

Asociación Argentina
de Mecánica Computacional



Mecánica Computacional Vol XXXVI, págs. 2099-2110 (artículo completo)
José G. Etse, Bibiana M. Luccioni, Martín A. Pucheta, Mario A. Storti (Eds.)
San Miguel de Tucumán, 6-9 Noviembre 2018

ÍNDICE PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADO EN CAÍDAS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FAULT LOCATION INDEX FOR DISTRIBUTION POWER SYSTEM RESTORATION USING VOLTAGE SAGS

Leandro P. Fiaschetti^{a,c}, Matías A. Antunez^{b,c} y Gustavo Boroni^{b,c}

^aComisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (CIC-PBA), Buenos Aires, Argentina

^bConsejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina

^cPladema Institute, Gral. Pinto 339, 7000 Tandil, Argentina

Palabras clave: Ubicación de fallas, Sistemas de distribución de energía eléctrica, Redes inteligentes.

Resumen. Debido a la expansión de los sistemas de distribución de energía, garantizar un servicio sin interrupciones es un área de gran interés en el estudio de los sistemas eléctricos. En este contexto, los sistemas de distribución pueden ser afectados por tormentas, animales, o simplemente el deterioro de los equipos ubicados en campo. Por esta razón, es importante que este tipo de sistemas pueda identificar y aislar la ocurrencia de una falla tan rápido como sea posible. Este trabajo propone un método de ubicación de fallas aplicable a cualquier red de distribución. El método propuesto calcula un valor de índice para cada nodo del sistema a partir de la caída de tensión producida por fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas. El enfoque propuesto es analizado sobre una red de 34 nodos de IEEE, donde los resultados obtenidos permiten concluir que es posible identificar el tipo de falla, la sección y su ubicación con gran precisión.

Keywords: Fault location, Distribution power systems, Smart grid.

Abstract. Due to the expansion of distribution power systems, ensuring uninterrupted service is a topic of great interest in the study of electrical systems. In this context, distribution systems can be affected by several reasons, such as storms, animals, or simply aging of the equipment. For this reason, it is interesting that this kind of systems can identify and isolate faults as fast as possible. This work proposes a fault location method applicable to any power distribution system considering a fixed number of nodes as a measurement point. The proposed method calculates an index value for each node from the voltage sags generated by single-line to ground, two-phase, two-phase to ground and three-phase faults. This approach is analyzed by means of a free standard distribution system model (IEEE 34 node test feeder), finding good-quality results.

1. INTRODUCCIÓN

El incremento de las interrupciones del suministro eléctrico en las redes de distribución de energía se ha convertido un tema de gran interés, sobre todo en las áreas de planificación, operación y distribución de las distribuidoras que proveen este servicio. Ante dichas interrupciones, los proveedores del servicio eléctrico pueden tener severas penalidades económicas, lo cual los obliga a realizar un continuo balance entre los costos asociados a la confiabilidad del servicio y los costos generados por dichas interrupciones.

Existen diferentes índices para medir la confiabilidad de un sistema eléctrico, y que son utilizados en el área de transporte y distribución de energía. Como menciona [Falaghi et al. \(2005\)](#), los índices más usados son SAIFI (Frecuencia media de interrupción del servicio) y SAIDI (Duración media de las interrupciones del servicio). El primero mide la frecuencia de interrupciones en las instalaciones eléctricas causadas por fallas. El segundo mide el tiempo total de las interrupciones, el cual está estrictamente relacionado con los recursos disponibles (cuadrillas, vehículos, materiales y dispositivos de comunicación).

En los sistemas de distribución, las interrupciones más comunes son causadas por fallas, las cuales pueden ser originadas por varias razones tales como climáticas, accidentales, o por el deterioro del equipamiento ([Saha et al. \(2009\)](#)). Debido a los costos que causan los cortes de la energía eléctrica, el diagnóstico de fallas resulta un tema de gran interés en el estudio de los sistemas eléctricos. En este sentido, la identificación y localización de tales eventos puede reducir considerablemente el impacto de los índices mencionados y por lo tanto, proveer una mejor calidad de servicio.

En la literatura existen varios métodos eficientes para localizar fallas en sistemas de transmisión. Alguno de ellos son propuestos por [Shaik y Pulipaka \(2015\)](#); [Livani y Evrenosoglu \(2014\)](#); [Kang et al. \(2015\)](#); [Davoudi et al. \(2015\)](#); [Majidi et al. \(2017\)](#). Sin embargo, estos métodos no son aplicables a las redes de distribución debido a características propias de la distribución: 1) carencia de puntos de medición de tensión y corriente; 2) laterales monofásicos y trifásicos; 3) redes desbalanceadas; 4) cargas con conductores heterogéneos. En este sentido, como se menciona en [Herrera-Orozco et al. \(2014\)](#), se han generado soluciones que están enmarcadas en dos grandes grupos: métodos basados en el modelo (MBM) y métodos basados en el conocimiento (KBM). Los primeros estiman la ubicación de la falla a partir de la utilización de las mediciones de tensión y corriente incluyendo los parámetros de la red. Los segundos usan otro tipo de información tales como patrones obtenidos desde las señales de tensión y corriente, tipos de cargas, dispositivos de protección e información recopilada de casos previos.

