

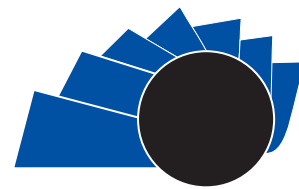


UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

Visión Electrónica

Más que un estado sólido

<https://doi.org/10.14483/issn.2248-4728>



VISIÓN ELECTRONICA

Visión de caso

Sincrofasores para detección de fallas eléctricas en líneas de transmisión

Synchrophasors for detection of electrical faults in transmission lines

Diana Stella García Miranda¹, William Alfonso Riaño Maldonado²

INFORMACIÓN DEL ARTICULO

Historia del artículo

Enviado: 24/01/2018

Recibido: 06/04/2018

Aceptado: 01/06/2018

Palabras clave:

Detección de distancia de fallas eléctricas

IED (Intelligent Electric Device)

PMU (Phasor Measurement Unit)

Sincrofasor

Keywords:

Distance detection of electrical faults,

IED (Intelligent Electric Device),

PMU (Phasor Measurement Unit),

Synchrophasor.

RESUMEN

Con el fin de mejorar la gestión en los Sistemas eléctricos de Potencia (SEP), se han desarrollado en la última década tecnologías para la supervisión y monitoreo de las señales (fasores), entre las que se cuenta la Unidad de Medida Sincrofasorial o PMU (Phasor Measurement Unit), cuya medición resultante es el sincrofasor. En el presente documento se realiza una revisión acerca de sincrofasores, las tendencias de su utilización en la detección de distancia de fallas eléctricas, y cómo se están aplicando en los dispositivos de supervisión, control y protección que se encuentran en una subestación moderna.

ABSTRACT:

In order to improve the management of Electrical Power Systems (EPS), have been developed in the last decade technologies for the monitoring of signals (phasors), including the Synchrophasorial Measurement Unit or PMU (Phasor Measurement Unit), whose resulting measurement is the synchrophasor. In this document shows a review about synchrophasors, the trends of its use in detecting distance of electrical faults, and how they are being applied in monitoring, control and protection devices found in a modern substation.

¹ Ingeniera Electricista, Universidad Nacional de Colombia. MSc. En Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional. Estudiante de Doctorado en Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Docente Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia, Correo electrónico: dsgarciam@udistrital.edu.co, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3850-3423>.

² Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Colombia. MSc. En Finanzas y Sistemas, Universidad Central. Gerente de IAC SAS. Docente Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia, Correo electrónico: wriano@udistrital.edu.co, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3034-4296>.

Citar este artículo como: D. S. García-Miranda y W. A. Riaño-Maldonado, "Sincrofasores para detección de fallas eléctricas en líneas de transmisión", *Visión electrónica, algo más que un estado sólido*, vol. 1, no. 1, Edición especial, enero-junio 2018 DOI revista: <https://doi.org/10.14483/issn.2248-4728>.

1. Introducción

El creciente comportamiento de la demanda de energía eléctrica determina exigencias de carácter operativo en los activos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las cuales han hecho necesario la utilización de nuevos elementos como las tecnologías de comunicación y el procesamiento de señales para el análisis y la operación, particularmente en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, lo cual no significa que su utilización no esté considerada en los sistemas de distribución.

Por lo anterior, con el fin de mejorar la gestión en los SEP, se ha desarrollado múltiples herramientas que permiten la supervisión y monitoreo de las señales (fasores), siendo la Unidad de Medida Sincrofasorial o PMU (Phasor Measurement Unit) de las más representativas en la última década, cuya medición resultante es el sincrofasor. Hoy en día, la PMU se encuentra en la mayoría de los IED (Intelligent Electric Device) como una función incorporada que le da un valor agregado a su función primaria. Entre los dispositivos de las subestaciones eléctricas de potencia que incluye una PMU se encuentran los relés de protección, los medidores multifuncionales y los registradores de falla, entre otros.

Las PMU son dispositivos digitales de medición que utilizan un algoritmo DFT (Transformación Discreta de Fourier) con un tiempo preciso de la señal GPS, proporcionando sincrofasores en diferentes ubicaciones en el sistema de potencia, [1]. Estas ubicaciones se basan en la comunicación constante con el sistema, el periodo se fija en unidades de $\text{Hz} * 100$, es decir: un valor de 600 en un sistema establecido a frecuencia de red de 60 Hz transmitirá cada 6 ciclos (10 tramas por segundo); 6.000, entonces, será la trama por segundo. La constante de tiempo se aplica a un filtro de primer orden aplicado a los datos salientes del fasor de corriente y de voltaje en diferentes puntos de la red. La base de tiempo para ello se establece como el período de transmisión, [2]. Es por eso que las PMU están distribuidas de manera lógica, y se sincronizan dichas mediciones a pesar de las grandes distancias que pueden separar los puntos de medida, ofreciendo las bases para abarcar una gran área en un sistema de monitoreo de la calidad de potencia. Los operadores y coordinadores de la confiabilidad de grandes sistemas de potencia usualmente tienen esta información detallada en sus sistemas SCADA/EMS; sin embargo, la visualización de datos y señales en tiempo real constituye un elemento fundamental particularmente cuando existen perturbaciones que desean ser monitoreadas.

