

REVISIÓN DE TÉCNICAS DE ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

IVÁN DAVID SERNA SUÁREZ

Ingeniero electricista

Grupo de Investigación GISEL

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Universidad Industrial de Santander

ivansern@gmail.com

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Ingeniero electricista, Ph. D.

Profesor titular laureado

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Universidad Industrial de Santander

gilberto@uis.edu.co

HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

Ingeniero electricista, Ph. D.

Profesor titular

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Universidad Industrial de Santander

hrvargas@uis.edu.co

Fecha de Recibido: 16/10/2009
Fecha de Aprobación: 26/05/2010

RESUMEN

La localización de fallas en sistemas de distribución es cada vez más importante debido al impacto negativo creciente en percepción, economía y calidad que implica un servicio con baja continuidad. Existe gran variedad de técnicas y estrategias para llevar a cabo esta labor, sin embargo, no es claro determinar cuál es la mejor. El presente artículo presenta una revisión de técnicas que utilizan el análisis de estado estable y técnicas que utilizan el estado transitorio para localizar cortocircuitos con baja resistencia de falla en sistemas radiales. Como conclusión se tiene que, dado el compromiso con la precisión de los métodos, la implementación de los localizadores requiere el desarrollo de una estrategia conformada por la combinación de varias de las metodologías mencionadas.

PALABRAS CLAVE: Localización de fallas, sistemas de distribución de energía eléctrica, componentes simétricas, análisis transitorio, inteligencia artificial, transformada wavelet.

ABSTRACT

Fault location on distribution systems has become an important issue due to the negative impact due to perception, economy and quality issues that it is implied in a low continuity service. There are many techniques and strategies proposed for this problem, however, it is not clear which one is the best. This paper presents a review of some techniques that use a steady state analysis and techniques that use transient state analysis to locate short-circuit faults with low fault resistance in radial systems. The main conclusion is that, due to the commitment with the precision of the techniques, a combination of some strategies is needed for a real system implementation.

KEYWORDS: Fault location, distribution power system, symmetric components, transients analysis, artificial intelligence, wavelet transform.

1. INTRODUCCIÓN

Los problemas de calidad de la energía han crecido debido a factores como la proliferación de dispositivos electrónicos. Sin embargo, también debido a que los distribuidores requieren mejorar sus indicadores para prevenir percepciones negativas, multas y costos operativos exagerados que afectan su imagen y rentabilidad, y en muchos casos, la de sus consumidores [1], [2], [3].

Por ende, teniendo presente que las fallas en sistemas de distribución son eventos aleatorios, el distribuidor debe subsanar esta deficiencia estableciendo un protocolo de detección y análisis para localizar y solucionar en el menor tiempo posible el origen de las interrupciones.

La localización de fallas en sistemas de transmisión es un problema casi solucionado con las estrategias actuales. Sin embargo, en los sistemas de distribución sigue siendo un problema parcialmente resuelto. Esto se debe a la presencia de ramales derivados del alimentador principal sin un localizador por tramo, al desbalance en las cargas, las cargas distribuidas, a los cambios del medio conductor (cable subterráneo o línea aérea), a la dificultad para modelar la demanda y al efecto de la resistencia de falla sobre el localizador [4], [5].

Las técnicas usadas para sistemas de distribución en su mayoría vienen de las empleadas para sistemas de transmisión y de aplicaciones específicas del sistema [6]. En el presente artículo se presentará una visión de las actuales técnicas de localización de fallas en sistemas de distribución, dando a conocer sus principales características y limitaciones. La revisión está enfocada a técnicas de localización de fallas con baja resistencia de falla y en sistemas de distribución con topología radial.

En la siguiente sección se abordarán algunas técnicas de análisis de estado estable utilizadas para la localización de fallas. Seguidamente, se tratarán las técnicas que usan el análisis en estado transitorio. Luego, en la cuarta sección, se abre un espacio donde se exponen algunos puntos críticos a tener en cuenta respecto a las técnicas expuestas. Finalmente, se dan a conocer algunas conclusiones.

2. ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE

Los métodos que se presentan a continuación se caracterizan por el uso de señales de estado estable y valores eficaces antes y después de la falla para

determinar su localización. El principio de operación de este tipo de localizadores consiste en deducir una expresión matemática (generalmente con unidades de impedancia) que depende de la resistencia y la distancia a la falla. Una vez encontrada la relación, se procede a calcular la solución de las ecuaciones, tomando como base las medidas disponibles en la subestación de cabecera.

Una clara desventaja de la mayoría de estos métodos es el problema de la múltiple estimación [7], [8], [9]. Para resolver tal falencia se han implementado técnicas que aplican inteligencia artificial y métodos estadísticos para localizar la falla.

Se distinguen tres formas de abordar el problema de localización cuando se dispone sólo de señales de estado estable. La primera de ellas es aquella que toma las componentes simétricas para deducir las expresiones matemáticas; la segunda es aquella que usa un análisis circuital directo para la deducción de la distancia a la falla. La última metodología consiste en realizar minería de datos con base en información tomada en uno o varios puntos del sistema de distribución. A continuación se presentan con más detalle algunas de esas técnicas.

2.1 Localización a partir de componentes simétricas

Este tipo de técnicas justifican el uso de las componentes simétricas para simplificar las expresiones, haciendo la suposición de que el sistema está balanceado. Con el fin de ofrecer un amplio panorama, a continuación se dará una síntesis de algunas de las técnicas nombradas en [9], [10] y del método de las señales superimpuestas.

2.1.1 Método de la componente reactiva

Este método es el más sencillo e intuitivo. Aprovecha el conocimiento de la reactancia de las líneas para localizar la falla. Localiza la falla en el sistema de distribución, comparando la reactancia medida desde uno de los nodos de la sección fallada con la reactancia total de la sección sin falla [11].

Si se define d como la longitud total de la línea y X_L como la reactancia por unidad de longitud de la misma, se tiene que la reactancia total sin falla es dX_L . Entonces, si s es la distancia a la cual ocurrió la falla (medida desde uno de los extremos de la línea fallada), es posible calcular la reactancia de la línea en estado

de falla como sX_L . Luego la distancia a la cual ocurrió la falla en porcentaje de la longitud total de la línea es (ver Figura 1):

$$s\% = \frac{sX_L}{dX_L} \times 100 \quad (1)$$

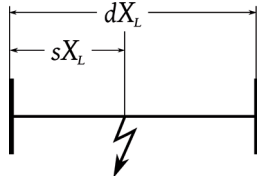


Figura 1. Método de la reactancia.

Las medidas hechas y los modelos usados no tienen en cuenta el efecto de la distorsión armónica y es mucho más ajustable para la detección de fallas en sistemas homogéneos sin cargas intermedias. Este método tiene un excelente desempeño cuando la falla es trifásica [9].

2.1.2 Método de Srinivasan

Este es un método que fue desarrollado de manera explícita para sistemas de transmisión radiales con cargas intermedias. El método se vale del conocimiento de las tensiones y corrientes en la subestación para determinar los valores de las componentes de secuencia de las mismas y el estado de las cargas en prefalla, aunque también pueden utilizarse valores históricos para esto último. Luego, teniendo en cuenta que los parámetros de secuencia de las líneas se conocen, con ayuda de la matriz de transmisión (parámetros ABCD de la línea), se halla una expresión para deducir la distancia de falla a partir de las tensiones y corrientes de secuencia de los nodos adyacentes al fallado y el punto de falla. A saber:

$$\begin{bmatrix} V_N \\ I_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & B(d-s) \\ -Y_c(V_N) & D(d-s) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} A(d) & B(d) \\ C(d) & D(d) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_x \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$V_f = A(s)V_x + B(s)I_x$$

Donde,

- x : Nodo inmediatamente anterior al punto de falla
- s : Distancia a la cual sucede la falla (desde el nodo x)
- d : Longitud total de la línea
- V_N : Tensión en el último nodo del sistema
- I_f : Corriente de falla
- V_x : Tensión en el nodo x
- I_x : Corriente inyectada nodo x
- Y_c : Admitancia total de la carga después de la falla

La localización de la falla se lleva a cabo igualando la parte imaginaria de la relación entre tensiones y corrientes de secuencia e igualándola a cero. Claramente dichas relaciones dependen del tipo de falla puesto que para cada tipo de falla las redes de secuencia se conectan de una manera específica. Por otra parte, nótese que en el cálculo de las tensiones y corrientes de secuencia se considera que la admitancia de la carga depende del valor de la tensión aplicada a esta. Aunque esto es un gran aporte, el autor no deja claro como es la derivación de las admitancias de secuencia para cargas monofásicas y bifásicas.