Los MBM más comúnmente usados en sistemas de distribución calculan la distancia de falla a partir de la estimación de la impedancia en la barra de la subestación. [Majidi et al. \(2015\)](#) propone localizar las fallas a partir un método que usa las tensiones de falla y pre-falla tomadas desde los medidores colocados en los alimentadores y la matriz de admitancia resultante del sistema. [Gabr et al. \(2017\)](#) presenta un método basado en la impedancia, el cual utiliza las tensiones y corrientes desde una sola subestación, considerando aspectos complejos de las redes de distribución (por ejemplo cargas intermedias a lo largo del alimentador, cargas variables en el tiempo y desbalance de la red). [Dashti y Sadeh \(2014\)](#) describe un método que detecta fallas de cualquier tipo a partir de los parámetros y características de la línea. Por otra parte, [Alwash et al. \(2015\)](#) presenta un enfoque novedoso para la ubicación de fallas basado en la impedancia, y que considera todos los tipos de falla.

Si bien muchos de los métodos mencionados anteriormente presentan resultados aceptables, la principal desventaja es el problema de la estimación múltiple. Este problema se produce de-

bido a que existen muchas ramas en la red (Mirzaei et al. (2009)), lo que significa que hay múltiples posibles ubicaciones de la falla para una misma distancia. En este contexto, los KBM presentan una alternativa interesante para la localización de fallas evitando dicho problema. En Gururajapathy et al. (2017) se describe una recopilación de algoritmos basados en redes neuronales artificiales (ANN), máquinas de soporte vectorial (SVM), lógica difusa, algoritmos genéticos (GA) y enfoques basados en matching, que resuelven la estimación múltiple. Sin embargo, para una implementación eficiente de este tipo de métodos, es necesario una gran cantidad de información proveniente de situaciones previas, lo cual no está usualmente disponible. Asimismo, en los últimos años, el uso de medidores inteligentes ha generado la aparición de un nuevo paradigma en el análisis de las redes inteligentes Estebsari et al. (2018). En lo que concierne a la ubicación de fallas, este paradigma utiliza la caída de tensión desde los medidores y realiza una comparación con las caídas de tensión pre-calculadas para determinar el nodo que posee la falla (Bahmanyar et al. (2016)).

En este trabajo, se propone un método novedoso a partir de la implementación de un enfoque de dos etapas. En la primer etapa, se determina la sección de la falla a partir de la comparación de caídas de tensión (extraídas de los dispositivos de medición) y las caídas de tensión pre-calculadas y guardadas en una base de datos (DB). En la segunda etapa, se utilizan las tensiones y corrientes para estimar la distancia de la falla, mediante el uso de un método de estimación basado en reactancia. En este sentido, es posible obtener una localización de la falla precisa, distinguiendo además el tipo de falla y la fase en la que ocurre, eliminando así el problema de la estimación múltiple.

El paper está organizado de la siguiente manera: en la sección 2 se describe el método propuesto, en la sección 3 se presentan los resultados considerando diferentes escenarios (diferentes parámetros de fallas y ubicaciones), y por último, en la sección 4 se presentan las conclusiones y los trabajos a futuro.

2. ENFOQUE PROPUESTO

Como se mencionó en la sección previa, en este artículo se propone un enfoque basado en dos etapas. El mismo usa las mediciones de tensión y corriente en la cabecera del sistema de distribución y las medidas almacenadas en los dispositivos de medición ubicados en distintos puntos de la red. En la primer etapa, se determina la sección y el tipo de la falla. En la segunda etapa se utilizan las mediciones de tensión y corriente provistas por el punto de medición más cercano con el objetivo de estimar la distancia dentro de la sección estimada (Figura 1). De esta manera es posible obtener un único punto de falla en la red.

Previo a la ejecución del método que ubica la falla, es necesario contar con una base de datos que proporcione información de las diferentes fallas que pueden ocurrir en la red. En el esquema propuesto, este proceso se realiza a partir de un simulador de redes eléctricas, a través del cual pueden ser simulados diferentes escenarios de falla. Las caídas de tensión obtenidas de cada simulación serán comparadas con los valores en tiempo real reportados por los medidores dispuestos en la red. De este modo, se calcula un valor de índice para cada nodo, y aquel que obtenga el valor más alto será considerado como candidato para determinar la sección de falla. Luego de este proceso, se aplica un método de localización de fallas basado en reactancia para estimar la distancia entre el punto de medición más cercano y el punto de falla.