Actualmente las PMU hacen parte de las Redes Inteligentes, para el monitoreo, protección y control de sistemas de potencia y han sido comúnmente utilizadas para el análisis de estabilidad, donde el fasor de tensión es la información relevante y se contrasta en tiempo real con los valores de los extremos de la línea, comparando el corrimiento angular y el gradiente del ángulo en un lapso de tiempo muy corto (algunos ciclos) para generar umbrales de activación (alarmas o advertencias). Las PMU, mediante el uso de la tecnología en el campo de los satélites, prestan un alto número de aplicaciones que permiten aumentar la eficiencia de la operación en la red eléctrica.

Por otro lado, si bien es cierto que recientemente se ha empezado a estudiar acerca del uso de los sincrofasores en escenarios diferentes al del análisis de estabilidad, los resultados pueden ser interesantes para el análisis de distancia a falla con diferentes metodologías (tipos de fallas, líneas de dos o tres terminales, acoplamiento mutuo, transposición, técnicas de optimización, entre otras), así como el análisis con la utilización de varias PMU en sistemas de gestión de datos en tiempo real (no sólo como unidades individuales).

La presente investigación se orienta entonces a establecer una revisión sobre la Tecnología Fasorial, estructurando el artículo de la siguiente manera: inicialmente se describe el estado de la Tecnología; Luego se describe brevemente los IED usando PMU; luego se revisan los métodos de cálculo para distancia de falla; y finalmente se establecen las conclusiones.

2. La tecnología sincrofasorial

Un fasor es un número complejo compuesto por una magnitud y un ángulo relativo para representar una señal sinusoidal de voltaje y de corriente. Cuando la medición de un fasor está sincronizada con un reloj preciso (a través de un satélite de posicionamiento global o GPS), este es llamado sincrofasor, [3].

Cuanto mayor sea la diferencia del ángulo de fase entre la fuente y la carga, mayor es el flujo de potencia entre los puntos mencionados y se puede ocasionar una posible perturbación que conlleve a una inestabilidad del sistema. De la necesidad de proteger los sistemas de potencia ante dicha situación surgen los sincrofasores, con la intención de realizar el análisis en tiempo real con herramientas preventivas del SEP como: el flujo de carga, la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de tensión, [4]. El objeto de esta tecnología es emplear de

manera ágil y correcta las decisiones con el fin de minimizar el margen de daños posibles en el sistema o en un área específica y, de este modo, brindar confiabilidad a la red al volver a su punto o rango de estabilidad buscando con ello aumentar la eficiencia de la operación.

El monitoreo basado en la inestabilidad de tensión de las PMU puede ser obtenido de dos maneras: el primero requiere una medición global de los fasores; y el segundo, solamente son necesarios los datos locales, [5]. El SEP se modela fijando un punto de referencia para el sistema, cuando las potencias salen o se alejan de este valor de referencia el operador debe desarrollar maniobras a fin de equilibrar el flujo de potencia usando los sincrofasores; dicho patrón o valor de referencia es obtenido usando la señal de referencia y el GPS incorporado en las PMU. Las metodologías existentes para los análisis de estabilidad de voltaje utilizan las curvas P-V y Q-V; sin embargo, el análisis en tiempo real es cada vez más usado empleándose la información instantánea del SEP, la cual es obtenida mediante las PMU enlazadas con los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Dicha información es analizada para detectar y corregir los errores inherentes a los sistemas de supervisión y medida. En este análisis la información relevante proviene del fasor de voltaje, y en tal sentido la información del fasor de corriente es ignorada.

Por otro lado, históricamente los sistemas modernos de medición fasorial se remontan al desarrollo de los relés de distancia de componentes simétricas (SCDR) en la década de los setenta del siglo pasado, los cuales utilizaban componentes simétricas de voltajes y corrientes para convertir 6 ecuaciones de falla de una línea de transmisión trifásica en una única ecuación, [6]. Luego, en la década de los ochenta el uso de la señal de tiempo del GPS (típicamente el tipo IRIG-B), se utilizó como entrada de los sistemas de medida de los relés digitales. Pero la tecnología sincrofasorial fue descrita por primera vez a mediados de los ochenta en Virginia (EEUU), [7]. Su novedad se debía a que permitía hacer el seguimiento y medición de sistemas de potencia con el fin de mejorar las condiciones de monitoreo en procesos de transmisión, diseño y operación en tiempo real, [8]. No solo en sistemas pequeños, sino también en la optimización de las principales líneas de transmisión o en interconexiones internacionales. Hacia 1995 se desarrolló el IEEE Std 1344-1995 "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems" [9], que fue la primera norma que definió los sincrofasores. En ella se da una completa definición matemática de