La Figura 2 muestra el esquema del sistema de distribución equivalente. Cabe resaltar en este punto que de haber caídas de tensión antes del punto fallado se deben contabilizar dichas caídas para que el método sea eficaz. En este caso el autor propone realizar dicho cálculo con ayuda de los parámetros de transmisión de las líneas posteriores a la línea fallada [12].

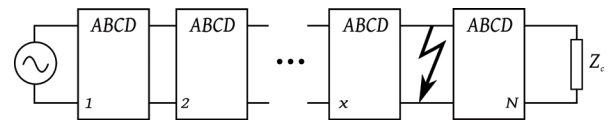


Figura 2. Esquema equivalente del sistema de distribución utilizando el método de Srinivasan.

Al usar el modelo exacto de la línea, se requiere encontrar la solución a las ecuaciones en (2) de manera iterativa; con el modelo de línea corta, es posible derivar una expresión analítica para la distancia a la cual ocurre la falla, gracias a que para este modelo $\lambda \ll 1$, y que por tanto $\sinh(\lambda) \approx \lambda$ y $\cosh(\lambda) \approx 1$. De aquí se puede obtener el primer estimado de la distancia para el método iterativo [12].

El autor deja ver que una desventaja del método es la necesidad de conocer el tipo de falla, puesto que la impedancia de secuencia en el punto de falla depende del tipo de falla [12]. Un aporte importante de esta técnica radica en la derivación de un modelo dependiente de la tensión para considerar las cargas en el sistema.

3.1.3 Método Girgis

El método está planteado para resolver la localización de fallas en un sistema de distribución rural desbalanceado. Esta técnica usa la impedancia aparente medida en la cabecera del sistema para localizar la falla. Por esta razón, se requiere previamente el tipo de falla para aplicar el método. Vale aclarar, que se trata de una impedancia

aparente debido a que es la relación entre tensiones y corrientes previamente seleccionadas, y sujeta a las restricciones impuestas por la falla a analizar.

Para tener en cuenta el efecto de la demanda y los desbalances del sistema, el método se vale de flujos de carga (similar al llamado *Forward Sweep* utilizado en sistemas de distribución) para determinar las tensiones en los nodos considerando las cargas como elementos con impedancia constante [13], tal como se muestra en la Figura 3 y se explica a continuación.

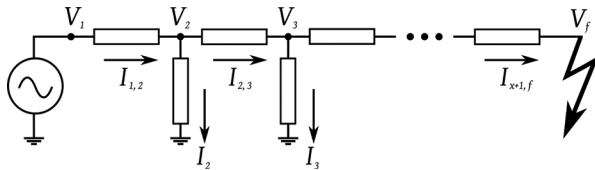


Figura 3. Método para calcular la tensión y la corriente en el nodo anterior a la falla.

La mecánica del flujo de carga es la siguiente: se inicia con V_1 e $I_{1,2}$; con la admitancia del tramo anterior a V_2 se calcula la caída de tensión en dicha rama y por ende la tensión V_2 . Con esta tensión se calcula la corriente I_2 que se deriva en este punto con ayuda de la admitancia equivalente de la derivación, y por ende, se calcula la corriente en la rama siguiente. Con V_2 y la corriente $I_{2,3}$ se inicia de nuevo el proceso y se repite hasta llegar al nodo previo a la falla.

Tal como se observa en los resultados mostrados en [9], este método se comporta bien en la mayoría de los casos, pese a las variaciones de la resistencia de falla; sólo encontró problemas cuando la falla es trifásica.

La técnica propuesta en [14] es una de las derivadas del método de Girgis. En este caso el sistema de distribución es simplificado, tal como se muestra en la Figura 4, para permitir al método hallar la distancia a la cual ocurre la falla desde el punto de medida. Con esto se evita el proceso de búsqueda nodo por nodo. Pese a que no tiene en cuenta de manera clara los desbalances de carga en el sistema, esta propuesta es atractiva debido a su sencillez.

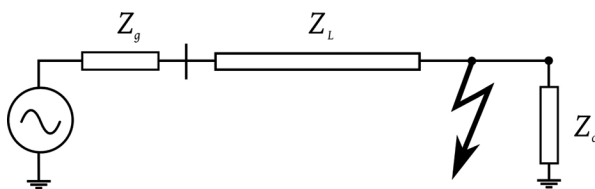


Figura 4. Sistema de distribución equivalente según la técnica planteada por Novosel.

El método tiene en cuenta la impedancia de la fuente (Z_g), la impedancia total de las líneas entre la fuente y el punto de falla (Z_L) y la impedancia equivalente de la carga (Z_c). Para tener en cuenta la impedancia de la fuente se hace uso de un análisis guiado por la diferencia entre las corrientes de posfalla y prefalla.

En este caso la ecuación a resolver es:

$$Z_{app} = Sz_l + R_f \left[\left(\frac{\Delta I_f}{I_f} \right) \left(\frac{I_f^m}{\Delta I_f} \right) \right]^{-1} \quad (3)$$

Donde,

- S : Distancias desde la subestación hasta el punto de falla
- R_f : Resistencia de falla
- I_f : Corriente de falla
- I_f^m : Corriente de falla medida en la subestación
- ΔI_f : Es la corriente superimpuesta

Porque las tres primeras variables en un principio son desconocidas, el método es iterativo. Como dato inicial para empezar a iterar, se asume que la corriente superimpuesta está en contrafase con respecto a la corriente de falla medida.

Yang [15] considera el sistema completamente balanceado, y por lo tanto, puede derivarse una expresión para la distancia a la cual ocurre la falla directamente desde la ecuación de la impedancia aparente. Como consecuencia de esto, la corriente de compensación utilizada en la impedancia aparente para tener en cuenta el efecto de la resistencia de falla pierde su significado y se convierte en un factor que es utilizado para extender el método para los casos bifásicos y trifásicos.

En este caso la ecuación para la impedancia aparente es:

$$Z_{app} = sz_l^+ + 3 \frac{I_f^- R_f}{I_{i,f}^- K^-} \quad (4)$$

- s : Distancia a la falla desde el nodo anterior a la falla.
- $I_{i,f}^-$: Es la corriente inyectada al nodo fallado desde el nodo anterior a esta.
- I_f^- : Es la corriente de falla de secuencia negativa.
- K^- : Factor que mide la contribución del generador a la corriente de secuencia negativa.

Dado que de esta ecuación todos los valores se pueden calcular de los valores medidos en la subestación, la única incógnita es s . Separando parte imaginaria de real y resolviendo las ecuaciones para s resulta que:

$$s = \frac{X^m + R^m \tan a}{X_L + R_L \tan a} \quad (5)$$

Donde el superíndice m indica que son valores derivados de las medidas, el subíndice L hace referencia a los valores totales de resistencia y reactancia de la línea. El ángulo α , es la diferencia entre el ángulo de la corriente I_f^- e I_{if} .