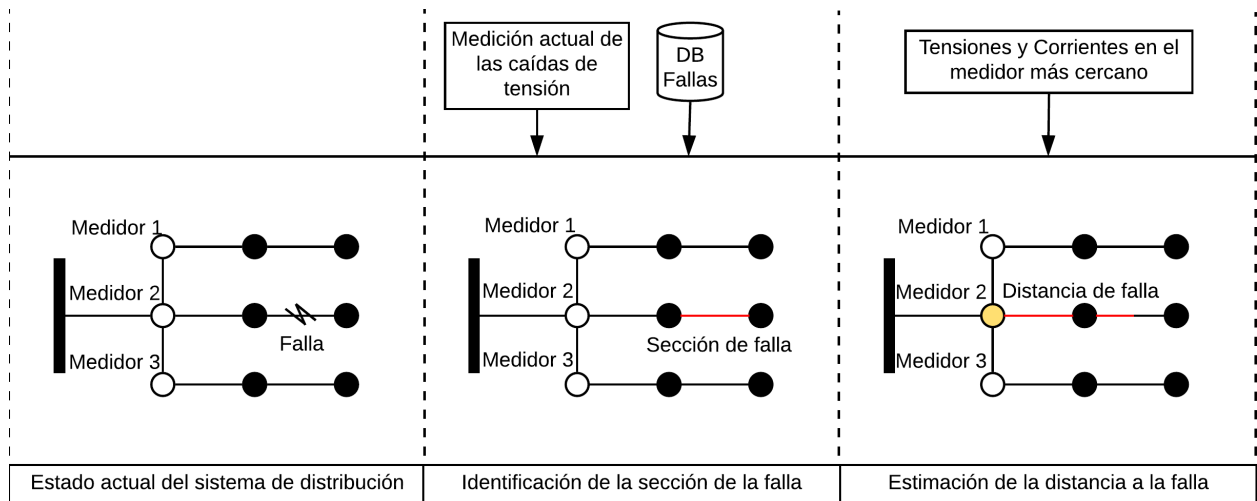


Figura 1: Ilustración del método propuesto.

2.1. Inicialización: generación de la base de datos

Para la primer etapa es necesario contar con una base de datos (DB) que será utilizada para determinar la sección donde ocurre la falla. Dicha DB contiene la caída de tensión en las 3 fases para cada nodo del sistema de potencia. En este sentido, la misma se representa como una matriz M de $N \times N \times 3$ dimensiones, donde N es el número total de nodos, y 3 es el número de fases (Figura 2). Las coordenadas (i, j) se corresponden con las mediciones en el nodo j cuyos valores son producidos por una falla en el nodo i .

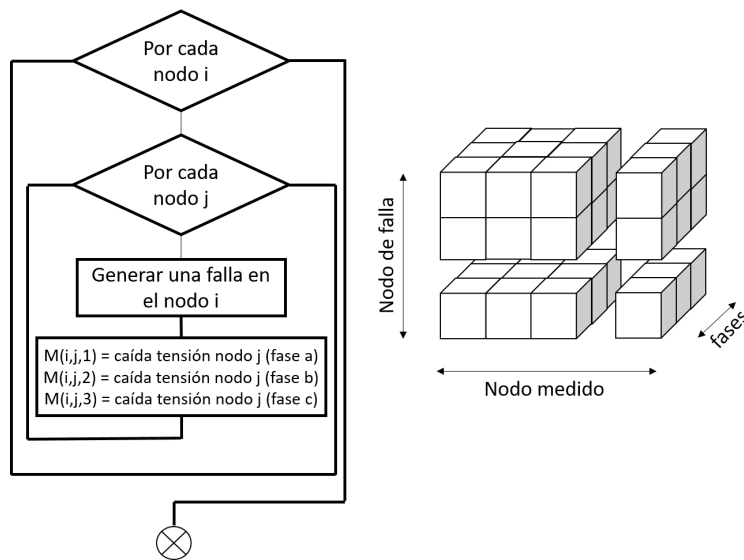


Figura 2: Base de datos de fallas.

Teniendo en cuenta que este trabajo considera cuatro tipos de fallas: monofásica a tierra (fase a, b o c), bifásica (fases a-b, b-c o c-a), bifásica a tierra (phase a-b-g, b-c-g or c-a-g) y trifásicas (a-b-c), se deben construir 10 matrices para determinar la sección y el tipo de la falla.

2.2. Etapa 1: identificación de la sección de falla

Esta etapa utiliza las caídas de tensión reportadas por los dispositivos digitales de medición, y las caídas de tensión pre-calculadas y almacenadas en la DB. El método desarrollado es una variante del método propuesto por [Pereira et al. \(2009\)](#), incorporando las tres fases del sistema de potencia. Este enfoque asume que cada falla particular causa diferentes caídas de tensión en cada nodo del sistema. Por lo tanto, es posible calcular un valor de índice (I_j) para cada nodo, comparando las medidas obtenidas en tiempo real con las medidas almacenadas en la DB. El cálculo del índice correspondiente para cada nodo está dado por la ecuación 1:

$$I_j = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \|\Delta V_i^{meas} - \Delta V_{i,j}^{calc}\| + \epsilon}, \tag{1}$$

donde ΔV_i^{meas} es la medición de la caída de tensión en el nodo i para cada una de las fases, $\Delta V_{i,j}^{calc}$ es la caída de tensión calculada en el nodo j para cada una de las fases, cuya falla fue generada en el nodo i , ϵ es un número pequeño (0.0001) para evitar la división por cero, y $\|\Delta V_i^{meas} - \Delta V_{i,j}^{calc}\|$ se corresponde con la norma euclídea de un vector de M componentes, donde M es el número de fases del nodo i . Una vez calculados todos los índices, el nodo con mayor valor se corresponderá con uno de los extremos de la línea en falla.