estos, la frecuencia estimada de transmisión y características básicas bajo un esquema de estado estable. Los datos que podrían ser obtenidos de un fasor eléctrico con un dispositivo con PMU son: la secuencia del sistema, los voltajes y corrientes de línea, la frecuencia del sistema y los flujos de potencia activos y reactivos. Este estándar fue reemplazado por la norma IEEE C37-118 en el 2005, la cual brindaba los métodos para cuantificar las medidas, las pruebas para garantizar las mediciones, los límites de error para las pruebas y los protocolos de comunicación de los datos en tiempo real [10]. En el 2011 se publicó la norma IEEE Std C37.118.1-2011 en la que se separan los incisos de medición y comunicación de la norma anterior, en normas individuales; además, especifica los tipos de mensajería, incluyendo el uso, contenido y formatos de datos para comunicación en tiempo real entre las unidades de medición fasorial (PMU), Concentradores de Datos Fasoriales (PDC) y otras aplicaciones.

En la IEEE C37.118.1a-2014 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – las modificaciones incluyen algunos requisitos para corregir inconsistencias y eliminar las limitaciones introducidas por la norma IEEE C37.118.0.1 (TM) - 2011, pues algunos de ellos no eran alcanzables con los modelos publicados -como se pretendía- y otros eran difíciles de cumplir con el hardware disponible, [11].

Posteriormente, con los nuevos avances en el procesamiento de señales y en el equipo, los sincrofasores empezaron a ser usados para resolver una alta variedad de problemas de protección, automatización y control del sistema de potencia. Las PMU se integraron a través de PDC, pero estos elementos no procesaban los datos de los algoritmos, ni tampoco tenían funciones de monitoreo, protección y control. Sólo hasta el 2002 surgieron aplicaciones entre las PMU como los Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS - Wide Area Monitoring System); y los Sistemas de Medición, Protección y Control de Área Amplia (WAMPAC - Wide Area Monitoring Protection And Control). Entre los proyectos conocidos de aplicación de PMU se pueden mencionar los de China, Europa (NORDEL), América (NASPI), Brasil, México y Colombia (SIRENA e ISAAC).

En la Tabla 1, se muestran algunas diferencias entre los Sistemas Scada y los Sistemas WAMS en los SEP.

Sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	Sistemas WAMS (Wide Area Monitoring System)
Utilizados en el siglo XX	Utilizados en el siglo XXI
<p>Herramientas no lineales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los sistemas tradicionales que utilizan ecuaciones no lineales crean diferentes tiempos de cálculo y de divergencia que pueden ser sustituidos por ecuaciones fasoriales lineales que simplifican el estimador y ofrecen al operador un estado real del sistema con mucha más frecuencia • Los mayores problemas que han afectado a los estimadores de estado, tales como el tiempo de exploración, podrían ser eliminados con el uso exclusivo de sincrofasores. 	<p>Herramientas lineales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medición directa y lineal (No es necesario el modelo por calculo que es usado en los sistemas SCADA para determinar potencia) • Datos con fecha y hora exacta; y con gran exactitud • Datos de alta resolución (10-60 muestras por segundo).
Sincronización de datos en el centro de control	Sincronización de datos en las PMU
<p>Estado estacionario del sistema</p> <ul style="list-style-type: none"> • Visualización en tiempo real 	<p>Estado dinámico del sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Visualización en tiempo real • Análisis de oscilaciones electromecánicas (Estabilidad de Voltaje y pequeña señal) • Análisis posterior de perturbaciones y eventos • Control de Islas <p>Validación de modelo del SEP</p>

Tabla 1. Comparación de los sistemas SCADA y WAMS [8-15].

Por otra parte, con la utilización de las PMU se planteó ampliar su potencial, más allá del monitoreo y la visualización del sistema en tiempo real, debido a la matemática fasorial en la que se usan menos datos del sistema que los métodos tradicionales, a la capacidad de procesamiento para calcular los ángulos de las barras de tensión, a la confiabilidad de datos y resultados obtenidos; reduciéndose la incertidumbre y los retardos (vías de comunicación, longitud de la línea, transferencia de datos entre las subestaciones y el centro de control para los estimadores de estado convencionales).

Actualmente, entre los usos más importantes en los que la tecnología sincrofasorial permite emplearse en los SEP, se cuentan: la Supervisión (Estimador de estado), el Control, y la Protección. En esta última, en los sistemas WAMPAC -en el que se establecen esquemas inteligentes y automáticos de decisión en la PMU con acciones correctivas- en cada subestación se implementa un grupo PMU + PDC integrado con un elemento de software que permite tomar decisiones distribuidas utilizando la información local o regional de los PMU y las subestaciones, llamado IDD (Intelligent Decision Devices) (Figura 1).