2.1.4 Método de Ratan Das

Este método también usa la magnitud de la corriente de línea de secuencia positiva y cero para determinar el tipo de falla. Esto se hace con ayuda de estudios previos de cortocircuito sobre el sistema, para determinar los valores mínimos de corriente en condiciones normales y el valor máximo de secuencia cero tolerable por el circuito. Si se supera alguno de estos umbrales, se puede detectar el tipo de falla y si ha sido a tierra o no mediante la inspección y comparación entre dichos valores.

Luego, aprovechando el hecho de que la reactancia medida antes del nodo fallado (X_f^u) es menor que la medida desde el nodo fallado (X_f^m), se localizan el par de nodos entre los cuales se encuentra la falla. Este hecho se muestra en la Figura 5 y se explica a continuación.

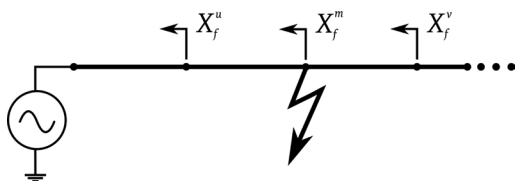


Figura 5. Principio aplicado para localizar los nodos fallados en el método propuesto por Ratan Das.

En primer lugar se toma como referencia la reactancia de secuencia positiva vista desde la subestación en estado de falla, luego se compara de manera sistemática con la reactancia de secuencia positiva calculada a partir de los datos del circuito. En el momento que esta última sea mayor que la medida, se habrá encontrado la sección fallada.

Una vez hallados los nodos entre los cuales ocurrió la falla se simplifica la red de transmisión, tal como se muestra en la Figura 6, para obtener los valores de tensión y corriente en el nodo inmediatamente anterior al de falla. Estas tensiones y corrientes se calculan de manera similar a lo expuesto por Girgis, sólo que en este caso las cargas (Ramas en paralelo) dependen de la tensión del nodo al cual están conectadas. La ubicación de la falla, dada la línea fallada se calcula

usando un principio similar al usado por Srinivasan. La diferencia fundamental con este último radica en que R.Das desarrolla una serie de coeficientes para resolver de manera iterativa y directa el problema planteado en el sistema de ecuaciones (2).

Entonces, con los valores de tensión y corriente de secuencia en el nodo previo a la falla se hallan las tensiones y corrientes de secuencia en el punto de falla, y luego se halla la ubicación igualando a cero la parte imaginaria de la impedancia de secuencia.

Finalmente se procede a la actualización de los valores de tensión y corriente. Con los valores actualizados se vuelve a hallar la distancia a la cual ocurrió la falla y si es aceptable la diferencia existente entre este valor y el anterior, se da por terminado el algoritmo; de lo contrario se deben continuar las iteraciones [16].

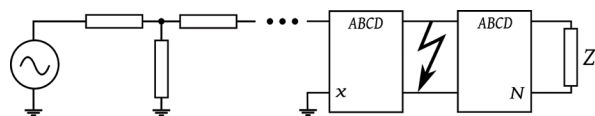


Figura 6. Esquema del sistema del sistema de distribución equivalente para aplicar el método de Ratan Das.

2.1.5 Método de Saha

El método expuesto en [5] propone una técnica de dos etapas. La primera ubica los nodos donde la falla ha ocurrido iterativamente. Para esto, se toma la resistencia de falla igual a cero y se calcula la impedancia de falla Z_f vista hasta el nodo k con base en el conocimiento que se tiene del sistema. En tal caso, esta impedancia dependería sólo de las impedancias equivalentes en serie suponiendo que la barra k ha fallado (Z_k^{f1}), y sus respectivas contrapartes en paralelo (Z_k^{f2}), las cuales se usan principalmente para tener en cuenta el efecto de cargas. Si Z_f es negativa, se supone que la línea conectada al nodo inmediatamente anterior es la línea fallada. La Figura 7 muestra el equivalente completo empleado por el método. Téngase en cuenta que el valor de m puede ser ajustado según convenga [5].

Luego, ya sabiendo cual es la sección fallada, se calcula un estimado de la impedancia equivalente del circuito vista a partir del nodo fallado en adelante, ΔZ_f , el cual toma en cuenta la carga atada en el nodo fallado k , las líneas y cargas después de la falla y la resistencia de falla. Esto se hace resolviendo la siguiente ecuación para ΔZ_f :

$$Z_f^m = (1 - m) z_k^{f1} + Z_k^{f2} \parallel (m z_k^{f1} + \Delta Z_f) \quad (6)$$

Tomando en cuenta que Z_f^m es la impedancia medida desde la subestación.

En la segunda etapa se iguala el estimado para ΔZ_f al equivalente encerrado por un rectángulo a trazos mostrado en la Figura 7. Allí la impedancia Z_k es la impedancia paralelo equivalente conectada al nodo k , s la distancia al punto de falla como fracción de la longitud total de la línea y Z_L la impedancia total de la línea.

De aquí se puede deducir una ecuación cuadrática con un único valor posible para la distancia a la distancia a la cual ocurre la falla, tomando como punto de inicio el nodo inmediatamente anterior al punto de falla.

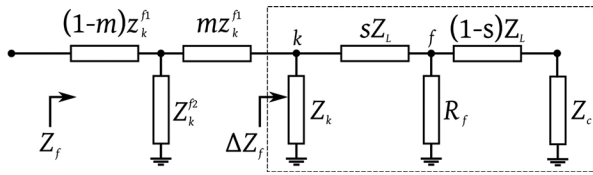


Figura 7. Esquema completo utilizado por el método de Saha para localizar el punto de falla.

Una consideración importante es que la resistencia de falla se supone como cero en la primera etapa. Como consecuencia de este hecho, el método es bastante sensible al incremento de la resistencia de falla [9]. Por otro lado, si la medida de corriente es tomada en la cabecera del alimentador, el método puede verse afectado por la precisión con la que los datos de prefalla son tomados [5].

Además el algoritmo depende del tipo de falla (monofásica a tierra o bifásica) y de la ubicación de las medidas de corriente tomadas (en la cabecera del circuito o en el ramal fallado), ya que las medidas de tensión se asumen que siempre son tomadas en la cabecera del circuito.

2.1.6 Método de las señales Superimpuestas

Con este nombre se identifica al método expuesto en [17], el cual tiene como objetivo servir como un medio de calibración y análisis para relés de transmisión. Pese a esto, su aplicabilidad es inmediata debido a que usa las

señales superimpuestas de secuencia (diferencia entre señales de posfalla y prefalla de secuencia) medidas en un sólo punto de la línea para localizar la falla.

Formalmente, para cada tipo de falla se tiene una expresión en función de las tensiones, corrientes e impedancias de secuencia positiva superimpuestas para determinar la distancia a la cual ocurrió el evento [17]. En este caso, como consecuencia de ser un método para sistemas de transmisión, se necesitan conocer los nodos donde la falla ha ocurrido. En esta ocasión la ecuación a resolver es:

$$\text{Im} \left\{ \frac{A(d) V_L - B(d) I_L}{C(d) \Delta V_L - D(d) \Delta I_L} \right\} = 0 \quad (7)$$

Donde A, B, C, D representa los parámetros de la matriz de transmisión de la línea y DV_L y DI_L son las señales superimpuestas de tensión y corriente respectivamente. Nuevamente en este caso, de trabajar con el modelo de línea corta, una expresión analítica puede ser derivada.

2.2 Localización a partir de análisis circuital directo

Dado lo complejo que puede resultar manejar sistemas desbalanceados con la técnica de las componentes simétricas, se han desarrollado nuevos algoritmos que con base en la matriz de impedancias de fase localizan la falla en el sistema de distribución [18]. A continuación se exponen algunas de las técnicas que usan esta metodología para localizar fallas.

2.2.1 Método de Choi

Esta técnica usa un análisis matricial del sistema distribución, considerando la carga concentrada en el último nodo en paralelo con la resistencia de falla. De la Figura 8 se observa que la corriente de falla puede calcularse con un divisor de corriente, ya que se tiene la corriente I_s . Con esto y el lema de la matriz inversa se simplifica la incorporación de la admitancia de la rama de carga en las ecuaciones del divisor. Dicha simplificación reduce el problema de estimación de la distancia a la solución de un polinomio cuadrático [18].