La DB pre-calculada contiene las caídas de tensión en todos los nodos considerando fallas en cada uno de ellos. En este sentido, teniendo en cuenta que solo hay un conjunto reducido de equipos de medición disponibles en la red, es necesario extraer de la DB solo aquellas columnas asociadas a los puntos de medición. En la Figura 3 se muestra el proceso de partición de la DB, y las operaciones que se llevan a cabo hasta obtener el valor de índice correspondiente para cada nodo. Este proceso necesita ser ejecutado para todos los tipos de falla, donde el máximo valor no sólo determinará la sección de la falla, sino también su correspondiente tipo.

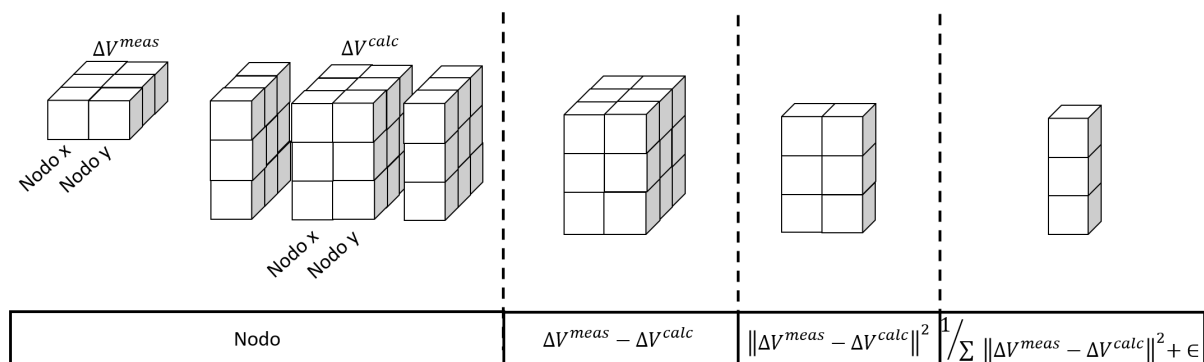
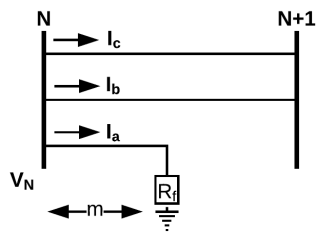


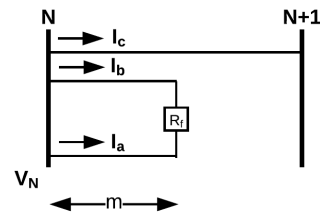
Figura 3: Extracción de la información de la base de datos.

2.3. Etapa 2: Cálculo de la distancia a la falla

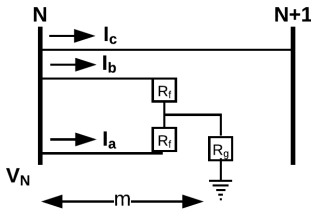
Luego de ejecutar la primer etapa, el paso que sigue es determinar la distancia de falla evitando múltiples estimaciones. Para ello se aplica el método basado en reactancia propuesto por [Morales-España et al. \(2009\)](#), el cual permite estimar la distancia de falla utilizando las corrientes y tensiones provistas por el dispositivos de medición más cercano a la sección de falla. Teniendo en cuenta que en las redes de distribución puede ocurrir cualquier tipo de falla (Figura 4), es necesario aplicar las ecuaciones correspondientes a cada tipo.



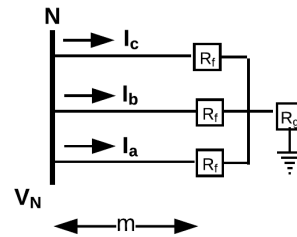
(a) Circuito equivalente para una falla monofásica



(b) Circuito equivalente para una falla bifásica



(c) Circuito equivalente para una falla bifásica a tierra



(d) Circuito equivalente para una falla trifásica

Figura 4: Circuitos equivalentes para cada tipo de falla.

Considerando el desbalance de las redes de distribución, la matriz de impedancia para un determinado lateral está dada por la ecuación 2:

$$Z_{line} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Las ecuaciones para estimar la distancia m para los 4 tipos de falla están dadas por las siguientes ecuaciones (Morales-España et al. (2009)).