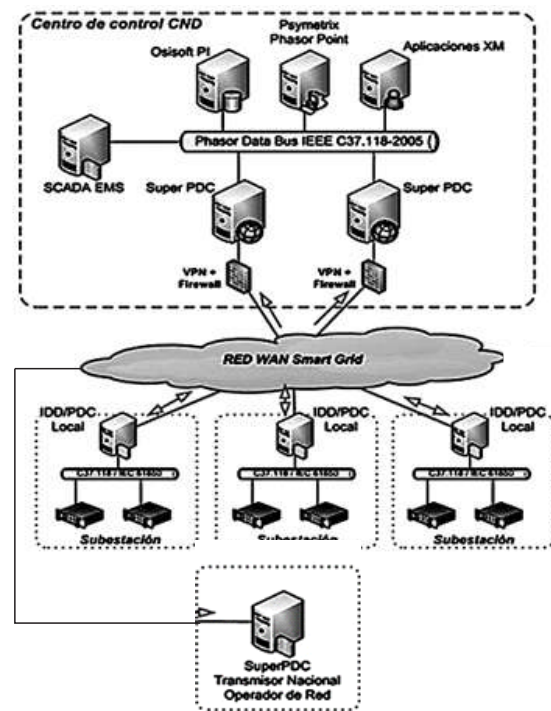


Figura 1. Prototipo de Arquitectura de supervisión y control avanzado [16].

3. IED con PMU

Debido a que las unidades de gestión originalmente eran muy costosas, lo cual ha venido reduciéndose en las últimas décadas -como lo han hecho las computadoras y la tecnología GPS-; actualmente el precio de instalación debido a la seguridad y la comunicación ha aumentado; sin embargo, esto último es un gasto de capital mucho más justificable - se ha llegado al punto de que su implementación dentro de los centros de control no es significativa- de forma tal que estos centros pueden ser equipados con dispositivos de medición sincrofasorial, [4].

Como se mencionó anteriormente, en los equipos actuales utilizados en control, protección y supervisión en las subestaciones de potencia se encuentran las PMU. Entre los Fabricantes de PMU en el mundo se pueden mencionar a Ametek, General Electric, SEL, Siemens, Arbiter, ABB, Areva, Reason, Qualitrol, entre otros. A nivel de referencia se mencionan las características técnicas de dos equipos ampliamente utilizados:

- JEMStar de Ametek, medidor multifuncional con pantalla a color para visualizar medidas de potencia, diagramas fasorial y el estado del medidor, alertando cuando alguna conexión se pierda o los ángulos excedan los límites establecidos.
- TR-2000 de Rochester, registrador multifunción el cual tiene una PMU para medidas sincronizadas.

4. Métodos de cálculo para distancia de falla

En los grandes SEP se desarrollaban sistemas de medición intercomunicados -basados en SCADA- con centros de control junto a sistemas de protección basados en: la información recolectada, las variaciones

de frecuencia y tensión, y en los tiempos de conmutación de los dispositivos electrónicos. Por tanto, la utilización de los sincrofasores en la medición superó a los sistemas SCADA, por lo que ahora se requieren herramientas precisas y rápidas que logren de manera realista -y en tipo real- administrar y operar la red. Los viejos medidores de las subestaciones que informan los parámetros básicos son cada vez más obsoletos en estos tiempos en los que la información se mide en dinero y control.

En consecuencia, la localización de las fallas se debe realizar de la manera más rápida y precisa posible para poder restablecer el normal funcionamiento del sistema y reducir los tiempos de indisponibilidad tanto como sea posible; sin embargo, un pequeño error de medición puede causar un reconocimiento detallado a lo largo de varios kilómetros de la línea de transmisión. Algunos de los factores que afectan la exactitud pueden ser:

1. Parámetros de la línea incorrecta. Los cálculos de los parámetros de la línea según el modelo no son exactamente iguales a los parámetros reales.
2. La longitud total de la línea es difícil de estimar con exactitud.

Por lo anterior, para la localización de fallas en líneas de transmisión AC, existen diferentes técnicas, mostradas en la Figura 2, las cuales se pueden clasificar en dos grupos: el primero, técnicas basadas en la medición de la impedancia de la línea; el segundo, consistente en las técnicas que utilizan la onda viajera (OV) generada en el momento que se presenta una falla. Hay diferentes algoritmos para determinar, entonces, el punto de falla los cuales se diferencian principalmente por el lugar en donde se realiza la medición.