Pese a que el análisis se realiza únicamente para el caso de falla monofásica [18], en [9] se desarrolló el algoritmo para el resto de fallas. Cabe agregar que, aunque el método toma en cuenta los desbalances, se debe estudiar el impacto que trae sobre la precisión agrupar y variar la carga en el último nodo.

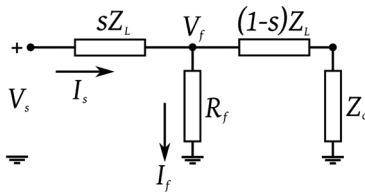


Figura 8. Modelo del sistema de distribución utilizado por Choi para calcular la distancia a la cual ocurre la falla.

2.2.2 Método de Zhu

Este método localiza la posible ubicación de la falla resolviendo las ecuaciones de fase derivadas de un análisis matricial de la red. El circuito equivalente empleado es mostrado en la Figura 9.

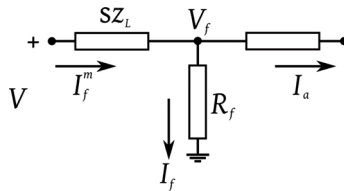


Figura 9. Circuito equivalente empleado por Zhu para determinar la ubicación de la falla.

El algoritmo inicia suponiendo que la corriente de falla es igual a la corriente sensada menos la corriente de carga (Valor inicial de I_a). Con esto se halla un primer estimado para la distancia de la falla con:

$$V = sZ_L I_f^m + R_f I_f \quad (8)$$

Después, con la nueva distancia, se recalcula la tensión en el nodo de falla y a su vez se actualiza el valor de la corriente I_a . Con este valor se calcula un nuevo valor de I_f y se inicia una vez más el proceso hasta que se obtenga la precisión deseada.

Las cargas se modelan dependientes de la tensión, y para tener en cuenta las cargas intermedias y desbalances en la red, se calcula la corriente en el nodo antes de la falla de una manera similar a la presentada en [12]. El problema de múltiple estimación es tratado con una técnica estadística que determina la probabilidad de una zona de estar fallada [8]. Los resultados en [9], plantean una seria pregunta sobre la precisión del método en casos diferentes al de prueba.

2.2.3 Método de Aggarwal

Este método se basa en las llamadas señales superimpuestas de fase (diferencia entre valores de post y prefalla) para localizar la falla. La técnica aprovecha que al introducir en el punto de falla las señales de tensión superimpuestas, las corrientes superimpuestas de las fases no falladas alcanzan un mínimo. Como en una falla trifásica todas las fases están falladas, el método no diferencia y por tanto no es aplicable [7]. En la Figura 10 se muestra este principio.

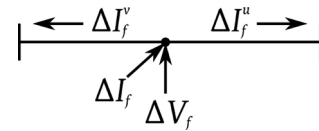


Figura 10. Inyección de una señal superimpuesta de tensión y la respectiva generación de las señales de corriente superimpuestas.

Dado que el procedimiento de encontrar el punto donde sean mínimas las señales superimpuestas debe realizarse sección por sección [7], sería más conveniente aplicar esta técnica una vez se ha determinado en que sección, o en que posibles secciones se encuentra la falla. Una característica de este método, es que a la salida también ofrece el tipo de falla ocurrida.

2.2.4 Gráficas de Reactancia

Esta técnica permite clasificar el tipo de falla teniendo en cuenta el mayor valor de reactancia visto desde la subestación (tanto de fase como de línea) y localizar la falla modificando la distancia a la cual se supone ocurre. Esto gracias a que la reactancia de la fase(s) fallada(s) alcanza un mínimo (cero) en el punto de falla. Esto porque se considera la impedancia de falla netamente resistiva.

La carga se toma concentrada en el último nodo del sistema para lidiar con la incertidumbre de la misma, y aunque aplica la metodología para una red homogénea, se afirma que puede ser fácilmente extrapolada para redes heterogéneas, así como para diversas distribuciones de carga a lo largo del sistema; esto último sujeto a que se conozca previamente la naturaleza de las cargas [6].

2.2.5 Método Morales España

En [19], se presenta el único método que por análisis de circuitos permite atacar directamente el problema de la múltiple estimación a través de un análisis circuital.

En primer lugar el método estima la distancia a la cual ocurrió la falla con los datos de la(s) fase(s) fallada(s), luego, calcula el error que existe entre este valor y el estimado usando las fase(s) no fallada(s) para cada lateral potencialmente fallado. El lateral fallado es aquel que presente el menor error entre el estimado en las fase(s) fallada(s) y las fase(s) no fallada(s).

2.3 Métodos a partir de información

Para lidiar con los problemas de múltiple estimación y conocimiento preciso de los parámetros del sistema, se ha empezado a aprovechar los datos existentes en las subestación. A continuación se presentarán los casos más relevantes de tres clases de este tipo de métodos: Los basados en Máquinas de Soporte Vectorial, en Redes Neuronales y en Análisis Estadístico.

2.3.1 Métodos con Máquinas de Soporte Vectorial

Las Máquinas de Soporte Vectorial o SVM (*Support Vector Machines*) por sus siglas en inglés, son una técnica de clasificación binaria que es resultado del desarrollo de redes neuronales y su combinación con la teoría de optimización y *generalization theories* [20].

En [21] se tiene un detector de fallas que consta de dos módulos principales: Un localizador y un clasificador. El localizador está implementado con SVM, y hace su trabajo gracias a la identificación de la dirección y magnitud de la perturbación de potencia instantánea a través del sistema de distribución. Para tal objeto se ubican varios puntos de monitorización en las cabeceras de ramales donde sea necesario.

La segunda etapa se encarga de clasificar el tipo de evento a través de un sistema experto construido con lógica difusa. Los datos con los cuales se hace esta clasificación son los tomados en la barra cerca a la posible localización de la falla [21].

El método ha mostrado buenos resultados e incluso, aunque no adjuntan datos ni pruebas, se presume que el primer módulo localiza la falla en un entorno práctico. Sin embargo, dos puntos quedan aún por resolverse: el primero es el costo en el cual se incurre para implementar el sistema de monitorización y procesamiento, dado que la monitorización se hace a través de señales de tensión y corriente, es decir, evaluando la potencia instantánea, antes y durante el disturbio. El segundo es menos crítico, y trata de la necesidad de automatizar el proceso de identificación de la clase de falla de cortocircuito que ha ocurrido.

Si bien en el caso anterior la SVM localiza la falla sin tener certeza del tipo de falla que ha ocurrido, en [20], [22], dado que el localizador requiere establecer previamente el tipo de falla, una etapa clasificadora a base de SVM se ha implementado.

Al igual que el anterior, la estrategia está compuesta por dos etapas. Un primer clasificador identifica el tipo de falla, mientras que, dependiendo del tipo de falla, en la segunda etapa se localiza la zona fallada [20].

Para realizar su trabajo, el localizador necesita a la entrada parámetros que caractericen de una manera u otra cada uno de los eventos; estos parámetros son llamados descriptores. Los descriptores usados, de manera individual o en grupos aleatorios, fueron la diferencia entre las señales de prefalla de tensión, corriente y potencia aparente y sus respectivos valores de posfalla, la reactancia de falla y la frecuencia de la señal transitoria [20].

A carga nominal existieron varios conjuntos de descriptores que permitieron una tasa de localización cercana al 100% usando condiciones diferentes a la del entrenamiento. En [23] se realiza un estudio sobre el impacto de la variación de carga que indica que la menor precisión es del 93,75% (porcentaje de aciertos respecto al número total de pruebas realizadas), y ocurrió al localizar fallas monofásicas a tierra con un 60% de la carga nominal. Con el resto de fallas y condiciones de carga (hasta 140% de la carga nominal) se obtuvo una precisión superior al 97% [23].