Fallas monofásicas a tierra

La estimación de la distancia a una falla monofásica a tierra está dada por la ecuación 3:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_a}{I_a}\right)}{\text{imag}\left(Z_{aa} + Z_{ab}\frac{I_b}{I_a} + Z_{ac}\frac{I_c}{I_a}\right)}. \quad (3)$$

Fallas bifásicas y bifásicas a tierra

La estimación de la distancia a una falla bifásica o bifásica a tierra está dada por la ecuación 4. Considerando que la influencia de la resistencia a tierra (R_g) en las fallas bifásicas a tierra es despreciable, la ecuación resultante es la misma para ambos tipos de falla:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}\right)}{\text{imag}\left(\frac{D \cdot I_a + E \cdot I_b + F \cdot I_c}{I_a - I_b}\right)}; \quad (4)$$

donde D , E and F son obtenidos a partir de las ecuaciones 5:

$$D = Z_{aa} - Z_{ba}; \quad E = Z_{ab} - Z_{bb}; \quad F = Z_{ac} - Z_{bc}. \quad (5)$$

Fallas trifásicas

En caso de las fallas trifásicas, se obtienen tres ecuaciones linealmente independientes (Ecuaciones 6, 7 y 8):

$$m_1 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}\right)}{\text{imag}\left(\frac{D \cdot I_a + E \cdot I_b + F \cdot I_c}{I_a - I_b}\right)}; \quad (6)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c}\right)}{\text{imag}\left(\frac{G \cdot I_a + H \cdot I_b + J \cdot I_c}{I_b - I_c}\right)}; \quad (7)$$

$$m_3 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_c - V_a}{I_c - I_a}\right)}{\text{imag}\left(\frac{K \cdot I_a + L \cdot I_b + M \cdot I_c}{I_c - I_a}\right)}; \quad (8)$$

donde G , H , J , K , L and M son dados por las ecuaciones 9:

$$\begin{aligned} G &= Z_{ba} - Z_{ca}; & H &= Z_{bb} - Z_{cb}; \\ J &= Z_{bc} - Z_{cc}; & K &= Z_{ca} - Z_{aa}; \\ L &= Z_{cb} - Z_{ab}; & M &= Z_{cc} - Z_{ac}. \end{aligned} \quad (9)$$

Finalmente para calcular m , se considera el promedio de los valores obtenidos de las ecuaciones previas (Ecuación 10):

$$m = \frac{1}{3}(m_1 + m_2 + m_3). \quad (10)$$

3. PRUEBAS Y RESULTADOS

El método propuesto fue testado en la red de 34 nodos provista por IEEE (Figura 5). Estos sistemas contienen diferentes características tales como laterales monofásicos y trifásicos, diferentes tipos de cables, y cargas monofásicas y trifásicas (Kersting (2001)). Este método fue implementado con el software de simulación llamado OpenDSS, el cual es invocado a través de una interfaz COM usando el lenguaje MATLAB.

Para los escenarios de prueba se consideraron dos resistencias de falla (0 ohms y 40 ohms), cuatro posibles secciones de falla (812-814, 828-830, 846-848 y 860-836), y 4 tipos de fallas incluyendo fase a con tierra (a-g), bifásica (a-b), bifásica a tierra (a-b-g), y trifásica (a-b-c). Las cuatro secciones de falla posibles fueron seleccionadas de forma aleatoria para ilustrar el comportamiento del enfoque propuesto. Además, los dos dispositivos de medición fueron ubicados aleatoriamente en la red en los nodos 824 y 858. Así, se tomarán 3 fuentes de medición

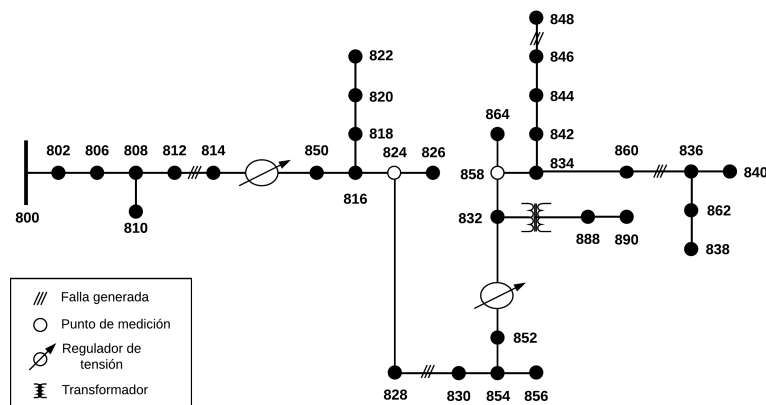


Figura 5: Red de distribución de 34 nodos de IEEE.

de tensión (los dos nodos mencionados juntos al nodo principal 800) para calcular el índice en cada nodo.

