, frente a una perturbación en el valor RMS de tensión de una línea de 700 kilovolts

adquisición de datos (SCADA, del inglés *Supervisory Control and Data Acquisition*), que tienen una tasa de datos de cuatro a seis segundos. Por lo tanto, la tasa de datos más alta de una PMU puede poner en evidencia una dinámica del sistema que no sería aparente con un SCADA, como se observa en la figura 2.

En general, las PMU generan grandes cantidades de datos al monitorear un punto de la red eléctrica. Por ejemplo, una red con cuarenta PMU genera aproximadamente 192.000 bytes por segundo. Esto se traduce en aproximadamente 15,5 gigabytes por día o alrededor de 5,6 terabytes por año. Por lo tanto, las tecnologías de telecomunicaciones desempeñan un papel importante en la compilación de los datos de los sincrofasores. El desarrollo de las redes de comunicaciones necesarias para el despliegue de PMU es, actualmente, un factor que limita muchas aplicaciones en tiempo real basadas en datos de sincrofasores. Las mediciones realizadas por las PMU son administradas por dispositivos denominados como concentradores de datos fasoriales (PDC, del inglés *Phasor Data Concentrator*) para integrar así un sistema de monitoreo, protección y control de área amplia (WAMPC, del inglés *Wide Area Monitoring, Protection and Control*) y facilitar de esta manera la gestión de la cantidad de datos masiva.

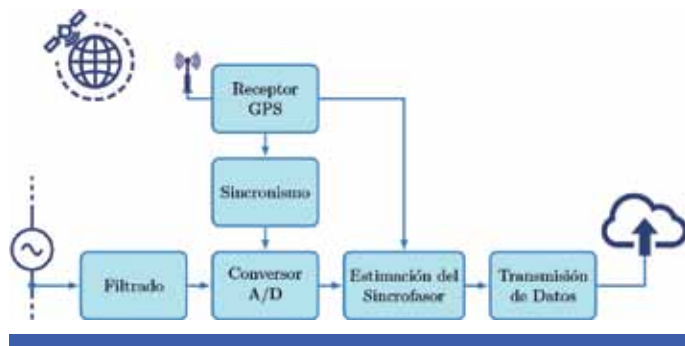


Figura 3. Estructura típica de una unidad PMU

Arquitectura típica de una PMU

En la figura 3 se presenta una de las arquitecturas más comunes, aunque no es la única, empleada para el diseño y desarrollo de un dispositivo PMU. A continuación, se describe la funcionalidad de los bloques que constituyen este tipo de implementación de una PMU.

- » Filtrado. Las señales provenientes de la red eléctrica se filtran en la primera etapa de estos dispositivos, con el fin de eliminar señales interferentes y evitar el solapamiento producto del muestreo realizado por el adquisidor (fenómeno conocido como *aliasing*).
- » Receptor GPS. El sistema receptor de GPS transmite una señal de un pulso por segundo, la cual sincroniza la operación de varios bloques, la referencia de tiempo absoluta para el cálculo de fase y la marca temporal para los fasores.
- » Sincronismo. Internamente, en cada PMU, la señal de un pulso por segundo se divide para realizar el muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes. Generalmente, esta función se realiza por un lazo de enganche de fase (PLL, del inglés *Phase Locked Loop*).
- » Convertor A/D. Este bloque, compuesto por un módulo convertor analógico-digital, convierte las señales analógicas provenientes de la red eléctrica en señales digitales.

- » Estimación del sincrofasor. Una vez que se realiza el proceso de conversión analógico/digital, este bloque calcula los sincrofasores, que representan cada una de las señales de tensión y corriente, a partir de las muestras digitales y la referencia temporal absoluta del GPS. En general, este cálculo se realiza en un microprocesador mediante el algoritmo de la transformada discreta de Fourier (DFT, del inglés *Discrete Fourier Transform*).
- » Transmisión de datos. La función de este bloque es la de permitir la comunicación entre una PMU y otros dispositivos de la red eléctrica que requieran la información fasorial. Esto se puede hacer a través de internet cableada, fibra óptica, líneas telefónicas, líneas de transmisión eléctricas, tecnologías inalámbricas, etc. Los diferentes tipos de canales de comunicación tienen diferencias en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costo.

Expectativa de las PMU

El despliegue de PMU en la red eléctrica facilita la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales de las compañías eléctricas y ofrece a los encargados de gestionar los sistemas de distribución numerosas ventajas potenciales, entre las que se destacan las siguientes:

- » Con la implementación de PMU se busca tener un mayor conocimiento del estado de una red o una interconexión en tiempo real. Esto permitirá a los operadores del sistema eléctrico determinar y reaccionar ante problemas emergentes que afecten la calidad del servicio y el producto, de manera veloz y precisa.
- » Cálculo de parámetros de línea de manera precisa. Tradicionalmente la impedancia de las líneas de transmisión suele calcularse a partir de las características geométricas y eléctricas de los conductores que las conforman. En dicho cálculo se realizan aproximaciones que conllevan a errores en el resultado. En cambio, los parámetros de impedancia de una línea de transmisión

se pueden calcular usando una PMU en cada terminal de la línea, lo que permite eliminar las fuentes de error. La PMU calcula los sincrofasores de tensión y corriente en los terminales, de esta forma se pueden computar los parámetros de línea en forma precisa.

- » Posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes y sincronizados con una única referencia temporal, lo que permite monitorear fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar medidas de control apropiadas.
- » Mejoramiento del análisis posterior a las perturbaciones, ya que la sincronización con el sistema GPS permite obtener información precisa del estado del sistema en cualquier instante de interés.
- » Monitoreo térmico de líneas de transmisión de manera económica. La capacidad de las líneas de transmisión es por lo general restringida por sus límites térmicos más que por los límites que implica la estabilidad de voltaje del sistema. La resistencia de los conductores varía con la temperatura ambiente y el flujo de corriente eléctrica a través de ellos, por ende, el valor

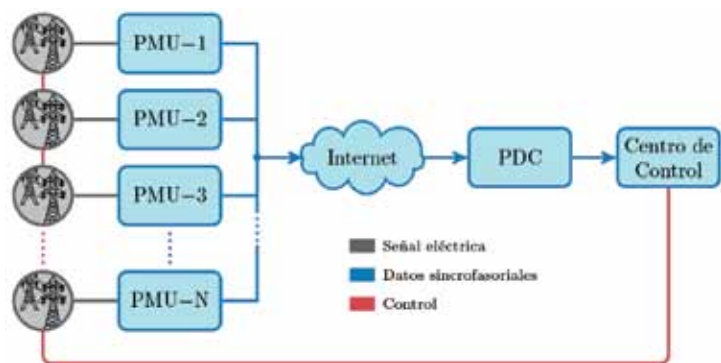


Figura 4. Esquema general de un sistema de medición fasorial centralizado, basado en PDC y PMU, que configura una WAMPC

de resistencia eléctrica real de un conductor en operación refleja análogamente el valor de temperatura a la que está expuesto dicho conductor. Los cálculos de la resistencia de la línea basados en medición por sincrofasores brindan una aproximación económica al monitoreo térmico permitiendo el uso eficiente de la capacidad total de transmisión.

¿Qué es un PDC?

Un concentrador de datos fasoriales recibe la información de los fasores provenientes de diferentes PMU y mediante la utilización de sus marcas temporales la organiza de tal modo que corresponda a un mismo instante de tiempo. Sin embargo, esta no es la única función de un PDC ya que su tecnología permite ejecutar revisiones de calidad de los datos de fasores e insertar indicaciones apropiadas dentro del flujo de datos. Además, los PDC permiten almacenar datos para realizar un análisis posterior, así como monitorear mediciones globales, las cuales se muestran a través de una pantalla. Adicionalmente, un PDC comparte información con otros PDC ubicados en distintas áreas de control, de esta forma asiste en la gestión de sistemas eléctricos interconectados. En la figura 4 se muestra un esquema de conexión típico entre un conjunto de PMU, un PDC y el centro de control de un sistema eléctrico dado.

Sistema de monitoreo de área amplia

Un sistema de monitoreo, protección y control de área amplia es una red informática que se extiende sobre un área geográfica extensa que puede ser una región, un país o incluso un continente. La finalidad principal de estos sistemas es dotar a los operadores de la red eléctrica de un sistema de información amplia con herramientas de análisis que incrementen la velocidad de detección y respuesta ante las diferentes situaciones que afectan el funcionamiento de la red eléctrica y la calidad del servicio en general. Las PMU se implementan en estas redes de monitoreo ya que las medidas

sincronizadas de múltiples fasores permiten la estimación de variables de operación y observabilidad de una red eléctrica en tiempo real.

En una WAMPC, las PMU no solo se desempeñan como recolectores de datos sino como dispositivos de protección y control. Esto se debe a que las PMU pueden administrar localmente funciones como la desconexión automática de cargas ante condiciones de baja frecuencia o bajo voltaje y protección de sobrecarga. Asimismo, los PDC permiten a una WAMPC acoplarse a otros sistemas de control de área amplia aportando sus mediciones para lograr mayor eficacia en la detección y resolución de fallas.

Perspectiva local

La implementación de sistemas WAMPC y equipos PMU es un hecho en la mayoría de los países desarrollados. En la región latinoamericana existen diversos emprendimientos de instalación gradual o experimental, entre los que se cuentan las experiencias de Brasil, Chile y Ecuador. En el caso de la República Argentina, se introdujo a partir de 2016. En dicho año, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) comenzó una licitación para la adquisición de 26 PMU, con el fin de dotar a la red eléctrica nacional de la capacidad de realizar mediciones sincrofasoriales. Asimismo, el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación: Argentina Innovadora 2020, del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, fomenta el desarrollo de tecnologías asociadas a las redes eléctricas inteligentes como son las PMU y los PDC. Por lo tanto, es de esperar que en los próximos años se produzca un aumento en la penetración de esta tecnología en la red eléctrica nacional, y que por consiguiente se logre un mejor desempeño. ■