Las simulaciones realizadas indican que la frecuencia del transitorio es el descriptor más robusto ante los cambios de carga en el sistema. También indican que la reactancia en la fase fallada, a diferencia de la reactancia en las fases no falladas, es un descriptor que se comporta de manera aceptable siempre que se tenga en cuenta la información de las otras fases; y que descriptores basados en diferencias tienen un buen desempeño [23].

2.3.2 Métodos con redes neuronales

Con este tipo de técnicas se pueden encontrar estrategias como la propuesta en [24]. Se usa la transformación Clark-Concordia (transformación de las cantidades de fase al dominio $\alpha, \beta, 0$) sobre las corrientes medidas en uno de los extremos para desacoplar las corrientes. Una vez desacopladas, se construye una matriz S de tres columnas (una por cada componente de corriente) y de tantas filas como muestras de corriente se tomen. Los

valores propios de la matriz $S^T S$ son los descriptores que usa luego la red neuronal para localizar la falla [24]. Este tipo de localizador no se necesita saber qué tipo de falla fue la que ocurrió, puesto que los descriptores usados permiten derivar el tipo de falla a través de un análisis directo.

En contraste, [25] expone como a través de un algoritmo multicapa basado completamente en redes neuronales, se puede construir lo que se llama Sistema de Diagnóstico de Fallas o FDS (*Fault Diagnostic System*) por sus siglas en inglés. Allí se ofrece una guía de como puede llevarse a cabo tareas de detección, localización y clasificación de manera modular.

La clasificación se encuentra conformada por dos módulos, uno que discrimina las fallas de alta impedancia de las de baja impedancia y otro que clasifica las fallas de baja impedancia. El sistema sólo usa las medidas de corriente y tensión de estado estable disponibles en la subestación local y tiene una tasa de éxito superior al 96%, además de haber demostrado una rápida respuesta [25]. Pese a esto, aún queda por ensayarlo en topologías complejas.

Por otro lado, en [26], [27], [28] se presenta un método que con ayuda de la metodología ANFIS (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*) o LAMDA (Creación de conocimiento experto con lógica difusa y desarrollo de un método de aprendizaje con redes neuronales) y la transformada Wavelet, logra localizar la zona fallada de un sistema de distribución un de las veces según las pruebas realizadas a través de simulaciones en el Alternative Transients Program (ATP).

De las pruebas se deduce que los descriptores más relacionados con la topología de la red, presentan el mejor desempeño. El mayor error de clasificación cometido fue de aproximadamente 3% y el menor fue de un poco menos del 1%, al validar la estrategia en 468 escenarios [26].

2.3.3 Métodos estadísticos

Dentro de este tipo de métodos se encuentra el presentado en [29], [30], [31] el cual usa los k - NN (k *Nearest Neighbors*) para localizar las fallas. El algoritmo toma como base las señales de tensión o corriente medidas en la subestación. El mayor error cometido al estimar la zona en la cual ocurrió la falla es del 12%, al estimarla en el nodo 1 del sistema, pese a las variaciones en la resistencia de falla. En promedio

el error se encuentra en 3% al entrenar el sistema con 53% de los datos y probarlo con el resto. La técnica muestra un alto desempeño con relación a la sencillez y flexibilidad que ofrece. Esto último se debe a que no depende del modelo para localizar la falla.

Por otro lado en [32], se usa el algoritmo de la k -medias junto con una serie de reglas para realizar el análisis exploratorio de los datos, con el fin de construir *clusters*. Luego utiliza la metodología de las mezclas finitas junto con descriptores determinísticos y estadísticos extraídos de las medidas, para construir una función de densidad de probabilidad que indica la zona que tiene más probabilidad de estar fallada, dado un conjunto de datos de entrenamiento.

El algoritmo funcionó de manera correcta para el caso de prueba implementado. Las principales desventajas del método radican en el proceso de *clasificación*, ya que puede resultar algo complejo determinar el número de grupos, el número de muestras en cada grupo y los valores iniciales necesarios para empezar el algoritmo. Estas dificultades pueden ser subsanadas con ayuda de datos teóricos y técnicas heurísticas para tomar decisiones. Está última puede resultar afectada en mayor medida por el modelo del sistema [32].

Finalmente en [33] se presenta un algoritmo que usa los llamados *median filters* y *mean filters*, para la detección de fallas en sistemas de potencia, incluyendo una técnica que incumbe la selección de la ventana de muestreo adecuada para obtener la mayor sensibilidad del dispositivo. La principal característica de este algoritmo es que se encuentra basado en un método que discrimina en una de sus etapas las señales de falla [33]. A pesar de los buenos resultados que pueda arrojar esta técnica, no se tiene claro si puede identificar el tipo de falla y cuál sería su desempeño en topologías complejas.

3. ANÁLISIS EN ESTADO TRANSITORIO

Este tipo de técnicas aprovecha la relación entre los parámetros del sistema y la frecuencia de los transitorios y velocidades de las ondas viajeras provocadas ante un cambio de configuración en la red que implica un cambio en la forma como la energía se encuentra distribuida en el sistema. Por esta razón, el principal problema de estos métodos es identificar fallas con pequeños ángulos de inserción [3]. A continuación se presentan dos clases de este tipo de técnicas.

3.1 Métodos por ondas viajeras

La localización de fallas por ondas viajeras no es tan intuitiva como lo pueden ser otros métodos. Esto debido a que las velocidades típicas de la onda viajera dependen en gran medida del medio conductor. En especial, las líneas no falladas de los otros alimentadores y las impedancias internas de las fuentes afectan los picos de las frecuencias de resonancia esperadas. Es decir, la frecuencia de resonancia se ve afectada por la inductancia en el punto de incidencia de la onda [34].

Por otro lado, este tipo de técnica, no depende de los parámetros de la línea ni de la resistencia de falla, lo cual le da una ventaja sobre otras técnicas. Esto se evidencia al comprobar a través de simulaciones que la velocidad de propagación se ve afectada ligeramente por la altura de los conductores y la resistividad del suelo, y en caso que la resistencia de falla sea lo suficientemente pequeña (lo suficiente como para no afectar la potencia de las señales a la frecuencia de resonancia), dicho parámetro no tiene influencia alguna [34].

El método más sencillo que utiliza ondas viajeras se basa en la medición de las variaciones del campo eléctrico y magnético que tienen lugar ante una falla (monofásica en el artículo donde se presenta) en un sistema de distribución aterrizado por medio del *Petersen Coil*. Medidores de campo eléctrico y magnético son ubicados en cada estructura de retención y paso utilizadas para sostener las líneas de distribución, de tal manera que al ocurrir una falla, cada medidor por medio de una señal indique si por la estructura en cuestión pasó la onda viajera producto de la falla y en caso que haya pasado, en qué dirección lo hizo. De esta manera, las cuadrillas de mantenimiento sólo tienen la tarea de observar e interpretar las señales que habría en cada estructura para encontrar la falla [35]. El método está planteado para sistemas de distribución rural, y por esto, la implementación en una zona urbana requeriría un estudio de las posibles fuentes de perturbación electromagnética que pueden afectar al dispositivo. Empero, debido a las grandes variaciones en el campo magnético y eléctrico ante la aparición de un evento de este tipo, los inconvenientes pueden llegar a ser de fácil tratamiento.

Por otro lado, en [36] se muestra una adaptación de las técnicas para líneas de transmisión expuestas en [37], [38], [39]. Para localizar las fallas se necesita medir las señales de corriente del secundario de los CT donde se ubiquen los equipos monitorizadores de calidad de la energía dentro del sistema de distribución. A partir de

esta señal y los parámetros de la red, se modelan las ondas viajeras de tensión considerando que las líneas están correctamente traspuestas.