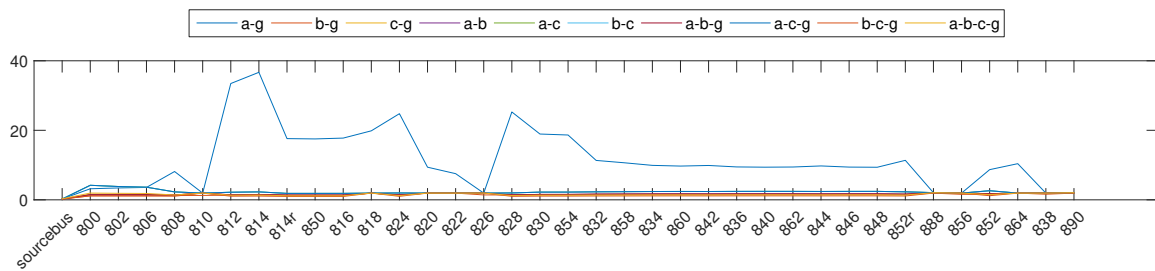
En la Figura 6 se muestran los valores de los índices obtenidos para los cuatro tipos de fallas posibles, las cuales fueron generadas en la sección 812-814 a un 50 % de la longitud total de la línea. Se puede observar que en los cuatro casos los valores de índices más altos fueron obtenidos para el tipo de falla correcto, donde los dos máximos se corresponden con los extremos de la sección de falla. Sin embargo, existe otra sección con valores de índice muy cercanos a los máximos obtenidos (830-854). Este caso puede ser corregido incrementando el número de puntos de medición en la red.

Una vez detectada la sección de la falla, el paso siguiente es calcular la distancia a la falla (en kft) desde la ubicación el medidor más cercano a la sección correspondiente. En la Tabla 1 y 2 se muestran los resultados para todos los escenarios ejecutados considerando resistencias de falla de 0 y 40 ohm. En ambos casos se observa que las secciones son detectadas correctamente, aunque el enfoque propuesto no logra distinguir entre las fallas bifásicas y bifásicas a tierra. Sin embargo, esto no presenta un problema para la etapa de estimación de la distancia debido a que el método basado en reactancia usa las mismas ecuaciones para estimar dichas fallas. El error utilizado para determinar la precisión del método es el error absoluto, el cual está dado por la ecuación 11.

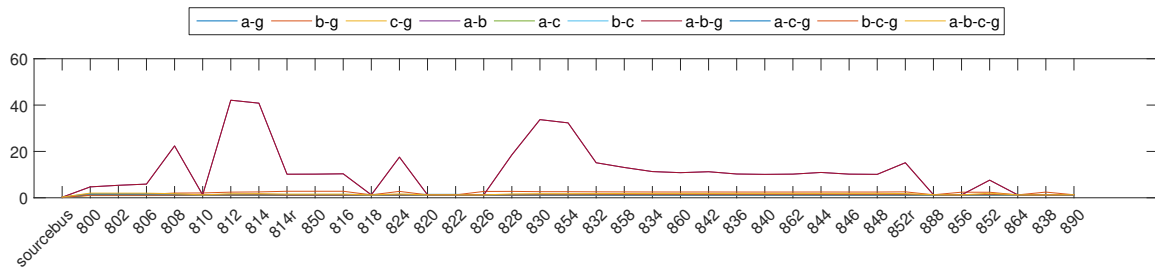
$$Error = |X_r - X_e|, \quad (11)$$

donde X_r es la distancia real y X_e es la distancia estimada.

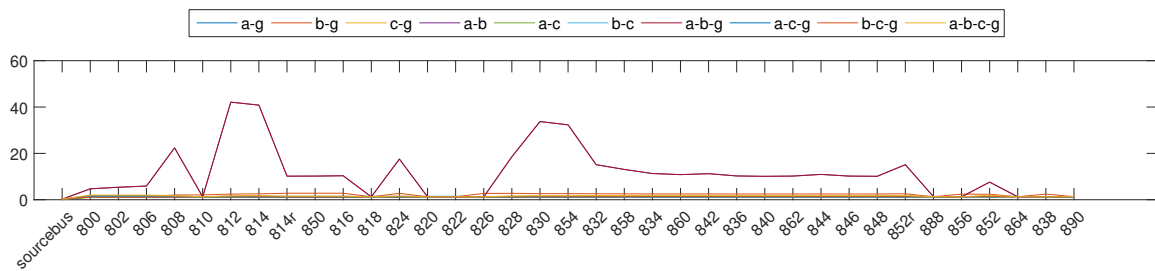
La Tabla 1 muestra que el error mínimo obtenido es de 4E-04 kft para las fallas bifásicas (sección 828-830) y el error máximo es 1.72E-01 kft para las fallas trifásicas (sección 812-814). Por otro lado, la Tabla 2 muestra que el error mínimo es de 4.45E-02 kft para las fallas monofásicas (sección 828-830) y el error máximo es de 3.30E+00 kft para las fallas bifásicas (sección 812-814). También puede observarse que el mismo aumentó con el incremento de la resistencia de falla y la distancia al medidor más cercano. Por este motivo, la ubicación de medidores es una decisión importante a tener en cuenta. Finalmente, para ambos escenarios de prueba se obtienen errores relativos muy chicos. Dichos valores oscilan entre 3.61E-05 % y 1.90E-3 % para las fallas con resistencia de 0 ohms, y entre 4.02E-3 % y 3.70E-2 % para las fallas con resistencia de 40 ohms.