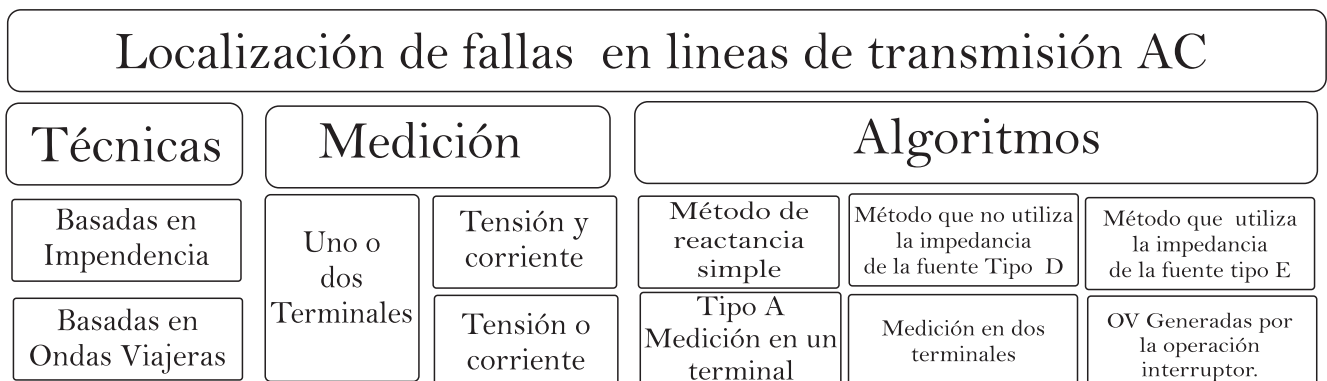


Figura 2. Técnicas para la localización de fallas en líneas de transmisión [17].

El problema con las técnicas descritas es que poseen diversos inconvenientes que pueden ser resumidos en la tabla 2.

Método	Características	Inconvenientes
Método de la onda viajera:	Método que data de 1931, este aprovecha que las ondas inician cuando ocurre una falla y viajan por la red desde este sitio en falla hasta los terminales de la línea. Desde su aparición y durante los años 40 fue especialmente usado para análisis en conductores subterráneos; modificaciones posteriores a este método fueron extendidas durante los años cincuenta; estas modificaciones mejoraron su exactitud, pero fueron rápidamente abandonadas debido a problemas de mantenimiento y elevados costos para su aplicación.	<ul style="list-style-type: none"> • Depende fuertemente del ángulo de inserción del voltaje, pues al ser cercano a cero, no se origina onda viajera • Cuando la falta es muy cercana a la barra, es prácticamente imposible estimar la distancia.
Método de la estimación de la impedancia.	Este método mide las señales de tensión y corriente en los terminales de la línea juntos con los parámetros de línea y estima la impedancia equivalente desde el punto de medición. Este método es el de mayor uso debido a su simplicidad y bajo costo. Entre los métodos que usan medidas de la componente fundamental se encuentran los de Takagi, Schweitzer, Ericksson y Ratan Das, entre otros.	<ul style="list-style-type: none"> • Asume variación lineal de la impedancia con la distancia. • La impedancia de falla, afecta notoriamente la estimación. • La condición de carga. • El nivel de cortocircuito de la(s) fuente(s). • La topología de la red.

Tabla 2. Desventajas de los métodos de localización de fallas [4], [18].

De estos métodos, el de componente fundamental ha sido preferido por las empresas de transmisión debido a su simplicidad y bajo costo. Estos métodos manejan variables que pueden inducir a errores considerables en la exactitud de las medidas, ya que tienen en cuenta fundamentalmente características de la línea (impedancia y longitud de la línea) e información previa y posterior a la falla, característica de la falla, tipo de falla, entre otras condiciones la cual no siempre está disponible o apenas representa un estimado del estado real del sistema. En ellos la estimación de la distancia al punto de falla es precisa para fallas francas ($Z_f=0$), mientras el error aumenta exponencialmente a medida que la falla se aleja de la subestación o cuando aumenta la impedancia de la misma ($Z_f \neq 0$). Además, se deben considerar variables ambientales como la humedad, parámetros geométricos entre conductores, o variaciones en el área de los conductores, por mencionar algunas que influyen en la exactitud del algoritmo, [4].

Adicionalmente hay que mencionar otras circunstancias en que las líneas de transporte necesitan análisis especial para la localización de fallas, [18], como:

- Líneas multiterminales: debido a la presencia de otras ramificaciones que podrían inclusive realimentar la falla.
- Líneas en paralelo. Tienen complicaciones por los acoples homopolares.
- Presencia de elementos de compensación con control o sin control por medio de electrónica de potencia (TSC, FACTS, Compensación en serie)

Para el desarrollo de los algoritmos de localización, es necesario un grupo de tareas como se muestra en la figura 3



Figura 3. Localización de fallas en líneas de transmisión. Fuente: Elaboración propia.

De otro lado, los algoritmos de mayor aplicación y disponibilidad en equipos para subestaciones, hasta hace unos años, eran el de Schweitzer y Takagi, en la tabla 3 se presenta una breve comparación entre estos dos métodos.