Para su funcionamiento, el método filtra las componentes de baja frecuencia, y halla la correlación entre la onda incidente y la reflejada para así encontrar los tiempos en los cuales la incidente llega a la barra que está siendo monitorizada. Con este dato se tiene una buena estimación de la distancia entre el punto de medida y el punto de falla. Las pruebas que le fueron realizadas demuestran que el método estima de manera precisa la distancia a la cual ocurrió la falla, ya que incluso lo hace con datos de tensión y corriente estimadas y despreciando el efecto de los ramales, no obstante se debe trabajar aún más para verificar la confiabilidad del método [36]. En esta ocasión, el problema pasa a ser el lograr hallar el número de equipos monitorizadores que se necesitan para localizar una falla de manera inequívoca en un sistema de distribución real.

3.2 Métodos que usan la transformada Wavelet

La transformada Wavelet (TW) es una herramienta que ha encontrado gran acogida para el análisis de señales [40]. Dadas sus características de análisis en frecuencia y tiempo, se ajusta muy bien para trabajar con señales transitorias en sistemas de distribución.

En [41] se expone una aplicación completa de la TW para clasificar y localizar fallas. Se necesita clasificar puesto que esto es un requisito del localizador; las medidas de tensión y corriente trifásicas son tomadas en la subestación. La tasa de muestreo que usa este localizador está entre 60 y 200 Hz debido a que toma hasta el tercer nivel de detalle de la onda [41]. Las pruebas se realizaron con diferentes resistencias de falla sobre un sistema de 19 nodos y sólo falló en determinar la falla en el último tramo del sistema de distribución cuando la resistencia de falla fue de 200 Ω [41].

En [3] se expone también una técnica que usa las señales de corriente y señales de alta frecuencia producidas por ondas viajeras para localizar fallas en un sistema de distribución, usando sólo las medidas disponibles en la subestación. A diferencia del método anterior, este soluciona el problema de múltiples estimación, puesto que al derivar los coeficientes *wavelet* de las corrientes tras haberlas pasado al dominio modal, se puede construir un descriptor (suma cuadrada de los coeficientes *wavelets* derivados) que permite identificar el lateral fallado, incluso ante variaciones de resistencia de falla, cambios en la carga y pequeños ángulos de

inserción de la falla. Esto siempre y cuando se analicen las componentes de 12.5 kHz a 25 kHz . Una vez determinado el lateral fallado, se calcula la distancia a la cual ocurrió la falla con los valores de posfalla. Aunque a primera vista parece prometedor, en el documento dejado por el autor no se especifica qué transformación modal y qué *Wavelet* madre usó.

Finalmente, una combinación de TW con una técnica similar a LAMDA es implementada en [42]. En este método se usan 20 muestras por ciclo, lo cual da una frecuencia de muestreo de $1,2\text{ kHz}$ [42]. No obstante, aunque el localizador parece funcionar bien, el sistema de distribución empleado para pruebas es algo sencillo. Además, se debe realizar el procedimiento expuesto para cada línea de distribución en la red. Ahora, dado que se aplica sobre un sistema aterrizado a través de impedancia, la resistencia de falla no tiene efecto sobre el localizador. También se puede ver afectado por los parámetros de la línea y la capacitancia a tierra del sistema. La evidente ventaja de este algoritmo es la insensibilidad a la forma como el sistema de distribución es alimentado y cambios en la carga; de igual manera, es insensible al tipo de falla.

4. DISCUSIÓN

Para los localizadores basados en análisis de las componentes simétricas y análisis circuital directo, excepto [17], se utilizó el circuito de prueba usado en [16] (Ver Figura 11), considerando las características propias de cada localizador en lo que al modelo de las líneas y la carga se refiere. Por ende, para el modelado de las líneas sólo en el método de Srinivasan y R.Das fue utilizado el modelo de línea larga, el resto trabaja con el modelo de la línea corta. Para el modelado de la carga, Srinivasan et al., Zhu et al., Aggarwal et al. y Das la consideran como una impedancia dependiente de la tensión aplicada a la misma. El resto – exceptuando el método de la reactancia, el cual no toma en cuenta la carga– toman la carga como una impedancia constante.

Fueron simuladas todos los tipos de falla de cortocircuito, teniendo en cuenta cambios de simetría, fallando diez de los nodos del sistema y tomando en cuenta resistencias de falla de 0.05 , 5 y 25Ω [9]. Las demás técnicas de localización son analizadas tomando en cuenta el posible sesgo creado por los circuitos prueba que utilizan en los artículos donde son presentadas.

De la presente revisión se pudo observar que los errores debidos a imbalances en el sistema pueden ser mitigados si en los pasos iniciales se toman en cuenta.

Con esto en mente, el proceso lógico para localizar debería ser: Estimar la(s) sección(es) de circuito posiblemente falladas, hallar las tensiones y corrientes de falla en el nodo anterior al punto fallado, proceder con la localización de la falla.

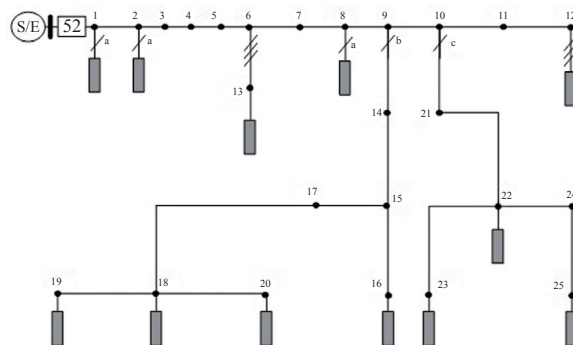


Figura 11. Sistema de distribución de prueba para la mayor parte de los métodos basados en el modelo
Fuente: [6].

Como consecuencia de la aplicación de este principio, técnicas de estado estable dependientes del modelo para localizar fallas en líneas de transmisión que usan dos medidas, se podrían utilizar haciendo uso de tensiones y corrientes calculadas a través de un análisis eléctrico del sistema con datos provenientes de la subestación.

No obstante, lo mismo no sería posible para los métodos de estado transitorio, puesto que es bastante complejo modelar el comportamiento transitorio de la red en cualquier punto de un sistema de distribución disponiendo de sólo un punto de medida. Por esta razón, y debido al costo de los equipos necesarios para realizar este tipo de análisis, las técnicas de estado transitorio se concentran en interpretar las señales sensadas en un punto del sistema, y no a estimar la magnitud de las señales transitorias en otros puntos del sistema.

Ahora, aunque por lo general se tiene un punto de medida dentro de la subestación, la ubicación de dicho punto es forzada por regulaciones establecidas para velar por la calidad del servicio de energía eléctrica [43]. Luego, si es estratégico el punto o si éste es suficiente para permitir una localización eficiente, no se tiene muy claro. En [44] se intenta dar luz a este problema y por tanto, ofrece un nuevo parámetro con el cual evaluar técnicas tales como las presentadas en [21], [35], [45], [46], [47], [48].

Por otro lado, en [49] se analiza el desempeño de tres técnicas de estado estable a partir de la información. Allí se puede observar una aparente superioridad

de la técnica basada en SVM, frente a la que usa la metodología LAMDA y las mezclas finitas. Sin embargo, esta superioridad se puede atribuir a los cambios en los descriptores y zonas que deben tolerar las técnicas ya nombradas. Luego, la selección adecuada de los descriptores y las zonas juega un papel importante en el desempeño del localizador.

Otro factor a tener en cuenta con las técnicas que aprovechan la información del sistema, y que tal vez pueda pasarse por alto, es la relevancia de los datos que toma como referencia una vez se ha incorporado el equipo localizador. Esto debido a que datos interpretados erróneamente pueden disminuir la eficiencia del localizador. En consecuencia, un protocolo que seleccione adecuadamente que datos deben ser incorporados a la base de datos una vez implementado el localizador en un entorno práctico, es de vital importancia para asegurar un buen funcionamiento en el largo plazo.