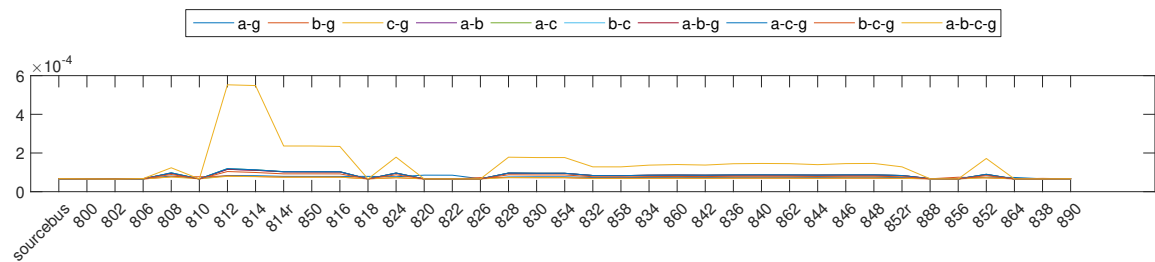
(a) Índices obtenidos para una falla monofásica a tierra a-g.



(b) Índices obtenidos para una falla bifásica a-b.



(c) Índices obtenidos para una falla bifásica a tierra a-b-g.



(d) Índices obtenidos para una falla trifásica a-b-c-g.

Figura 6: Índices obtenidos para los cuatro tipos de falla considerados en la sección 812-814.

4. CONCLUSIÓN

En este paper, se presenta un nuevo método híbrido basado en MBM y KBM para redes de distribución. El método fue testado sobre la red de 34 nodos de IEEE, cuyos resultados muestran que la solución propuesta es adecuada para la localización y determinación de fallas eliminando el problema de la múltiple estimación. Dicho enfoque está basado en dos etapas. En la primer etapa se calcula un índice para cada nodo de la red con el objetivo de determinar la sección de la falla. Luego, en la segunda etapa se estima la distancia de falla a partir de las mediciones de tensión y corriente recolectadas del medidor más cercano a la sección de falla.

El método propuesto solo requiere de la impedancia de cada tramo y las caídas de tensión y

Ubicación real de la falla				Estimación de la ubicación de la falla				
Sección	Ubicación de la falla (%)	Tipo de falla	Distancia real desde medidor más cercano (kft)	Sección estimada	Tipo de falla estimado	Tipo estimado vs. tipo real	Distancia estimada (kft)	Error absoluto (kft)
812-814	50	a-g	88.905	812-814	a-g	Correcto	88.9802	7.52E-02
		a-b			a-b	Correcto	88.8131	9.19E-02
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	88.8131	9.19E-02
		a-b-c			a-b	Incorrecto	88.8131	9.19E-02
		a-b-c			a-b-g	Correcto	88.7325	1.72E-01
828-830	50	a-g	11.06	828-830	a-g	Correcto	11.0594	6.00E-04
		a-b			a-b	Correcto	11.0596	4.00E-04
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	11.0596	4.00E-04
		a-b-c			a-b	Incorrecto	11.0596	4.00E-04
		a-b-c			a-b-g	Correcto	11.0593	7.00E-04
846-848	50	a-g	11.365	844-846	a-g	Correcto	11.5155	1.50E-01
		a-b			a-b	Correcto	11.4447	7.97E-02
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	11.4447	7.97E-02
		a-b-c			a-b	Incorrecto	11.4447	7.97E-02
		a-b-c			a-b-g	Correcto	11.3529	1.21E-02
860-836	50	a-g	9.19	860-836	a-g	Correcto	9.2837	9.37E-02
		a-b			a-b	Correcto	9.2205	3.05E-02
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	9.2205	3.05E-02
		a-b-c			a-b	Incorrecto	9.2205	3.05E-02
		a-b-c			a-b-g	Correcto	9.2205	3.05E-02
		a-b-c-g			a-b-c-g	Correcto	9.1788	1.12E-02

Tabla 1: Resultados de la localización de fallas para la red de distribución de IEEE con 0 ohms de resistencia de falla.

corrientes al momento de la falla. Si bien los errores obtenidos no superan el 3.70E-2 %, estos valores crecen a medida que la distancia y la resistencia de falla aumentan. Por este motivo, como trabajo futuro, sería interesante analizar el impacto de diferentes configuraciones de medidores (en términos de cantidad y ubicación), y asimismo determinar cómo esto afecta en la precisión del método propuesto.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de Argentina y al proyecto TENERGIA-FITS UREE-10 por apoyar a este trabajo a través de sus subsidios para la investigación.

REFERENCIAS

- Alwash S.F., Ramachandaramurthy V.K., y Mithulananthan N. Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3):1187–1195, 2015.
- Bahmanyar A., Estebansari A., Pons E., Patti E., Jamali S., Bompard E., y Acquaviva A. Fast fault location for fast restoration of smart electrical distribution grids. En *Smart Cities Conference (ISC2), 2016 IEEE International*, páginas 1–6. IEEE, 2016.
- Dashti R. y Sadeh J. Accuracy improvement of impedance-based fault location method for po-

Ubicación real de la falla				Estimación de la ubicación de la falla				
Sección	Ubicación de la falla (%)	Tipo de falla	Distancia real desde medidor más cercano (kft)	Sección estimada	Tipo de falla estimado	Tipo estimado vs. tipo real	Distancia estimada (kft)	Error absoluto (kft)
812-814	50	a-g	88.905	812-814	a-g	Correcto	88.2035	7.01E-01
		a-b			a-b	Correcto	85.6068	3.30E+00
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	85.6068	3.30E+00
		a-b-c			a-b	Incorrecto	88.5831	3.22E-01
		a-b-c			a-b-g	Correcto	88.5831	3.22E-01
828-830	50	a-g	11.06	828-830	a-g	Correcto	11.0155	4.45E-02
		a-b			a-b	Correcto	11.0102	4.98E-02
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	11.0102	4.98E-02
		a-b-c			a-b	Incorrecto	11.0102	4.98E-02
		a-b-c			a-b-g	Correcto	10.9836	7.64E-02
846-848	50	a-g	11.365	844-846	a-g	Correcto	11.6315	2.67E-01
		a-b			a-b	Correcto	11.8086	4.44E-01
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	11.8086	4.44E-01
		a-b-c			a-b	Incorrecto	11.8086	4.44E-01
		a-b-c			a-b-g	Correcto	12.0131	6.48E-01
860-836	50	a-g	9.19	860-836	a-g	Correcto	9.7269	5.37E-01
		a-b			a-b	Correct	8.9761	2.14E-01
		a-b-g			a-b-g	Incorrecto	8.9761	2.14E-01
		a-b-c			a-b	Incorrecto	8.9761	2.14E-01
		a-b-c			a-b-g	Correct	8.156	1.03E+00

Tabla 2: Resultados de la localización de fallas para la red de distribución de IEEE con 40 ohms de resistencia de falla.

wer distribution network using distributed-parameter line model. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(3):318–334, 2014.

Davoudi M., Sadeh J., y Kamyab E. Parameter-free fault location for transmission lines based on optimisation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(11):1061–1068, 2015.

Estebarsari A., Pons E., Bompard E., Bahmanyar A., Jamali S., Patti E., y Acquaviva A. Emerging smart meters in electrical distribution systems: Opportunities and challenges. 2018.

Falaghi H., Haghifam M.R., y Tabrizi M.O. Fault indicators effects on distribution reliability indices. En *Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on*, páginas 1–4. IET, 2005.

Gabr M.A., Ibrahim D.K., Ahmed E.S., y Gilany M.I. A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 142:153–162, 2017.

Gururajapathy S., Mokhlis H., y Illias H. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74:949–958, 2017.

Herrera-Orozco A., Mora-Flórez J., y Pérez-Londoño S. An impedance relation index to predict the fault locator performance considering different load models. *Electric Power Systems Research*, 107:199–205, 2014.

Kang N., Chen J., y Liao Y. A fault-location algorithm for series-compensated double-circuit transmission lines using the distributed parameter line model. *IEEE Transactions on Power*

- Delivery*, 30(1):360–367, 2015.
- Kersting W.H. Radial distribution test feeders. En *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, volumen 2, páginas 908–912. IEEE, 2001.
- Livani H. y Evrenosoglu C.Y. A machine learning and wavelet-based fault location method for hybrid transmission lines. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1):51–59, 2014.
- Majidi M., Arabali A., y Etezadi-Amoli M. Fault location in distribution networks by compressive sensing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(4):1761–1769, 2015.
- Majidi M., Etezadi-Amoli M., y Fadali M.S. A sparse-data-driven approach for fault location in transmission networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2):548–556, 2017.
- Mirzaei M., Ab Kadir M.Z.A., Moazami E., y Hizam H. Review of fault location methods for distribution power system. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 3(3):2670–2676, 2009.
- Morales-España G., Mora-Florez J., y Vargas-Torres H. Elimination of multiple estimation for fault location in radial power systems by using fundamental single-end measurements. *IEEE Transactions on power delivery*, 24(3):1382–1389, 2009.
- Pereira R.A.F., da Silva L.G.W., Kezunovic M., y Mantovani J.R.S. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(2):852–862, 2009.
- Saha M.M., Izykowski J.J., y Rosolowski E. *Fault location on power networks*. Springer Science & Business Media, 2009.
- Shaik A.G. y Pulipaka R.R.V. A new wavelet based fault detection, classification and location in transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:35–40, 2015.