Algoritmo	Modelo de Línea	Cargas Paralelas	Ventajas	Desventajas	Información Requerida
Takagi	Corta	Si	Minimiza el error usando el factor: e^2 para que Z_f no influya en la parte imaginaria de la función, con lo cual solo depende de la topología del sistema.	Las corrientes que definen del parámetro θ , dependen de las impedancias de fuente que no son conocidas directamente, y que de hecho varían constantemente con la configuración del sistema.	Pre v Post
			$K_a = K_a e^{j\alpha} = \frac{I_{af}}{I_a}$ Está definido para la red en falla pura y por ende se puede asumir que es prácticamente un número real, I_f y I_a están prácticamente en fase.	El algoritmo utiliza una comparación entre valores de pre-falla y en falla sobre el mismo circuito, cuando las características de impedancia del mismo varían en condiciones de falla.	
Schweitzer	Larga	No	Proporciona amplia cobertura en las fallas de tipo resistivo, permitiendo su análisis y seguimiento.	Se ve afectado por cambios en la fuente de energía del sistema.	Pre y Post
			No se ven afectados por el flujo de carga porque la carga actual tiene muy poco impacto en la magnitud de corriente de la secuencia cero.	Se ve afectado por la secuencia cero de acoplamiento mutuo.	
			No se ven afectados por fase a fase de carga conectada (es decir, transformadores delta estrella).	Se ve afectado por el desequilibrio del sistema normal de carga. Se ve afectado por los cambios en la línea y la apertura de la fase	

Tabla 3. Comparación de Métodos para cálculo de fallas en líneas de transmisión [4].

Los métodos para localización de fallas son de carácter algorítmico y están embebidos como funciones secundarias en equipos de protección como en relés de protección, registradores de fallas, localizadores de fallas stand-alone, programas para análisis de información post-falla. Sin embargo, el uso de estas técnicas en relés de distancia presenta dificultades debido a las zonas de protección definidas para cada relé, ya que no se garantiza el cubrimiento del 100% de la línea. Por ello cuando se usan relés se complementa la información con la del localizador de fallas, los cuales poseen un mayor cubrimiento, el problema es que al señalar una sección en falla y la información debe ser cruzada para determinar la región real, implicando un análisis adicional que afecta el tiempo en la detección, [4].

Como se mencionó, el fasor de corriente es ignorado para la gestión y detección de las perturbaciones que conllevan a la inestabilidad en el SEP. Existen estudios relacionados con el uso de sincrofasores para análisis de distancia a falla, sin embargo, estos mantienen la orientación de los métodos tradicionales en cuanto a la información de impedancia y el fasor de tensión; por tanto, es poco lo que se ha explorado acerca del uso de los sincrofasores de corriente en sistemas de alta tensión.

Para el cálculo de distancia a falla usando sincrofasores se requiere realizar el análisis partiendo de los parámetros de la línea y los fasores de corriente y voltaje en los extremos de la misma, con los cuales se determina en valores p.u. el lugar de incidencia de la falla en la línea de transmisión. Para ello se usa el modelo de parámetros distribuidos de una línea, en que el voltaje y la corriente son funciones de la distancia L (longitud total de la línea) desde el punto A de la línea, tal como se muestra en la figura 4:

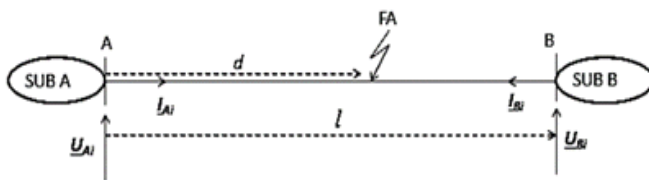


Figura 4. Línea de transmisión en falla [4].

Estos valores permiten describir la variación instantánea de la tensión y la corriente eléctrica a lo largo de un conductor. Las fórmulas básicas de este modelo provienen originalmente de los estudios desarrollados por Oliver Heaviside, llamadas ecuaciones del telégrafo debido a que surgieron para las

líneas de telégrafo; sin embargo, son perfectamente aplicables a líneas de transmisión de energía eléctrica.

Transfiriendo analíticamente los fasores de corriente y de voltaje a una de las terminales de la línea y con las consideraciones apropiadas, es posible determinar la distancia a falla en una línea de transmisión tomando como referencia un extremo de la línea, a continuación, en la ecuación (1) se muestra la información requerida para tal fin, [4].

$$d = \frac{1}{x_{il}} \tanh^{-1} \left[\frac{U_{bicosh}(x_{il}) - Z_{ci} I_{b sinh}(x_{il}) - U_{ai}}{U_{b sinh}(x_{il}) - Z_{ci} I_{bicosh}(x_{il}) - Z_{ci} I_{ai}} \right] \quad (1)$$

Donde (ver ecuación (2)):

$$X_i = \sqrt{ZY} \quad (2)$$

l = longitud total de la línea

U_{ai} , U_{bi} , I_{ai} , e I_{bi} son los fasores para tensión y corriente medidos en ambos extremos de la línea.

Ingresando los valores calculados y medidos tanto para la línea como para los fasores en los extremos de la misma, se procede al cálculo de la distancia a falla en valores p.u. [4]. Básicamente se expone una metodología que consta de tres pasos generales que a continuación se describen:

- a. Cálculo de parámetros característicos de línea.
 - I. Longitud de la línea.
 - II. Constante de propagación de la línea.
 - III. Impedancia característica de la línea.
- b. Medida de fasores en los extremos de la línea.
 - I. Fasor de Voltaje en los extremos de la línea.
 - II. Fasor de Corriente en los extremos de la línea.
- c. Cálculo de distancia a falla.
 - I. Se reemplazan los valores de parámetros característicos en la ecuación propuesta para el cálculo de distancia a falla.
 - II. Se reemplazan los fasores obtenidos con la PMU en la ecuación propuesta para el cálculo de distancia a falla.
 - III. Se operan los valores para obtener la distancia a falla en por unidad (p.u).

De este modo, valiéndose de la información fasorial, los parámetros característicos de la línea y de la sincronización en la captura de datos en los extremos de la misma, es que se obtiene la distancia a falla en una línea de transmisión de energía eléctrica.

Este enfoque mejora la supervisión y detección de fallas en las líneas de transmisión de energía eléctrica, ya que no depende de la longitud de la línea dado que utiliza la información en ambos terminales de la misma, lo cual representa una ventaja sobre los métodos algorítmicos y hace de esta propuesta una importante herramienta para mejorar la respuesta ante contingencias del SEP.

De otra parte, en los últimos años se ha estudiado el uso de las transformadas Wavelet y Ondas Viajeras en la localización de fallas. La localización de fallas basada en ondas viajeras (LFOV) consiste en la determinación del tiempo de llegada a los terminales de la línea de la onda

de tensión o corriente generada por la ocurrencia de una falla, para lo cual se utiliza la información obtenida en los terminales y por medio de software se determina la ubicación del punto de falla. En la tabla 4 se puede observar los principios y características de utilización.

Principio	Teoría de Circuitos	Teoría de Ondas Viajeras	Sistemas Inteligentes	Detección	Clasificación	Selección	Señal	Terminales	GPS	Frecuencia de Muestreo		Referencia
Análisis Multi Resolución				O	X	O	CT	Dos	-	3 kHz	100 - 150 Hz	[19]
AMR				X	X	O	CT	Dos	GPS	1.92 kHz		[20]
Coefficientes de alineación	0	X	0	X	X	O	CT	Dos	GPS	1.92 kHz	-	[21]
Transformada Wavelet AMR - WSE	0	X	0	X	X	O	CT	Un	-	12.5 kHz	97 - 195 Hz	[22]
Transformada Park's	0	X	0	X	O	O	CT PT	Un	-	20 kHz 50 kHz	-	[23]
Transformada Wavelet – Park's DWT	O	X	O	X	X	O	CT	Un	-	1 MHz	125 - 250 kHz	[24]
Transformada Wavelet DWT SVM Energy	O	X	X	X	X	X	CT PT	Un	-	5 kHz	5 - 1.25 kHz 2.5-5 kHz	[25]
Transformada Wavelet MODWT - Energy	O	X	O	X	X	X	CT PT	Un	-	15.36 kHz	-	[26]
Transformada Wavelet MODWT	O	X	O	X	O	O	CT PT	Un Dos	-	20 kHz	20 kHz	[27]
Transformada Wavelet MODWT	O	X	O	X	O	O	CT PT	Un Dos	-	20 kHz	20 kHz	[28]
Transformada Wavelet WMM	O	X	O	O	X	X	CT	Un	NA	400 kHz	100 kHz – 12.5 kHz	[29]
Transformada Wavelet y Redes Neuronales AMR - ANN	O	X	X	X	X	O	CT	Un	NA	-	-	[30]

Tabla 4. Métodos de LFOV Fuente: elaboración propia

5. Conclusiones

A diferencia de la tendencia actual que usa sincrofasores únicamente para análisis de estabilidad en SEP con la información del fasor de voltaje, este artículo incluye las medidas fasoriales de corriente para el cálculo de distancia a falla. Este enfoque mejora la supervisión y detección de fallas en las líneas de transmisión de energía eléctrica, ya que no depende de la longitud de la línea dado que utiliza la información en ambos terminales de la misma, lo cual representa una ventaja sobre los métodos algorítmicos y hace de esta propuesta una importante herramienta para mejorar la respuesta ante contingencias del SEP.

Aunque en la literatura se encuentre mayores referencias para el estudio de LFOV, la utilización de los sincrofasores en la detección de distancia de fallas eléctrica ha comenzado a ser divulgada y discutida, con nuevos trabajos en líneas de tres terminales y en casos de líneas con compensación, área para futuras investigaciones.

Referencias

- [1] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements-a historical overview", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, vol. 1, 2002, pp. 476-479. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDC.2002.1178427>.
- [2] A. PI, "TR-2000. Application Note", Synchrophasor Output to IEEE P37.118 Draft D7.0", pp.9, 2005.
- [3] K. Davis, "Synchrophasors Electrify Power Transmission", 2012. [En línea]. Disponible en : https://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-17/issue-1/features/synchrophasors-electrify-power-transmission.html.
- [4] O. Camacho y C. Cubides, "Evaluación del uso de sincrofasores para el cálculo de distancia a falla en líneas radiales de transmisión de energía eléctrica", tesis, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia, 2012.
- [5] M. M. Hyder, R. H. Khan, K. Mahata y J. Y. Khan, "A predictive protection scheme based on adaptive synchrophasor communications", IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm, 2013, pp. 762-767. DOI: <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2013.6688051>.
- [6] A. G. Phadke y J. S. Thorp, "History and applications of phasor measurements", IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2006, pp. 331-335. DOI: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296328>.
- [7] K. E. Martin, "Synchrophasor standards and guides for the smart grid", IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013, pp. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672705>.
- [8] N. B. Bhatt, "Role of synchrophasor technology in the development of a smarter transmission grid", IEEE PES General Meeting, 2011, pp. 1-4. DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590199>.
- [9] IEEE, "Power Engineering Society", IEEE Std.1344-1995 (R2001) Standard for synchrophasors for power systems, 2005.
- [10] E. O. Schweitzer y D. E. Whitehead, "Real-world synchrophasor solutions", 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2009, pp. 536-547. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPRE.2009.4982540>.
- [11] IEEE, "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems -- Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements", 2014, pp. 1-25.

- <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6804630>
- [12] E. Schweitzer, D. Whitehead, G. Zweigle, K. G. Ravikumar y G. Rzepka, "Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications", *Modern Electric Power Systems*, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPRE.2010.5469481>
- [13] C. Lozano, F. Castro, y S. Ramírez, "Unidades de medición fasorial (PMU)," *El Hombre y la Máquina*, vol. 38, 2012, pp. 66–74.
- [14] J. O'Brien *et al.*, "Use of synchrophasor measurements in protective relaying applications", 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2014, pp. 23–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPRE.2014.6798992>
- [15] E. Price, "Practical considerations for implementing wide area monitoring, protection and control", 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2006, pp. 36–47. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPRE.2006.1638690>
- [16] Colombia Inteligente, "Proyecto ISAAC (sistema inteligente de supervisión y control avanzado)", 2015, [En línea]. Disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/4-14-Proyectos-para-planeacion-y-operacion-confiable-y-segura-del-SIN.aspx>.
- [17] IEEE, "Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines", 2005. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2015.7024095>.
- [18] M. M. Lozano, "Utilización de la transformada 'Wavelets' y de técnicas de inteligencia artificial para la localización de faltas en líneas de transporte de energía", tesis Ph.D., Universidad politecnica de Madrid, España, 2003.
- [19] P. Rajaraman, N. A. Sundaravaradan, R. Meyur, M. Jaya Bharatha Reddy y D. K. Mohanta, "Fault classification in transmission lines using wavelet multiresolution analysis", *IEEE Potentials*, vol. 35, no. 1, 2016, p p. 38–44. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPOT.2015.2468775>.
- [20] A. G. Shaik y R. R. V. Pulipaka, "A new wavelet based fault detection, classification and location in transmission lines", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, 2015, pp. 35–40. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.065>.
- [21] B. Rathore y A. G. Shaik, "Fault Detection and Classification on Transmission Line using Wavelet Based Alienation Algorithm", *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, 2015, pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2015.7387062>.
- [22] Y. Allipilli, "Detection and Classification of Faults in Transmission Lines Based on Wavelets", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 15, 2015, pp. 11–19. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1064>.
- [23] F. V. Lopes, D. Fernandes y W. L. Neves, "A Traveling-Wave Detection Method Based on Park's Transformation for Fault Locators", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 3, 2013, p p. 1626–1634. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2260182>.
- [24] K. Glik, D. RASOLOMAMPIONONA, R. KOWALIK, "Detection, classification and fault location in HV lines using travelling waves", *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, vol. 88, 2012, pp. 269–275.
- [25] B. K. Panigrahi, M. Singh y R. P. Maheshwari, "Transmission Line Fault Detection and Classification", *International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology*, 2011, pp. 15–22. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICETECT.2011.5760084>.

- [26] F. B. Costa, A. H. P. Sobrinho, M. Ansaldi y M. A. D. Almeida, "The Effects of the Mother Wavelet for Transmission Line Fault Detection and Classification", Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE), 2011.
- [27] F. B. Costa y B. A. Souza, "Fault-induced transient analysis for realtime fault detection and location in transmission lines", International Conference on Power Systems Transients (IPST'11) in Delft, Netherlands, 2011.
- [28] F. B. Costa, B. A. Souza y N. S. D. Brito, "Real-time detection of fault-induced transients in transmission lines," *Electronics Letters*, vol. 46, no. 11, 2010, pp. 753–755. DOI: <https://doi.org/10.1049/el.2010.0812>
- [29] X. Dong, W. Kong, y T. Cui, "Fault Classification and Faulted-Phase Selection Based on the Initial Current Traveling Wave", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, 2009, pp. 552–559.
- [30] M. Geethanjali, "Combined wavelet transforms and neural network (WNN) based fault detection and classification in transmission lines", *International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation*, 2009, pp. 1–7.