Finalmente, en lo que a localización por TW se refiere, dos aspectos toman relevancia: El primero es la necesidad de escoger de manera adecuada la Wavelet madre a utilizar, para así caracterizar la mayor parte de frecuencias del transitorio y llegar a conclusiones más precisas; en [50], se habla de la necesidad de incluso construir la Wavelet madre para aprovechar al máximo la información disponible. El segundo punto es la necesidad de evaluar la viabilidad práctica y financiera de implementar un localizador Wavelet antes de decidir implementarlo. Esto por los costos de los equipos de medida y complejidad computacional que se necesita para llevar a cabo este tipo de análisis.

5. CONCLUSIONES

En este artículo se presenta una revisión de diferentes técnicas y estrategias para localizar fallas en sistemas de distribución. El desarrollo mostró que cada técnica presenta alguna falencia, por ello se debe buscar la combinación adecuada para derivar un algoritmo de rendimiento superior. Así por ejemplo, en una etapa se pueden ubicar tramos fallados (estrategia uno), luego se ubicaría la falla dada la posible sección fallada (estrategia dos), para finalmente seleccionar la ubicación real de la falla (estrategia tres).

Por otra parte, la cantidad de puntos de medida puede jugar un papel importante en la elección de la técnica localizadora. En particular, el desarrollo de técnicas que aprovechen las tecnologías de la información

y comunicación aplicadas a la monitorización y automatización de la operación de los sistemas de distribución juega un papel importante en el éxito de este tipo de estrategias.

De las técnicas de análisis transitorio, se observa que no se ha podido aprovechar al máximo las herramientas computacionales para analizar este tipo de fenómeno. Finalmente, debe quedar claro que no siempre la solución más compleja y costosa es la mejor. Se deben implementar técnicas sencillas de localización, basadas en un análisis previo de la red de distribución y una técnica mixta de análisis.

Finalmente, cada estrategia y cada dato debe ser estudiado para validar, analizar y localizar adecuadamente, pese al nivel de complejidad que pueda presentarse en los datos, la configuración del circuito y los modelos y estrategias a emplear.

6. ANEXO

En la Tabla 1 se encuentra un pequeño resumen de los aspectos más importantes de cada una de las técnicas de estado estable basadas en análisis circuital (tanto las que usan componentes simétricas como las que emplean análisis directo). Allí se define la flexibilidad como la capacidad de la metodología de incorporar otros modelos diferentes a los usados por defecto. Con esto en mente, se define:

- Flexibilidad alta: Si puede utilizarse cualquier modelo para calcular los valores de las variables conocidas utilizadas en la localización.
- Flexibilidad media: Si puede calcularse por cualquier modelo las variables conocidas pero no es posible cambiar el modelo con el cual se localiza la falla. Ej: El método de Srinivasan consiste en despejar la distancia con ayuda de dos ecuaciones que se forman al utilizar los parámetros ABCD de la línea. Pese a esto, los valores del lado emisor pueden hallarse por cualquier otro método, ya que esto no afecta las ecuaciones que se plantean en el punto de falla.
- Flexibilidad baja: Si no puede modificarse en ninguna de sus etapas la metodología sin que ésta o las ecuaciones planteadas para la localización cambien.

Finalmente, se muestra cuales de las técnicas necesitan una estimación inicial y cuáles no.

Tabla 1. Resumen de las características más importantes de los localizadores de estado estable basados en análisis de las variables eléctricas a través de las componentes simétricas o análisis directo del circuito.

Localizador	Flexibilidad	Estimación Inicial		Observación
		Sí	No	
Componentes simétricas				
Componente Reactiva [11]	Alta			Sólo presenta buen desempeño para fallas trifásicas, incluso con resistencias de fallas de 25Ω .
Srinivasan [12]	Media			Con el modelo de línea corta el método ofrece una expresión analítica para la localización de la falla.
Girgis [13]	Media			Puede lidiar con desbalances porque son tomados en cuenta con el método usado para calcular las caídas de tensión.
Novosel [14]	Media			La carga del sistema es acumulada en el último nodo, puesto que se supone que el aporte de la corriente de falla es mucho mayor para los nodos anteriores al nodo fallado.
Yang [15]	Media			Aunque el sistema se considera totalmente balanceado, esta técnica puede lidiar con la alimentación múltiple.
R. Das [16]	Baja			Ofrece una metodología para determinar el tipo de falla y una estimación de los nodos posiblemente fallados, lo cual es un aporte importante para aquellas técnicas que necesitan un estimado inicial para mejorar significativamente su precisión.
Saha [5]	Baja			Se ve afectado significativamente por las variaciones en la resistencia de falla debido a que inicialmente esta se asume como cero.
Señales Superimpuestas [17]	Media			Permite una localización con datos en ambos terminales de la línea y muestra el proceso de filtrado llevado a cabo para tomar los valores eficaces de tensión y corriente.
Análisis circuital directo				
Choi [18]	Media			Tienen un buen desempeño para la localización de fallas monofásicas.
Zhu [8]	Media			Resuelve el problema de múltiple estimación utilizando una técnica estadística complementaria.
Aggarwal [7]	Media			Aunque no puede ser usado para localizar una falla trifásica, ofrece el tipo de falla como dato de salida, a diferencia de la mayoría de las técnicas hasta ahora mencionadas, las cuales necesitan el tipo de falla como dato de entrada.
Graficas de reactancia [6]	Media			Ofrece una metodología para conocer el tipo de falla, puesto que necesita saber el tipo y fases falladas para localizar la falla.

7. REFERENCIAS

- [1] CREG, Resolución 097.: Comisión de Regulación de Energía y Gas, Septiembre, 2008.
- [2] B. Terzic, "Distribution Companies of the Future," Power Engineering Review, *IEEE*, vol. 22, 2002, pp. c2-c2.
- [3] F.H. Magnago y A. Abur, "A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals," Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. *IEEE*, vol. 1, pp. 426-431.
- [4] *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines.*: Power System Relaying Committee, IEEE Power Engineering Society, C37.114, 2004
- [5] M.M. Saha, E. Rosolowski, y J. Izykowski, "ATP-EMTP Investigation for Fault Location in Medium Voltage Networks," International Conference on Power Systems Transients, 2005.

- [6] G. Morales-España, J. J. Mora-Flórez, and H. R. Vargas Torres, "Método de Localización de Fallas en Sistemas de Distribución Basado en Gráficas de Reactancia," *Scientia et Technica*, Universidad Tecnológica de Pereira, vol. 34, 2007, pp. 49-54.
- [7] R. K. Aggarwal, Y. Aslan, y A. T. Johns, "An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps," *Proc. Sixth International Conference on (Conf Developments in Power System Protection Publ. No. 434)*, 1997, pp. 184-187.
- [8] J. Zhu, D. L. Lubkeman, and A. A. Girgis, "Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, 1997, pp. 801-809.
- [9] J. J. Mora-Flórez, J. Meléndez, y G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, 2008, pp. 657-666.
- [10] J. J. Mora-Flórez, "Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento.": [Tesis de doctorado]. Escola Politecnica Superior, Universitat de Girona, 2006.
- [11] A. R. Warrington and C. Van, *Protective relays. Their theory and practice*, vol. 1, 1968, Chapman and Hall Ltd. London.
- [12] K. Srinivasan y A. St. Jacques, "A new fault location algorithm for radial transmission lines," *Power Transactions on Power Delivery*, vol. 4, 1989, pp. 1676-1682.
- [13] A. A. Girgis, C. M. Fallon, and D. L. Lubkeman, "A fault location technique for rural distribution feeders," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, 1993, pp. 1170-1175.
- [14] D. Novosel, D. Hart, and J. Myllymaki, "System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads.": US patent N°5,839,093, 1998.
- [15] L. Yang, "One terminal fault location system that corrects for fault resistance effects.": United States Patent N° 5 773 980, 1998.
- [16] R. Das, "Determining the locations of faults in distribution systems," *Doctoral disertation*, University of Saskatchewan Saskatoon, 1998.
- [17] C. E. de and L. Cera-Zanetta, "Simulation of Fault Location Algorithms in ATP Program Using "C" Link," *International Conference on Power Systems Trasients*, 2003.
- [18] M. S. Choi, S. J. Lee, D. S. Lee, and B. G. Jin, "A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems," *Power Delivery*, *IEEE Transactions on*, vol. 19, 2004, pp. 35-41.
- [19] G. Morales-Espana, J. J. Mora-Florez, y H. R. Vargas-Torres, "Elimination of Multiple Estimation for Fault Location in Radial Power Systems by Using Fundamental Single-End Measurements," *Power Delivery*, *IEEE Transactions on*, vol. 24, 2009, pp. 1382-1389.
- [20] J. C. Rodríguez-Suárez, "Detección y localización de fallas en los sistemas de energía mediante la técnica máquinas de soporte vectorial (SVM).": [Tesis de maestría]. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [21] D. Shakya y S. N. Singh, "SVM based fault location and classification using fuzzy classifier for PQ monitoring," *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2008 - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-8.
- [22] G. Morales-España y A. Gómez-Ruíz, "Estudio e implementación de una herramienta basada en máquinas de soporte vectorial aplicada a la localización de fallas en sistemas de distribución.": [Trabajo de grado]. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2005.
- [24] G. Morales-España, H. R. Vargas Torres and J. J. Mora-Flórez, "Influencia de la Variación en la Carga y del Tamaño de la Zona en la Precisión de un Localizador de Fallas para Circuitos de Distribución," *Revista UIS Ingenierías*, vol. 6, 2007, pp. 47-57.
- [25] L. Sousa Martins, J.F. Martins, V. Fernao Pires, and C.M. Alegria, "A neural space vector fault

- location for parallel double-circuit distribution lines,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 27, 2005, pp. 225-231.
- [26] E.A. Mohamed, N.D. Rao, “Artificial neural network based fault diagnostic system for electric power distribution feeders,” *Electric Power Systems Research*, vol. 35, 1995, pp. 1-10.
- [27] J. J. Mora-Flórez, G. Carrillo, and L. Perez, “Fault Location in Power Distribution Systems using ANFIS Nets and Current Patterns,” *Proc. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America TDC '06*, pp. 1-6, 2006.
- [28] V. A. Barrera-Nuñez, “Sistemas de distribución: Metodología para la localización de fallas mediante la aplicación de inteligencia artificial.”: [Trabajo de grado]. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [29] J. A. Cormane-Angar “Modelo estadístico para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.”: [Tesis de maestría]. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [30] L. E. López-Ruiz, “Localización de Fallas: Herramienta de Clasificación Basada en Mezclas Finitas.”: [Trabajo de grado]. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- [31] Marco Fidel Suárez-Sanchez y Edwin Salamanca-Torres, *Localización de fallas: Reconocimiento estadístico de patrones.*: Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres y Jorge Andrés Cormane. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [32] J. J. Mora-Flórez, J. Cormane-Angarita, and G. Ordóñez-Plata, “k-means algorithm and mixture distributions for locating faults in power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, 2009, pp. 714-721.
- [33] D.M. Gilbert, I.F. Morrison, “A Statistical Method for the Detection of Power System Faults,” *International Conference on Power Systems Transients*, 1995.
- [34] A. Valenti, G. Huard, P. Johannet, F. Brouaye, and P. Bastard, “Travelling Wave Fault Location for Radial MV Distribution Systems, Theoretical Approach and EMTP Simulations,” *International Conference on Power Systems Transients*, 1999.
- [35] E. Bjerkan y T. Venseth, “Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators,” *International Conference on Power Systems Transients*, 2005.
- [36] D.W.P. Thomas, R.J.O. Carvalho, and E.T. Pereira, “Fault location in distribution systems based on traveling waves,” *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 2, pp. 24-28.
- [37] Z. Q. Bo, G. Weller, and M. A. Redfern, “Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, 1999, pp. 73-79.
- [38] P.F. Gale, P. Crossley, X. Bingyin, G. Yaozhong, B. Cory, and J. Barker, “Fault location based on travelling waves,” *Developments in Power System Protection, 1993., Fifth International Conference on*, pp. 54-59.
- [39] D. Chanda, N.K. Kishore, and A.K. Sinha, “Application of wavelet multiresolution analysis for identification and classification of faults on transmission lines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 73, 2005, pp. 323-333.
- [40] O. Chaari, M. Meunier, and F. Brouaye, “Wavelets: a new tool for the resonant grounded power distribution systems relaying,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, 1996, pp. 1301-1308.
- [41] U.D. Dwivedi, S.N. Singh, and S.C. Srivastava, “A wavelet based approach for classification and location of faults in distribution systems,” *Annual IEEE India Conference. INDICON 2008.*, vol. 2, pp. 488-493.
- [42] F. Chunju, K.K. Li, W.L. Chan, Yu Weiyong, and Zhang Zhaoning, “Application of wavelet fuzzy

neural network in locating single line to ground fault (SLG) in distribution lines,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, 2007, pp. 497-503.

- [43] CREG, Resolución 024.: Comisión de Regulación de Energía y Gas, Abril, 2005.
- [44] Y. Liao, “Fault location observability analysis and optimal meter placement based on voltage measurements,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, Issue 7, 2009, pp. 1062-1068.
- [45] D.T.W. Chan, C.Z. Lu, “Distribution system fault identification by mapping of characteristic vectors,” *Electric Power Systems Research*, vol. 57, 2001, pp. 15-23.
- [46] V.N. Gohokar y M.K. Khedkar, “Faults locations in automated distribution system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 75, 2005, pp. 51-55.
- [47] L. Peretto, R. Sasdelli, E. Scala, and R. Tinarelli, “Fault Location Method Integrating a Distributed Measurement System and Wavelet Analysis,” *Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, 2007. IMTC 2007. IEEE*, pp. 1-6.
- [48] R.H. Salim, K. de Oliveira, A.D. Filomena, M. Resener, and A.S. Bretas, “Hybrid Fault Diagnosis Scheme Implementation for Power Distribution Systems Automation,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, 2008, pp. 1846-1856.
- [49] G. Morales-España, J. J. Mora-Flórez, y G. Carrillo-Caicedo, “Evaluación Comparativa de Tres Métodos de Clasificación Aplicados al Problema de la Localización de Fallas de Cortocircuito en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica,” *Scientia et Technica, Universidad Tecnológica de Pereira*, vol. 35, 2007, pp. 19-24.
- [50] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C.A. Nucci, and M. Paolone, “Continuous-Wavelet Transform for Fault Location in Distribution Power Networks: Definition of Mother Wavelets Inferred from Fault Originated Transients,” *International Conference on Power Systems Transients, 2007*.

8. CURRÍCULUM

Iván David Serna Suárez. Ingeniero electricista de la Universidad Industrial de Santander (UIS). Actualmente se encuentra realizando los estudios de maestría en ingeniería eléctrica en la UIS. Sus campos de interés son la calidad de la energía en sistemas de distribución enfocada a la mejora de la continuidad y confiabilidad del servicio de la energía y los mercados de energía

Gilberto Carrillo Caicedo. Ingeniero electricista de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Colombia en 1977; M.Sc. en ingeniería del Rensselaer Polytechnic Institute, Estados Unidos en 1981; Especialista en Investigaciones del Instituto tecnológico de la Universidad Pontificia Comillas (UPCO), España en 1994; Ph.D de la UPCO, España en 1995. Profesor titular laureado de la UIS. Áreas de interés: Mercados de energía eléctrica, servicios complementarios, calidad de la energía eléctrica y gestión tecnológica.

Hermann Raúl Vargas Torres. Ingeniero Electricista y Master en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Doctor de la Universidad Pontificia Comillas en España. Actualmente es docente de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander.