

Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Mediante Métodos  
Basados en el Equivalente de THÉVENIN

Luis Carlos Herrera Piña

Miguel Angel Acosta Basto

Trabajo de Grado para Optar al Título de  
Especialista en Sistemas de distribución de Energía Eléctrica

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Dr. Ingeniería Eléctrica

Codirector

Oscar Mauricio Pardo Torres

Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2022

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	8
1. Generalidades.....	10
1.1. Planteamiento del problema.....	10
1.2 Justificación .....	11
1.3 Objetivos.....	12
1.3.1 Objetivo General.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Marco Teórico.....	13
2.1 Actualización y cambios de la red de distribución .....	13
2.1.1 Generación distribuida.....	14
2.1.1.1 Impactos de la generación distribuida en fallas eléctricas.....	14
2.1.2 Smart grids.....	16
2.1.2.1 Beneficios de las redes inteligentes en sistemas de distribución de energía.....	17
2.2 Fallas en sistemas de distribución.....	18
2.2.1 Tipos de falla.....	19
2.3 Calidad del suministro de energía eléctrica.....	22
2.3.1 Indicadores de la calidad del suministro.....	23
2.4 Unidades de medición fasorial PMU.....	26
2.5 Equivalente de Thévenin y algunas aplicaciones en los sistemas de distribución.....	27
3. Métodos y aplicaciones de localización de fallas basados en el equivalente de Thévenin.....	30

3.1 Metodología de investigación. ....	30
3.2 Descripción de los modelos de localización de fallas basados en el equivalente de Thévenin. .....	31
3.2.1 Método de localización de fallas basado en impedancia aparente para sistemas de distribución con generación distribuida (Orozco Henao et al., 2014). ....	33
3.2.2 Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales (Correa-Tapasco et al., 2011). .....	39
3.2.3 Un algoritmo adaptativo de localización de fallas para redes de sistemas eléctricos basado en mediciones de sincrofasores (Al-Mohammed & Abido, 2014). ....	45
3.2.4 Estimación de localización de fallas utilizando el equivalente de Thévenin en sistemas de potencia (Chuang et al., 2010). ....	50
3.2.5 Ubicación precisa de fallas en un extremo para líneas de transmisión aéreas en sistemas de energía interconectados (Eisa & Ramar, 2010). ....	55
3.2.6 Estimación precisa de la impedancia equivalente del extremo remoto para la ubicación de fallas adaptativas de un solo extremo (Didehvar & Mohammadi Chabanloo, 2019). ....	61
4. Ventajas y desventajas de los métodos analizados. ....	70
5. Conclusiones.....	75
Referencias Bibliográficas .....	79

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Artículos seleccionados – Sistemas de distribución.</i> .....	32
Tabla 2. <i>Artículos seleccionados – Sistemas de Transmisión.</i> .....	33
Tabla 3. <i>Coefficientes de la Matriz de Transferencia para Diferentes Modelos de Líneas.</i> .....	56
Tabla 4. <i>Ventajas y Desventajas de los Métodos Analizados.</i> .....	70

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Diagrama Representativo de Mala Coordinación de Protecciones Ante la Presencia de Generación Distribuida.</i> .....	16
Figura 2. <i>Reducción del Tiempo de Interrupción.</i> .....	18
Figura 3. <i>Falla Monofásica a Tierra.</i> .....	19
Figura 4. <i>Falla Bifásica.</i> .....	20
Figura 5. <i>Falla Bifásica a Tierra.</i> .....	21
Figura 6. <i>Falla Trifásica.</i> .....	21
Figura 7. <i>Modelo Simplificado del Circuito en Serie.</i> .....	40
Figura 8. <i>Modelo de Circuito Serie y Derivación.</i> .....	40
Figura 9. <i>Circuito Equivalente de Falla.</i> .....	42
Figura 10. <i>Circuito Equivalente Tipo II de una Sola Línea.</i> .....	46
Figura 11. <i>Red Superpuesta de una Línea Eléctrica.</i> .....	47
Figura 12. <i>Modelo de Parámetros Distribuidos de la Línea Fallada.</i> .....	57
Figura 13. <i>Diagrama Simplificado de Línea de Doble Terminal.</i> .....	63
Figura 14. <i>Circuito Equivalente de Thévenin Visto desde el Bus S.</i> .....	64

## Resumen

**Título:** Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica mediante métodos basados en el equivalente de Thévenin<sup>\*\*</sup>

**Autores:** Luis Carlos Herrera Piña  
Miguel Ángel Acosta Basto<sup>††</sup>

**Palabras Clave:** Localización de fallas, Smart grids, Generación distribuida, Medición sincro fasorial PMU, Equivalente de Thévenin.

### Descripción:

Los sistemas de distribución de energía eléctrica han venido presentando cambios importantes los últimos años para adaptarse a los aumentos en la demanda y también para acoger las nuevas tecnologías de generación distribuida. Así mismo, los requisitos de atención al cliente y calidad de energía brindada a los usuarios son cada vez más exigentes. Por tal razón, la continuidad del servicio se ha convertido en una prioridad para los operadores de red, es por ello que la localización de las fallas eléctricas es crucial para alcanzar una buena confiabilidad en el suministro. Se han desarrollado diversos métodos que permiten obtener información necesaria para la rápida identificación y ubicación de los puntos de falla, de manera que, se puedan tomar las medidas correctivas buscando reducir la duración y frecuencia de las interrupciones. Con el objetivo de investigar y analizar los aportes más recientes en la literatura, la presente monografía pretende indagar sobre cuáles son los métodos más relevantes propuestos para la localización de fallas en redes eléctricas que usen como eje central de su algoritmo el equivalente de Thévenin, analizando para cada uno de ellos las metodologías y herramientas implementadas para su desarrollo; además de analizar su aplicación con el fin de identificar las ventajas y desventajas al momento de desarrollar el método.

---

<sup>\*\*</sup> Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

<sup>††</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

### Abstract

**Title:** Fault location in electrical power distribution systems using methods based on the Thevenin equivalent<sup>‡‡</sup>

**Author(s):** Luis Carlos Herrera Piña  
Miguel Ángel Acosta Basto<sup>§§</sup>

**Key words:** Fault location. Smart grids. Distributed generation, Synchro measurement fasorial PMU, Equivalent of Thevenin.

#### Description:

Electric power distribution systems have been undergoing important changes in recent years to adapt to increases in demand and also to accommodate new distributed generation technologies. Likewise, the requirements of customer service and quality of energy provided to users are increasingly demanding. For this reason, the continuity of the service has become a priority for network operators, which is why the location of the electrical faults is crucial to achieve good reliability in the supply. Various methods have been developed that allow obtaining information necessary for the rapid identification and location of fault points, so that corrective measures can be taken seeking to reduce the duration and frequency of interruptions. With the aim of investigating and analyzing the most recent contributions in the literature, this monograph aims to investigate which are the most relevant methods proposed for locating faults in electrical networks that use as the central axis of their algorithm the equivalent of Thevenin, analyzing for each of them the methodologies and tools implemented to its development in addition to analyzing its application in order to identify the advantages and disadvantages when developing the method.

---

<sup>‡‡</sup> Specialization in Electric Power Distribution Systems

<sup>§§</sup> Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering.

Advisor: Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

## Introducción

La energía eléctrica actualmente es un recurso fundamental en la dinámica del progreso económico y social de una población, por consiguiente, es un factor determinante en cuanto al nivel de calidad de vida y su desarrollo. Evidentemente es un bien imprescindible dado que su uso es parte de los servicios esenciales en la vida cotidiana, de tal forma que cada vez son más los consumidores que requieren energía para abastecer sus necesidades. En este sentido, se comprende el desarrollo y la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, lo que conlleva a que los operadores de red tengan una labor más compleja a la hora de asegurar la estabilidad y continuidad del servicio o recuperar el sistema ante cualquier falla en el menor tiempo posible.

Por esta razón, los Operadores de Red (OR), consideran que la localización de fallas está directamente relacionada con la continuidad del servicio; por ello, es necesario conocer de manera rápida y confiable el lugar donde ha ocurrido la falla, con el fin de mitigar la interrupción del servicio y los costos que produce la presencia de las fallas eléctricas en las redes. Para esto se han venido desarrollando métodos que permitan obtener información necesaria, para la rápida identificación y localización, de manera que, se puedan tomar las medidas correctivas con respecto al tiempo y frecuencia de estas.

Al ser el sistema de distribución tan amplio y estar en constante crecimiento se hace complejo recopilar información en tiempo real de cada una de las variables y elementos del sistema, por consiguiente, se han venido desarrollando nuevos estudios con la finalidad de elaborar métodos basados en medidas para la detección y localización de fallas, además de buscar estrategias que permitan simplificar la red con el fin de realizar un análisis rápido y eficaz.



Por tal motivo, se hace necesario implementar métodos o elementos que puedan detectar fallas en tiempo real (basados en medidas) con metodologías que disminuyan los tiempos de procesamiento como por ejemplo el equivalente de Thévenin, y que garanticen precisión en el despeje de la falla.

Como punto de partida para esta monografía se realizará una revisión bibliográfica de la última década para identificar los artículos más relevantes de la literatura técnica y científica enfocados en la localización de fallas en redes eléctricas, mediante métodos basados en el equivalente de Thévenin. Dicha investigación se realizará teniendo en cuenta bases de datos bibliográficas como SCOPUS, IEEE Xplorer, y Web Of Science. Posteriormente, se procederá a sintetizar la información seleccionada de los modelos identificados, teniendo el enfoque del uso del equivalente de Thévenin en cada metodología de localización de fallas. Así mismo, se continuará con el análisis de resultados e interpretación de las simulaciones de los modelos propuestos por cada uno de los autores. Finalmente, después de este análisis se reconocerán las ventajas y desventajas de cada una de las metodologías evaluadas.

## **1. Generalidades**

En este capítulo se muestra en términos generales la problemática que motivó a la elaboración de la investigación y de la misma manera la justificación del desarrollo de esta. También se expone el objetivo general con sus respectivos objetivos específicos que se pretenden cumplir a lo largo del presente trabajo.

### **1.1. Planteamiento del problema**

Entre las preocupaciones de los OR se encuentra el volumen de atención de fallas presentadas diariamente, los gastos del mantenimiento y las inversiones que las redes de distribución necesitan, así mismo, los eventos de falla cuentan con unos indicadores que permiten evaluar la calidad en la continuidad del servicio (SAIFI, SAIDI), los cuales son establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); si las empresas prestadoras del servicio superan los valores permitidos deberán compensar a sus usuarios por la inadecuada continuidad en el suministro, por tal razón, buscan disminuir la duración y la frecuencia de los mismos, para garantizar un servicio óptimo y evitar colapsos en los sistemas de distribución (Yablonovsky, 2020).

Para realizar una atención eficaz y eficiente de las fallas, el OR debe partir de una localización de la falla precisa y al ser el sistema de distribución tan amplio y estar en constante crecimiento se hace complejo recopilar información en tiempo real de cada una de las variables y elementos del sistema.

Se han desarrollado estudios con la finalidad de elaborar métodos para la detección y localización de fallas basados en el modelamiento de la topología de la red, aun así, estas

metodologías siguen presentando algunas falencias, ya que requieren de un alto grado de procesamiento de información y, en algunos casos, no se cuenta con ciertos parámetros de la red.

Por lo anterior, en esta monografía se pretende indagar sobre cuáles son los métodos más relevantes propuestos para la localización de fallas en redes eléctricas y que usen como eje central de su algoritmo el equivalente de Thévenin, analizando para cada uno de ellos las ventajas y limitaciones reportadas por sus autores.

## **1.2 Justificación**

Con el desarrollo de la industria y los procesos de globalización se ha hecho necesaria la expansión de los sistemas de distribución, por lo tanto, garantizar la confiabilidad y la continuidad del servicio se hace cada vez más exigente.

Por ende, se busca mitigar la interrupción del servicio y así mismo los costos que produce la presencia de factores de riesgo como lo son las fallas eléctricas en las redes, desarrollando métodos que permitan obtener información necesaria para la rápida identificación y localización, de manera, que se puedan tomar las medidas correctivas con respecto a la duración y frecuencia de estas.

Por este motivo, y con el fin de mejorar las metodologías convencionales adaptándolas a los cambios que se han venido dando en los sistemas de distribución, la localización de fallas se ha convertido en un campo activo de investigación, lo que ha permitido desarrollar una serie de métodos para identificar y localizar la falla en tiempo real, disminuyendo los índices de duración de las interrupciones. De acuerdo con estos estudios, varios autores han desarrollado nuevas metodologías que permiten detectar fallas en tiempo real a través de la aplicación del teorema de Thévenin, el cual logra que el circuito de la red sea menos complejo convirtiéndolo en un modelo

simplificado que posibilita la disminución de los tiempos de procesamiento y mejora la precisión en el despeje de la falla.

### **1.3 Objetivos**

El desarrollo de la siguiente monografía busca cumplir con los siguientes objetivos general y específicos:

#### ***1.3.1 Objetivo General***

Analizar los métodos basados en el equivalente de Thévenin para la localización de fallas en redes eléctricas.

#### ***1.3.2 Objetivos Específicos***

- Identificar los artículos más relevantes en la literatura técnica y científica de la última década para la localización de fallas en redes eléctricas mediante métodos basados en el equivalente de Thévenin.
- Describir los modelos identificados para la localización de fallas en redes eléctricas basados en el equivalente de Thévenin, haciendo énfasis en el algoritmo, escenarios y herramientas de prueba utilizadas.
- Valorar el desempeño de los métodos analizados a partir de la interpretación de las simulaciones, gráficas y resultados expuestos por sus autores.
- Reconocer las ventajas y desventajas de los modelos analizados para la localización de fallas en redes eléctricas.

## **2. Marco Teórico**

En esta sección se muestran algunos conceptos para ampliar y sustentar aspectos presentados en la descripción del problema.

### **2.1 Actualización y cambios de la red de distribución**

Las redes de distribución han estado en constante cambio y evolución implementando nuevas tecnologías para mejorar su desempeño y adaptarse a nuevos desafíos que se presentan a nivel regulatorio y operativo.

A pesar de estas actualizaciones tecnológicas en los sistemas de distribución el operador de red aún se debe enfrentar a retos en cuanto a la operación de la red, específicamente, en mantener la continuidad del servicio de energía.

Una de las actualizaciones que han impactado en los sistemas de distribución recientemente es la generación distribuida, ya que modifica la dinámica de los flujos de energía en las redes de distribución y, por ende, el análisis en los momentos en donde ocurre una falla en el sistema. Por tal razón, se presenta la imperiosa necesidad de obtener nuevas estrategias que tengan en cuenta estos cambios para lograr una operación del sistema cumpliendo las necesidades de los usuarios.

Estas nuevas tecnologías de operación de los sistemas de distribución tienen el objetivo de permitir a los sistemas funcionar de manera inteligente, así mismo, poder integrarse de manera autónoma con los usuarios con el fin de garantizar un servicio continuo, es decir, que al momento de ocurrir un corte de energía por causa de una falla, el sistema tenga la posibilidad de identificar dicha falla y poder despejarla en el menor tiempo posible con ayuda de metodologías de localización que son integradas a estas nuevas tecnologías.

### ***2.1.1 Generación distribuida***

A nivel internacional existen varios conceptos que definen la generación distribuida de acuerdo con el tipo de tecnología implementada, variedad de conexión, potencia instalada, entre otras.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) se define como “unidades de producción de energía en el punto de ubicación del cliente o empresa de distribución local, suministrando energía directamente a la red de distribución local”(Yablonovsky, 2020).

Otro concepto manejado a nivel nacional expuesto por la ley 1715 de 2014 en la cual define la generación distribuida como “la producción de energía eléctrica cerca de los centros de consumo”(Beltran, 2014).

#### **2.1.1.1 Impactos de la generación distribuida en fallas eléctricas.**

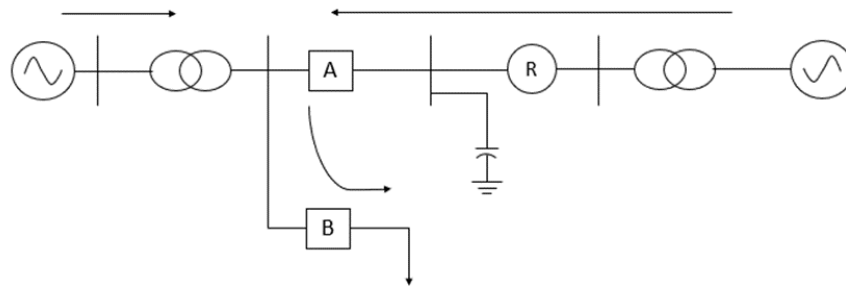
La conexión de la Generación Distribuida (GD) en los sistemas de distribución ha provocado ciertas modificaciones en el comportamiento del sistema específicamente cuando ocurre una falla, ya que por las características de la red el aporte a dicha falla ya no será por una sola fuente, sino que tendrá múltiples aportes y esto hará que los sistemas de protección tradicionales no actúen de manera adecuada por el cambio de flujo de la energía (Kumpulainen & Kauhaniemi, 2004).

Algunas de las dificultades presentadas para los sistemas de protección actuales son la operación incorrecta de los mismos alimentadores, la disminución o aumento de los niveles de cortocircuito, además de la pérdida de sensibilidad, el aislamiento de zonas no deseadas y finalmente el recierre no coordinado (Koeppel & Gaudenz, 2003), (N. Nimpitiwan., 2005), (Altuve, 1990).

La introducción de la GD en los sistemas de distribución convencionales ha conllevado a que el sistema pierda las características de un sistema radial, por ende, los parámetros de corriente y tensión, en el momento de una falla, se alteran de tal manera que las protecciones no actúan de manera adecuada como, por ejemplo, que el esquema de fusibles seleccionados ya no corresponda con los valores requeridos, además se podrán presentar accionamientos incorrectos de parte de los reconectadores, lo cual podría conllevar a un desgaste continuo de la infraestructura del sistema de distribución ya que al cerrar nuevamente el sistema, aún va estar presente el aporte de la falla de parte de GD y esto provocará daños severos en los activos de la red (Baghzouz, 2005), (Brahma., 2001).

Actualmente, los OR manejan unas estrategias de coordinación de protecciones que consisten en reconectadores y fusibles con los respectivos tiempos de operación con el fin de que cumpla con el restablecimiento del servicio, aislando la zona realmente en falla, al tener la presencia de GD es muy probable que esta coordinación no se lleve a cabo como se quisiera ya que el flujo de energía será bidireccional (ABB Power T&D Company Inc. Relay Division Coral Spring, 1994), (J. Jäger, T Keil, 2004). Un claro ejemplo es como el que se muestra en la Figura 1, en donde se representa una red que cuenta con GD, la cual tiene un relé y un reconectador en A y la falla ocurre en B; al no ser estas protecciones bidireccionales en el lado de A, van a actuar de manera incorrecta y van a aislar una zona en la cual no está en falla ya que no tiene la capacidad de detectar que el aporte de la falla viene dado por el GD.

**Figura 1** Diagrama Representativo de Mala Coordinación de Protecciones Ante la Presencia de Generación Distribuida.



*Nota.* Diagrama representativo de mala coordinación de protecciones ante la presencia de generación distribuida. Adaptado de retos a las protecciones eléctricas en las redes de distribución con generación distribuida (de las Casas, Marta Bravo; Boza, 2009).

Otro de los aspectos importantes a tener en cuenta cuando existe un GD en el sistema de distribución es la disminución de sensibilidad que pueden llegar a afectar los equipos de protección en caso de una falla de cortocircuito, ya que si ocurre dentro de la zona de operación del GD este puede aumentar los niveles de tensión lo que provocaría una reducción de la corriente de falla y, a su vez, la no detección de parte de la protección por sobrecorriente (de las Casas, Marta Bravo; Boza, 2009).

### 2.1.2 Smart grids

El concepto de Smart grid se define como “aquella red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia” (Electric Power Research Institut-EPRI, 2015).

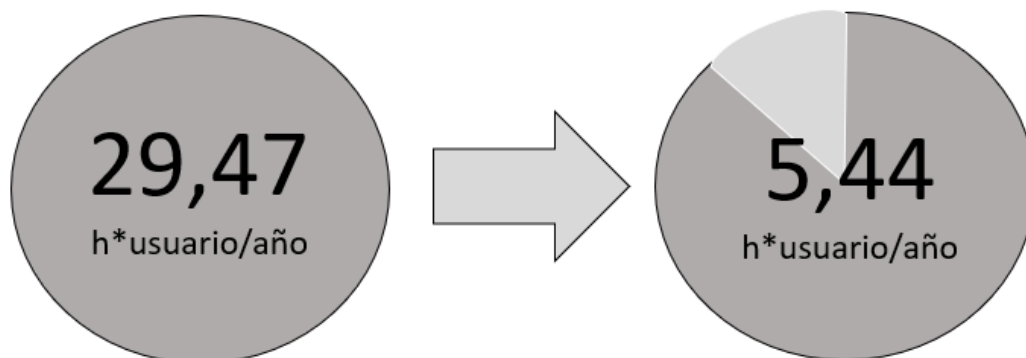


Con el fin de lograr implementar las redes inteligentes se debe contar con la mayor cantidad de información de cada uno de los componentes del sistema eléctrico, en especial, la información del usuario final, lo cual se podrá obtener a través de la medición inteligente. Al implementar las redes inteligentes se pretende mejorar la automatización de la operación y control de la red teniendo en cuenta la introducción de generación de energías distribuidas, específicamente, las que se producen a partir de recursos renovables. Es necesario contar con una coordinación de información y comunicación que permita garantizar el manejo adecuado y efectivo de todos los datos entre las distintas áreas de operación del sistema eléctrico cumpliendo a cabalidad con las especificaciones de calidad del suministro de energía.

#### **2.1.2.1 Beneficios de las redes inteligentes en sistemas de distribución de energía.**

De acuerdo con las necesidades actuales del sistema de distribución y proyecciones futuras en cuanto demanda de energía, las Redes Inteligentes (RI) proponen aportar soluciones que puedan ir mejorando las condiciones de operación del sistema.

Uno de los aportes importantes que proponen las RI es la de mejorar la continuidad del servicio de energía en su gran mayoría a partir de la automatización de la red eléctrica, el aumento de los equipos de protección como lo son los reconectores y la implementación de metodologías de localización de fallas integrados con los sistemas de protección. Con todas estas inclusiones, el sistema de distribución colombiano pretende reducir el tiempo de interrupción del servicio de 29.47 h\*usuarios/año a 5.44 h\*usuario/año (BID, 2016).

**Figura 2.** Reducción del Tiempo de Interrupción.

*Nota.* Reducción del tiempo de interrupción. Adaptado de Ministerio de Minas y Energía, & Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (BID, 2016).

Otro de los beneficios significativos que pretende incorporar las RI es el aplanamiento de la curva de demanda, lo cual se puede lograr con los equipos de medición inteligente que permitirán desarrollar la gestión de la demanda y, por otro lado, los sistemas de generación distribuida y de almacenamiento que serán una fuente adicional donde podrán suministrar energía a los usuarios y con esto obtener reducciones significativas en las horas pico de demanda. El aplanamiento en la curva de demanda conlleva directamente a disminuir la necesidad de inversiones en las redes, ya que se podrán crear estrategias de demanda en los usuarios que consistan en llevar los altos consumos a horas valle y de esta manera lograr un consumo equilibrado durante el día (BID, 2016).

## **2.2 Fallas en sistemas de distribución.**

En los sistemas de distribución interactúan varios elementos como los conductores o líneas, transformadores de potencia y usuarios finales, todo esto en conjunto con el objetivo de distribuir

la energía generada a las cargas finales. Además, también se ven implicados algunos agentes externos como lo son los fenómenos naturales los cuales pueden llegar a ocasionar afectaciones en el normal funcionamiento del sistema o mejor conocidas como fallas eléctricas. Una falla en los sistemas de distribución se define como: “Cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente” (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996).

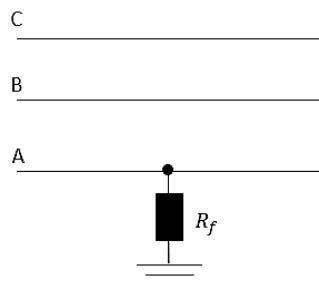
### 2.2.1 Tipos de falla

Estas fallas eléctricas se pueden dividir en dos tipos, como lo son las fallas asimétricas y las fallas simétricas.

Las fallas asimétricas son aquellas que en su mayoría se presentan en los sistemas de distribución, las cuales involucran altas impedancias o conductores abiertos, dentro de las fallas asimétricas se encuentran:

- Fallas monofásicas (LT): Estas fallas se presentan por el contacto entre una de las líneas y tierra, en general son las más frecuentes presentándose aproximadamente entre un 70% y 80% de ocurrencia (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996). Entre las causas más comunes son las que se presentan debido al deterioro en el aislamiento de una línea, o debido a descargas atmosféricas que provoquen una caída del conductor físicamente a tierra o posiblemente por contacto del conductor con la estructura aterrizada.

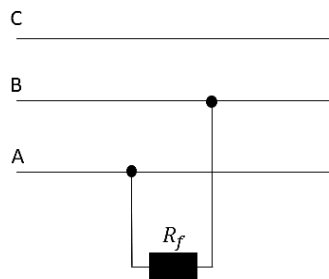
**Figura 3.** *Falla Monofásica a Tierra.*



*Nota.* Falla monofásica a tierra. Adaptado de análisis de sistemas de potencia (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996).

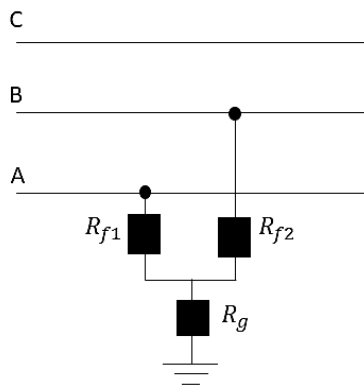
- Fallas bifásicas (LL): Este tipo de fallas se presenta cuando dos líneas hacen contacto entre sí. En los sistemas de distribución tienen un porcentaje de ocurrencia del 10% al 17% [2], lo que las hace el tipo de falla después de las monofásicas la que se presentan con mayor frecuencia. Este tipo de fallas puede presentarse por motivos de fuertes vientos o sismos que provoquen la cercanía de los conductores y se presente un arco entre ellos.

**Figura 4.** *Falla Bifásica.*



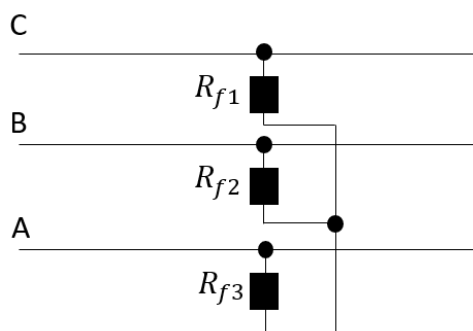
*Nota.* Falla bifásica. Adaptado de análisis de sistemas de potencia (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996).

- Fallas bifásicas a tierra (LLT): Se presentan cuando dos líneas entran en contacto con tierra o el conductor neutro, Esta falla tiene un porcentaje de ocurrencia alrededor del 8% al 10% (S. Kumar and M. Kumar, 2013). Este tipo de falla puede presentarse debido a la caída de dos de los conductores directamente a tierra por causa de descargas atmosféricas o también por caída de árboles.

**Figura 5.** *Falla Bifásica a Tierra.*

*Nota.* Falla bifásica a tierra. Adaptado de análisis de sistemas de potencia (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996).

- Las fallas simétricas o también conocidas como fallas trifásicas son aquellas que ocurren cuando las tres fases entran en cortocircuito, estas fallas representan aproximadamente entre un 2% y 3% (S. Kumar and M. Kumar, 2013) del total de fallas ocurridas en un sistema de distribución.

**Figura 6.** *Falla Trifásica.*

*Nota.* Falla trifásica. Adaptado de análisis de sistemas de potencia (J. J. Grainger and W. D. Stevenson, 1996).

Para los OR es de gran importancia poder definir a partir del tipo de falla presentada la metodología para la localización de la falla que se va a utilizar, ya que existen varias de ellas y cada una con su diferentes estrategias y datos de entrada para su implementación, además, se debe tener en cuenta las diferentes características que presenta el sistema de distribución en cuanto a los diferentes tipos de topologías de la red y variedad en el tipo de conductores, ya que esto representa una gran dificultad a la hora de modelar los sistemas de distribución (Bedoya-Cadena et al., 2013).

### **2.3 Calidad del suministro de energía eléctrica.**

Los OR siempre están en la constante búsqueda de un balance entre sus costos de inversión, operación, mantenimiento y la calidad en el suministro de energía a los usuarios finales. La relación entre costos e inversiones con respecto a una mejor calidad del servicio es una relación directa en la cual tanto el operador como el usuario final, se van a ver directamente beneficiados. Por tal razón las empresas operadoras de red deben establecer estrategias para el restablecimiento del servicio en caso de fallas, ya que si no lo hacen estarían incurriendo en sanciones establecidas por los entes de regulación las cuales obligan a retribuir económicamente a los usuarios por la energía no suministrada.

La calidad del servicio en Colombia es un concepto relativamente nuevo que viene dado a partir del reglamento de distribución por la resolución 070 de 1998, con el sentido de integrar las tarifas de energía eléctrica contemplando aspectos de calidad de la tensión y potencia, fijando parámetros en cuanto a la continuidad del servicio. Estos parámetros y procedimientos para la evaluación de la calidad del servicio se han ido actualizando por las resoluciones 025 y 089 de 1999, 096 de 2000, 159 de 2001, 084 de 2002 y 113 de 2003. Estas resoluciones mencionadas

están enfocadas en determinar el cargo tarifario de distribución, que se reconoce a las empresas operadoras de red, en donde se plantean fórmulas tarifarias con el fin de recuperar las inversiones realizadas en la infraestructura, teniendo en cuenta las unidades constructivas en la resolución 015 de 2018, establecidas con una mínima calidad en el servicio, por lo cual se establecen unos criterios para evaluar dicha calidad.

### 2.3.1 Indicadores de la calidad del suministro

El marco regulatorio colombiano establece unos indicadores para evaluar la calidad media del suministro de energía de los operadores de red en cuanto a duración y frecuencia, los cuales están definidos en la resolución CREG 019 de 2017 y CREG 015 de 2018, estos son:

- **Tiempo total promedio de interrupción por Usuario (SAIDI):** Indica la duración de las interrupciones en promedio que notan todos los usuarios del SDL en el periodo de un año. Para calcular el SAIDI se debe multiplicar el tiempo en minutos de las interrupciones por el número de usuarios afectados y se divide en el número total de usuarios conectados a los puntos de carga, esto en el transcurso de un periodo anual (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018):

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^{12} (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

**SAIDI<sub>j,t</sub>:** Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t, medido en horas al año.

**D<sub>i,u,m</sub>:** Duración en minutos del evento *i*, sucedido durante el mes *m*, que afectó al activo *u* perteneciente al SDL del OR j.

$NU_{i,u,m}$ : Número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el mes  $m$ , conectados al activo  $u$ .

$UT_{j,m}$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el mes  $m$ .

$m$ : Mes del año  $t$ , con enero = 1, ..., diciembre =12.

- **Frecuencia promedio de interrupción por Usuario (SAIFI):** Indica la cantidad de interrupciones en promedio que notan todos los usuarios del SDL en el periodo de un año. Para calcular el SAIFI se divide el número de usuarios afectados por la interrupción en el número total de usuarios conectados a los puntos de carga, esto en el transcurso de un periodo anual (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018):

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^{12} NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

$SAIFI_{j,t}$ : Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR  $j$ , durante el año  $t$ , medido en cantidad al año.

$NU_{i,u,m}$ : Número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el mes  $m$ , por encontrarse conectados al activo  $u$ .

$UT_{j,t}$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el mes  $m$ .

$m$ : Mes del año  $t$ , con enero = 1, ..., diciembre =12.

La regulación colombiana también establece unos indicadores de calidad individual que se usan para identificar los niveles mínimos de calidad que deben garantizar los operadores de red, los cuales están representados por:



- **Duración de Interrupción por Usuario (DIU):** Este indicador presenta la duración de la interrupción del servicio de energía percibida por cada usuario del SDL en un periodo de tiempo establecido (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004).

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma}$$

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m}$$

**$DIU_{u,n,q,m}$ :** Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario  $u$ , conectado al nivel de tensión  $n$  y que pertenece al grupo de calidad  $q$ , en un periodo de doce meses que termina en el mes  $m$  de evaluación.

**$DIUM_{u,n,q,m}$ :** Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario  $u$ , conectado al nivel de tensión  $n$  y que pertenece al grupo de calidad  $q$ , durante el mes  $m$  de evaluación.

**$D_{i,u,n,q,m}$ :** Duración en horas del evento  $i$  que afectó al usuario  $u$  conectado al nivel de tensión  $n$  que pertenece al grupo de calidad  $q$  durante el mes  $m$ .

**IT:** Número total de eventos sucedidos en el mes  $m$ .

- **Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU):** Este indicador corresponde al número de veces que se presenta la interrupción del servicio de energía percibida por cada usuario del SDL en un periodo de tiempo establecido (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004).

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma}$$

$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m}$$

**$FIU_{u,n,q,m}$** : Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario  $u$  conectado al nivel de tensión  $n$  y que pertenece al grupo de calidad  $q$ , en un periodo de doce meses que termina en el mes  $m$  de evaluación.

**$FIUM_{u,n,q,m}$** : Número total de eventos percibidos por el usuario  $u$ , conectado al nivel de tensión  $n$  y que pertenece al grupo de calidad  $q$ , durante el mes  $m$  de evaluación.

**$F_{i,u,n,q,m}$** : Evento  $i$  que afectó al usuario  $u$  conectado al nivel de tensión  $n$ , que pertenece al grupo de calidad  $q$ , durante el mes  $m$ .

#### 2.4 Unidades de medición fasorial PMU.

Las metodologías para la localización de fallas a lo largo del tiempo han ido evolucionando a medida que los sistemas de distribución así lo requieren, a partir de los nuevos retos que se presentan como, por ejemplo, el crecimiento constante de la demanda de los usuarios y las diferentes topologías del sistema, además, de la inclusión de la generación distribuida. En términos generales han existido metodologías de localización de fallas que usan técnicas que requieren equipos de medida ubicados estratégicamente de acuerdo con la red, los cuales deben estar constantemente comunicados y sincronizados con ayuda de equipos de georreferenciación GPS.

Una de las actualizaciones en cuanto a las mediciones eléctricas son las unidades de medición fasorial PMUs (Phasor Measurement Unit) con las cuales se han logrado grandes avances de acuerdo a las necesidades de los sistemas de distribución, ya que permiten medir la magnitud y el ángulo de fase de los fasores de las componentes fundamentales de las tensiones y corrientes,

de igual manera, estos registros de medida se pueden sincronizar en tiempo real con varios equipos de medida lo cual permite llegar a un enfoque de red inteligente y de esta manera interactuar con el sistema (Blanco, Y., & Fuentes, 2018).

Las unidades de medición fasorial han sido fundamentales en el desarrollo de metodologías de localización de fallas ya que permiten en tiempo real el monitoreo, la operación y el control de los sistemas de potencia (Restrepo, J. D., López, G., González, J., & Sánchez, 2011), esto se debe a que implementan tecnologías de sistemas de posicionamiento global GPS y, de esta manera, pueden tomar acciones precisas y eficaces contribuyendo al restablecimiento del servicio.

Existen desarrollos a partir de los PMUs como lo son los Sistemas de Medición para un Área Amplia (WAMS - Wide Area Measurement System) los cuales a partir de la utilización a gran escala de PMUs ubicados a grandes distancias entre ellos, funcionan de forma sincronizada y permiten concentrar grandes cantidades de registros de medida de un sistema, con el objetivo de obtener en tiempo real los parámetros de la red de distribución y el comportamiento de la carga, entre otras.

## **2.5 Equivalente de Thévenin y algunas aplicaciones en los sistemas de distribución.**

Con el fin de mejorar las metodologías convencionales adaptándolas a los cambios que se han venido presentando en los sistemas de distribución, la localización de fallas se ha convertido en un campo activo de investigación, lo que ha permitido desarrollar una serie de métodos para identificar y localizar la falla en tiempo real, disminuyendo los índices de duración de las interrupciones. De acuerdo con estos estudios, varios autores han desarrollado nuevas metodologías que permiten detectar fallas a través de la aplicación del teorema de Thévenin, con el cual se logra que el circuito de la red sea menos complejo convirtiéndolo en un modelo

simplificado que posibilita la disminución de los tiempos de procesamiento y mejora la precisión en el despeje de la falla.

El teorema del equivalente de Thévenin es una técnica que permite simplificar en gran medida el análisis de las redes de un sistema de distribución, ya que logra reducir un gran circuito visto desde dos terminales en tan solo una fuente de tensión y una impedancia conectados entre sí en serie (Hayt et al., 2019).

A partir de esta técnica se han logrado establecer modelos simplificados de sistemas de distribución que luego son usados para realizar análisis de comportamientos particulares del sistema, como lo es el caso de la localización de fallas.

Una de las aplicaciones del equivalente de Thévenin en los sistemas de potencia fue la que se desarrolló en (Acosta Basto, 2018), en la cual se modela un sistema de potencia mediante un equivalente de Thévenin a partir de medidas de tensión en un nodo de estudio, el cual tiene una base teórica alternativa de la Regla de Cramer sustentada en el Teorema Bilineal de Bode, y finalmente con este circuito equivalente se determinan las corrientes de falla del sistema de potencia mediante una relación entre la variación de un parámetro en cualquier parte de la red con su respectivo registro de medida.

Otra de las aplicaciones del equivalente Thévenin en los sistemas de distribución es la evaluación en tiempo real de la estabilidad de la tensión influenciada tanto por la red como por la carga, con un valor agregado que en este caso es la influencia provocada también por la fuente de generación. El seguimiento de la estabilidad de la tensión la logran a partir de mediciones de área amplia y ecuaciones de red. A partir de la implementación de un circuito modelado por el equivalente de Thévenin se obtiene una ecuación en función de cada una de las variables (fuente-carga-red) que pueden afectar la estabilidad de la tensión en el nodo analizado. Posteriormente, el

análisis se apoya en los dos componentes del modelo como los son la fuente y la impedancia del circuito equivalente de Thévenin. Finalmente, se realiza la identificación de los parámetros del circuito equivalente de Thévenin a partir de mediciones de área amplia en tiempo real, con lo cual se tiene la ventaja de obtener un modelo actualizado constantemente y, además, que considera la influencia de la generación, red y carga. Este modelo ya ha sido evaluado en el sistema de bus IEEE 118 donde demuestra la precisión y eficacia del método propuesto (Ye et al., 2021).

Dentro de las aplicaciones también podemos encontrar en (Ogane, T., Nakajima, T., Ota, Y., Nakachi, Y., Yamaguchi, R., & Verma, 2020) que mediante el circuito equivalente de Thévenin obtenido a partir de mediciones de series de tiempo de datos con PMU (Unidad de medida fasorial) de alta precisión, se pretende estimar la capacidad de cortocircuito del sistema de potencia analizado, utilizando mediciones (sincro-fasores) PMU de voltajes y corrientes durante la variación de carga normal. El método aplica una filtración con el fin de obtener de los resultados óptimos y demuestra su efectividad comparando los resultados obtenidos con los resultados arrojados en estudios de simulación realizados en un sistema de energía simple con varias fluctuaciones de carga. Posteriormente, el método se validó utilizando las medidas reales de Micro-PMU obtenidas mediante la simulación del sistema de potencia en un simulador analógico. Finalmente se logra concluir que los datos obtenidos a partir del método concuerdan en gran manera con los obtenidos en las simulaciones, a partir de esta comparación se verifica la efectividad del método propuesto.

Estas aplicaciones no han sido las únicas que se han desarrollado basados en la utilización del equivalente de Thévenin, en esta monografía se tratarán investigaciones que implementan este teorema enfocado en la localización de falla en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

### **3. Métodos y aplicaciones de localización de fallas basados en el equivalente de Thévenin.**

En la presente sección se muestra la metodología de investigación implementada y además las herramientas que permitieron ejecutar la búsqueda. Del mismo modo, en el presente capítulo se encuentran los artículos seleccionados más representativos de acuerdo con los criterios de selección, los cuales fueron analizados y presentados de forma sintetizada con el fin de reconocer en cada uno de ellos sus metodologías y herramientas implementadas para su desarrollo, además de analizar su aplicación con el fin de validar la efectividad de cada método.

#### **3.1 Metodología de investigación.**

Para esta investigación se usaron diferentes indicadores bibliométricos que permitieron la selección de literatura relevante (artículos) sobre la temática analizada. Esto permitió una búsqueda parametrizada con la cual se logró identificar aquellos artículos más influyentes en el área objeto de la monografía.

Los parámetros bibliométricos utilizados para la selección de los artículos fueron: fecha de publicación o intervalo de tiempo, en la cual se escoge una franja de tiempo donde la temática analizada tenga mayor relevancia. El siguiente parámetro fue la utilización de palabras claves relacionadas con la temática de investigación, para este caso en específico se utilizaron las siguiente palabras claves: Localización de fallas, y Equivalente de Thévenin; por último, se utilizó un parámetro que pretende lograr que la información obtenida sea lo suficientemente verídica, el cual, está enfocado a una búsqueda donde el artículo seleccionado se encuentre publicado en una revista reconocida a nivel científico.

Las herramientas utilizadas para lograr aplicar los criterios de selección mencionados fueron las bases de datos bibliográficas SCOPUS, IEEE Xplorer, y Web Of Science, las cuales nos permitieron obtener de manera rápida la información deseada aplicando los parámetros propuestos para la metodología de investigación. Estas herramientas se caracterizan por permitir una serie de análisis y búsquedas a partir de temas claves, por ejemplo: autores, revistas, año de publicación, entre otras.

De acuerdo con el parámetro bibliométrico de fecha de publicación obtenido a partir de la herramienta de búsqueda SCOPUS, se logra validar que en la última década se realizó una mayor cantidad de publicaciones de artículos relacionados con la temática de investigación. Por tal razón, se determinó como criterio de selección los artículos publicados a partir del año 2010.

### **3.2 Descripción de los modelos de localización de fallas basados en el equivalente de Thévenin.**

Para esta investigación se realizó una revisión bibliográfica de la última década para identificar los artículos más importantes de la literatura técnica y científica enfocados en la localización de fallas en redes eléctricas mediante métodos basados en el equivalente de Thévenin. La información seleccionada de los modelos identificados fue sintetizada, haciendo énfasis en el algoritmo, escenarios y herramientas de prueba utilizadas. Así mismo, se valoró el desempeño de los métodos analizados a partir de la interpretación de las simulaciones, gráficas y resultados expuestos por sus autores.

Al acotarse la investigación para artículos que desarrollan metodologías de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el Equivalente de Thévenin y publicados en la última década, la cantidad de artículos obtenidos no fueron representativos para la investigación, por tal

razón, con el fin de complementar la investigación se decide incluir dentro del análisis los artículos que desarrollan la metodología de localización de fallas en sistemas de transmisión, ya que sus métodos presentan características similares en cuanto a la implementación y los escenarios planteados en los sistemas de distribución.

En la búsqueda realizada se lograron identificar tres artículos mostrados en la Tabla 1 que cumplen los criterios de selección, lo cual muestra que son los más representativos tanto en la actualidad como en la temática a evaluar, estos artículos se presentan en la última década y son metodologías implementadas en los sistemas de distribución.

**Tabla 1.** *Artículos seleccionados – Sistemas de distribución.*

<b>AUTOR</b>	<b>TIULO</b>	<b>REVISTA</b>
Orozco C. Mora J. Pérez S. (2014, octubre 6).	Impedance-based fault location method for power distribution system considering distributed generation	Revista Chilena de Ingeniería.
Correa E., Mora J. & Pérez S. (2011, Octubre).	Generalised strategy for implementing the minimum fault reactance based fault location algorithm in real power distribution systems.	Revista Ingeniería e Investigación.
Didehvar S. & Mohammadi R. (2019, May).	Accurate estimating remote end equivalent impedance for adaptive one-ended fault location	Electric Power Systems Research

No obstante, en la investigación se encontraron otros tres artículos mostrados en la Tabla 2 que de igual manera cumplían con los criterios de selección con la diferencia de que estos artículos desarrollan metodologías aplicadas en sistemas de transmisión.



**Tabla 2.** *Artículos seleccionados – Sistemas de Transmisión.*

AUTOR	TIULO	REVISTA
Al-Mohammeda A. & Abidoa M.. (2014, March).	An adaptive fault location algorithm for power system networks based on synchrophasor measurements	Electric Power Systems Research
Chuang, S. -. S. Tsai & C. Chu. (2010).	Fault locating estimation using Thevenin equivalent in power systems.	International Power and Energy
Amir A.A. Eisa & K. Ramar. (2010)	Accurate one-end fault location for overhead transmission lines in interconnected power systems.	International Journal of Electrical Power and Energy Systems

A continuación, se presenta el análisis realizado sobre cada artículo.

### ***3.2.1 Método de localización de fallas basado en impedancia aparente para sistemas de distribución con generación distribuida (Orozco Henao et al., 2014).***

El artículo tiene como objetivo presentar un modelo de localización de fallas para una red que involucra generación distribuida. Este método se basa en la medición de los parámetros de corriente y tensión en los bornes de la fuente de generación principal y en la fuente de generación distribuida, de manera que no requiera un modelamiento de las fuentes, ni de los componentes internos de las mismas. Esta metodología ampliamente permite realizar un análisis de localización de fallas a una topología de red de X ramales con cargas dinámicas.

El desarrollo de este modelo se basa en un algoritmo matemático aplicado a cada uno de los tipos de falla con el fin de calcular la resistencia de falla y la distancia en donde esta se presenta, así mismo, la metodología se apoya en el modelo del equivalente de Thévenin, para representar

cada una de las fuentes de generación y los demás componentes asociados, con el fin de lograr determinar el aporte a la falla por parte de estos elementos.

### **Metodología implementada:**

El escenario en el que se implementa la metodología propuesta consta de una generación principal, una troncal con X ramales y un generador distribuido, tal como se muestra en la Figura 1. En cuanto al algoritmo, este se basa en la medición de corrientes de falla aportadas tanto de la fuente principal como de la generación distribuida, asumiendo la ubicación de la falla en cualquier tramo de la red.

Como punto de partida se extrae la información de los parámetros de la red almacenados en las bases de datos del operador de red, para luego ser procesadas a través del software EMPT/ATP y con ello obtener el circuito equivalente de los ramales asociados a la troncal principal.

A partir de las mediciones de tensión y corriente realizadas tanto en la fuente de generación principal, como en la fuente de generación distribuida, se procede a realizar el cálculo de la tensión y corriente de cada uno de los nodos que componen el sistema, los parámetros registrados corresponden al momento en el que ocurre la falla, sin embargo, los datos obtenidos indican un precedente para el periodo de pre-falla del sistema.

Previo a la localización de la falla, se debe identificar el tipo a partir de la corriente registrada en cada una de las fuentes, de acuerdo con el algoritmo propuesto en (Dashti & Sadeh, 1998). Luego de reconocer el tipo de falla, se selecciona el tramo inicial de la red para aplicar esta metodología, en donde es necesario tener en cuenta, si pertenece al ramal del generador distribuido

o, por lo contrario, se encuentra fuera de ese radial. Para estos dos posibles escenarios, el modelo plantea un valor para la corriente de falla:

### A. Localización de la falla antes del ramal del generador

Si la falla se encuentra en el ramal del generador, se asume el valor de la corriente de falla aportada por GD, como la corriente calculada a partir de las ecuaciones (1) y (2), las cuales involucran las medidas registradas en la fuente de GD.

$$V_{(k+1)}^f = V_{G2}^f - \sum_{i=1}^k z_i * I_{(i)}^f \quad \forall k > 1 \quad (1)$$

$$I_{(k+1,k)}^f = I_{G2}^f - \sum_{i=1}^k Y_i * V_{(i+1)}^f \quad \forall k > 1 \quad (2)$$

### B. Localización de la falla después del ramal del generador

Para este caso se deben calcular los valores de tensión y corriente en cada uno de los nodos para tener en cuenta el aporte tanto de la generación principal como la de la GD en el nodo en donde está conectada esta fuente, a continuación, se debe calcular la corriente de falla en función de la impedancia equivalente vista desde el nodo de análisis, lo cual conlleva que esta corriente dependa de la variable distancia de falla ( $m$ ). Para estimar la impedancia equivalente el sistema de potencia se considera en estado de prefalla.

Una vez obtenida la corriente de falla en el tramo de estudio, se procede a determinar la resistencia y distancia de esta, a partir de estos parámetros, se calcula un nuevo valor de corriente de falla, con el fin de realizar un comparativo con respecto al primer valor obtenido, el cual debe cumplir un primer criterio de aceptación, que corresponde al porcentaje de error hallado a partir

de la diferencia entre las corrientes calculadas. A este primer criterio de aceptación se le define como refinamiento de la corriente de falla, y será el punto de partida para validar si la variable calculada como distancia de falla ( $m$ ) pertenece al tramo de estudio, esto se puede corroborar si esta distancia calculada es menor que 1, que es la distancia normalizada, de ser así, se determina la distancia real de la falla, si no se cumple el anterior criterio de aceptación se debe actualizar los valores de tensión y corriente de los nodos, y se continúa el análisis en la siguiente sección de la red, para estimar nuevamente las corrientes de falla correspondientes a este tramo.

El proceso de refinamiento de la corriente de falla aplica únicamente en caso de que la localización de la falla esté ubicada después del ramal donde se encuentra conectada la GD. En caso contrario, se calcula directamente la distancia de falla con la corriente hallada a partir de los registros de medida.

Finalmente, después de localizar la falla, se determina la distancia real de ubicación, teniendo en cuenta las longitudes de las secciones analizadas más la distancia de falla ( $m$ ) calculada en ese tramo.

### **Aplicación del Método:**

La metodología planteada por este estudio se desarrolla a través del sistema IEEE 34 nodos (Distribution System Analysis Subcommittee. "IEEE 34 Node Test Feeder". 2001.), implementada en el software ATPDraw, con el fin de validar su precisión de localización de falla.

El sistema seleccionado para la validación cuenta con características reales de un sistema alimentador del estado de Arizona (Estados Unidos), el cual opera a 24,9kV. Así mismo, contempla diferentes topologías de red, como lo son, ramales monofásicos, bifásicos y trifásicos, además, de diferentes comportamientos de cargas desbalanceadas de naturaleza concentrada y

distribuida. Por último, se conecta un generador distribuido en uno de los ramales principales del sistema, teniendo en cuenta una impedancia de Thévenin, con el fin de variar la penetración de la generación distribuida a la red.

Los tipos de falla simulados para la aplicación del método serán fallas de tipo monofásico, bifásico y trifásico, con resistencias de falla de  $0\Omega$ ,  $20\Omega$  y  $40\Omega$  dentro de las condiciones de simulación, también se contempla una penetración de GD de 5% a 50%.

### **Resultados obtenidos:**

Los resultados obtenidos a partir de la simulación se representan a través de superficies de desempeño, en las cuales se muestra el error de la distancia calculada con respecto a la penetración de la generación distribuida, para cada uno de los tres casos de resistencia de falla.

Para la simulación donde se contempla la falla monofásica, se puede evidenciar en la gráfica de resultados que las distancias de localización de falla calculadas mediante el método fueron superiores a los valores reales de las distancias a la falla. Así mismo, se evidencia en los resultados que el porcentaje de error incrementa a razón de la penetración de GD, sin dejar de ser un método preciso, ya que no sobrepasa el 1.5% del error; también se observa que a medida que la longitud de la falla aumenta, el error incrementa para los casos donde la resistencia de falla es menor ( $0\Omega$ ).

En el mismo escenario de pruebas, se simula la falla bifásica y trifásica, teniendo como resultados comportamientos similares, donde se evidencia que, a diferencia de la falla monofásica, las distancias de fallas determinadas a partir del método son menores a la distancia real de la localización de la falla. Además, para estos dos tipos de falla el error tiende a incrementar de

acuerdo con el aumento de la resistencia de falla, lo contrario a lo obtenido en la simulación de la falla monofásica.

### **Conclusiones y Observaciones:**

El equivalente de Thévenin es determinante para el desarrollo del método, dado que permite reducir las secciones de la red hasta el tramo de estudio, simplificando el cálculo de tensión y corrientes en los nodos, con el fin de obtener un algoritmo matemático que permita hallar la corriente de falla y a partir de ella obtener la resistencia y distancia de falla.

La implementación de los parámetros registrados a partir de la medida, hacen del método planteado un mecanismo eficiente ya que no requiere tener en cuenta un modelo del generador distribuido, por lo que puede ser usado en cualquier topología de red para localización de cualquier tipo de falla.

Finalmente, la aplicación del método permitió corroborar su precisión en los tres escenarios de tipos de falla: monofásicas, bifásicas y trifásicas, teniendo en cuenta diferentes condiciones como variación de la resistencia de falla y el porcentaje de penetración de la generación distribuida; haciendo de este un método amplio y real para cualquier tipo de red, obteniendo resultados con un error de precisión por debajo del 2%.

***3.2.2 Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales (Correa-Tapasco et al., 2011).***

Los sistemas de distribución están expuestos constantemente a fallas causadas por agentes externos de orden natural, como rayos, tormentas, huracanes o el eventual contacto con animales o vegetación cercana, presencia de materiales conductores o al ejecutarse maniobras propias del sistema que pueden generar sobrecargas o cortocircuitos. En consecuencia, la continuidad del servicio se ve directamente afectada y a su vez los índices de calidad de suministro de energía, tales como, el índice de frecuencia de interrupción de la disponibilidad del sistema (SAIFI) y el índice de duración de la interrupción de la disponibilidad del sistema (SAIDI). Por consiguiente, es indispensable que el Operador de Red (OR) disponga de estrategias que le permitan, localizar la falla de forma rápida y así mismo, restablecer el servicio de energía en el menor tiempo posible.

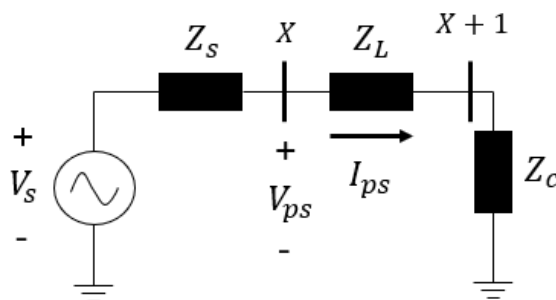
En este artículo se presenta una metodología generalizada que permite facilitar la implementación de un localizador de fallas en sistemas reales de distribución de energía, a partir de la medición de los parámetros de tensión y corriente en bornes de la subestación en los instantes de prefalla y falla y su aplicación sucesiva a lo largo de líneas de sección desde la subestación de energía hasta la sección donde se ha determinado la falla.

**Metodología implementada:**

Usualmente los sistemas de distribución se representan a partir de un modelo simplificado, el cual contempla un equivalente visto desde la fuente, la troncal principal y por último un equivalente visto desde la carga, como se muestra en la Figura 7.

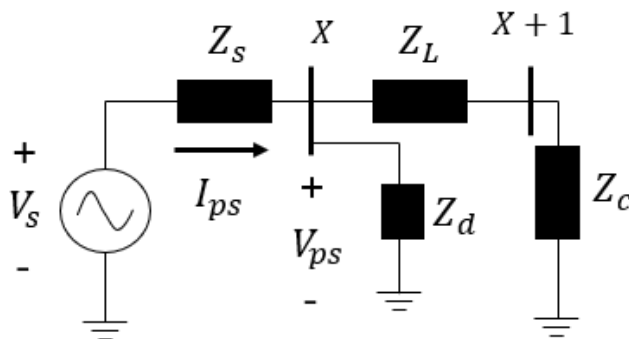
Otra forma de modelar un sistema de distribución es teniendo en cuenta los ramales, como se muestra en la Figura 8, con lo cual, se obtiene un sistema completo que permite obtener resultados más precisos en cuanto a la localización de fallas. La dificultad a la hora de representar este modelo es la escasa información de los valores de los parámetros de la red, dado que los Operadores de Red (OR) usualmente desconocen dicha información.

**Figura 7.** *Modelo Simplificado del Circuito en Serie.*



*Nota.* Modelo simplificado del circuito en serie. Adaptado de Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales (Correa-Tapasco et al., 2011).

**Figura 8.** *Modelo de Circuito Serie y Derivación.*



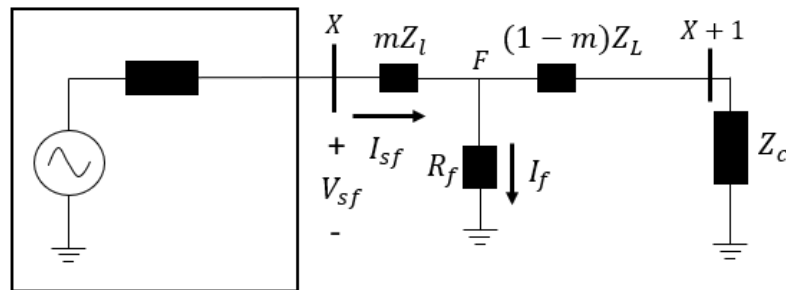


*Nota.* Modelo de circuito serie y derivación. Adaptado de Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales (Correa-Tapasco et al., 2011).

Por lo tanto, la estrategia planteada en el presente artículo se basa en el modelo simplificado de la Figura 7, de tal manera que se tienen en cuenta las mediciones de los parámetros de tensión y corriente en los bornes de la subestación en los instantes de prefalla y falla, así mismo, las magnitudes de las impedancias en serie de las líneas de distribución y por último el equivalente de las impedancias de carga.

Según los valores registrados en las mediciones realizadas en la subestación, se logran obtener dos ecuaciones complejas, con las cuales se puede relacionar tensión y corriente y, a su vez, la distancia al nodo de falla. De igual forma, el método propuesto busca identificar el nodo X (nodo alimentador de la falla), asumiendo un valor de reactancia mínima, con ello se considera, que la impedancia de falla es netamente resistiva. Otro criterio para la obtención de este nodo X, es a partir de la variación de la distancia de falla en la sección de red analizada.

Para la implementación del método, se tiene en cuenta el modelo equivalente del sistema de distribución en falla representado en la Figura 9, en donde se muestra la variable  $m$  como la distancia de localización de la falla, la cual, se puede estimar asumiendo que se conoce la sección e impedancia de la línea expresada en ohmios, por ende, se podrá determinar el valor de  $m$  por unidad. El criterio de selección del tramo de falla se obtiene de calcular el valor de  $m$ , iniciando en el primer tramo de la línea buscando que el valor de  $m$  esté dentro del intervalo de  $[0,1]$ . En el caso donde  $m$  sea mayor que 1, se procederá a realizar en la siguiente sección de la red, el cálculo de la tensión y corriente del siguiente nodo, considerando las condiciones de prefalla y falla respectivamente.

**Figura 9.** Circuito Equivalente de Falla.

*Nota.* Circuito equivalente de falla. Adaptado de Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales (Correa-Tapasco et al., 2011).

Para el modelo mostrado en la Figura 9, el valor de la impedancia de línea  $Z_L$  está plenamente identificado, mientras que la impedancia de carga acumulada  $Z_C$ , es un parámetro que está en constante variación, por tal razón, se plantea el cálculo de dicho parámetro en función de las variables de tensión y corriente registradas en el instante de prefalla y de esta manera la variable  $Z_C$  podrá ser más precisa en el intervalo de análisis de ocurrencia de la falla.

Teniendo en cuenta la tensión registrada en el nodo alimentador  $V_{sf}$  y la corriente  $I_{sf}$  se podrá expresar la tensión y corriente en el nodo de falla F en función de la variable  $m$  y del mismo modo se podrá expresar la impedancia de falla  $Z_f$ .

Posteriormente, se procede a estimar la distancia de falla a partir de la expresión obtenida para  $Z_f$  evaluando  $m$  en un rango de  $[0, 1]$  con un paso 0.01 en la expresión, donde el criterio de aceptación será cuando el resultado de la reactancia de falla sea el valor mínimo de los resultados obtenidos. En el caso donde el valor mínimo obtenido se encuentre cercano al nodo X+1, es decir que  $m$  tome valores cercanos a 1, se debe realizar el análisis en la siguiente sección de la red.

Previo a la localización de la falla, se debe tener claro el tipo de falla que se presenta en el sistema, para ello se tiene en cuenta el parámetro de corriente de falla registrado en la fuente de generación, para así evaluarlo en el algoritmo propuesto en Ratandash en (Dashti & Sadeh, 1998).

### **Aplicación del método:**

La metodología propuesta en este artículo se aplicó en un sistema de distribución de energía de 34,5 kV ubicado en Colombia y administrado por el Operador de Red (OR) Codensa-Endesa E.S.P. El circuito alimentador analizado tiene 29 km de longitud y la carga nominal es de 95 A.

Las pruebas realizadas al sistema de distribución propuesto fueron simulaciones de corrientes de falla de tipo monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas a lo largo del alimentador principal, en las cuales se consideraron las impedancias de falla netamente resistivas de 0 a 40  $\Omega$  y con ello poder evaluar la eficiencia del método.

### **Resultados obtenidos:**

Las simulaciones realizadas tienen como variable de entrada, el parámetro de resistencia de falla en un rango de 0 a 40  $\Omega$  y los resultados se representan de forma gráfica, en ellos se muestra la variación del porcentaje de error respecto a la distancia de localización de la falla en los diferentes escenarios propuestos.

De acuerdo con los resultados obtenidos, en la falla monofásica se puede evidenciar que a medida que la resistencia de falla aumenta, el porcentaje de error del método se incrementa, alcanzando valores hasta del 20% para la longitud máxima. Así mismo, los resultados en los tramos iniciales presentan un error de precisión del 5%, lo cual deja ver que este método no es óptimo para este escenario de falla.

En la falla bifásica y bifásica a tierra se puede observar que, para los diferentes valores de resistencia de falla propuestos, el error es considerablemente bajo para longitudes menores a 16 km, para distancias superiores, el error presenta un crecimiento exponencial llegando a valores menores del 7%, siendo este un valor aceptable.

Por último, para fallas trifásicas se presenta la misma situación que el caso anterior, ya que, a pesar de la variación de la resistencia de falla, el error no supera el 2% para los primeros 16 km del tramo analizado, sin embargo, al evaluar distancias superiores el error tiende a crecer alcanzando errores hasta del 8%.

### **Conclusiones y Observaciones:**

El método de aplicación para localización de fallas planteado permite adaptarse a cualquier característica de la red ya sea diferentes tipos de calibres de conductor, cargas variables y números de fallas, entre otras.

El modelo implementado en la metodología propuesta está soportado por el equivalente Thévenin, en donde se puede simplificar la topología de la red, de manera que el procesamiento de información y cálculos matemáticos se vean reducidos, y de esta forma obtener mayor eficacia en la localización de la falla.

La metodología propuesta muestra que es de fácil implementación para sistemas de distribución a pesar de que los resultados obtenidos en el escenario de falla monofásica no fueran lo más precisos a diferencia de los casos de falla bifásica, bifásica a tierra y trifásica donde los valores obtenidos están dentro de un rango menor al 8%, lo cual es aceptable dentro de los criterios de evaluación.

### ***3.2.3 Un algoritmo adaptativo de localización de fallas para redes de sistemas eléctricos basado en mediciones de sincrofasores (Al-Mohammed & Abido, 2014).***

Los métodos de localización de fallas han ido evolucionando en relación con las exigencias propias del sistema eléctrico y a las nuevas tecnologías, esto con el objeto de proporcionar al Operador de Red (OR) de manera ordenada, sistemática y vigente, estrategias para ubicar de forma eficiente y eficaz, las deficiencias que puedan surgir durante el funcionamiento, de modo que se pueda restablecer y mantener la continuidad del servicio en breve.

Ahora bien, con relación a lo planteado anteriormente, este artículo presenta un método que consiste en un algoritmo adaptativo de localización de fallas, el cual se desarrolla a partir de un conjunto de mediciones sincronizadas de fasores de tensión y corriente, tomados en los extremos de la línea previo a la falla, con el fin de calcular en tiempo real la impedancia equivalente de Thévenin vista de los extremos de la línea evaluada, permitiendo así, obtener una red más simplificada y ajustada a los cambios en cuanto a carga y topología de la red. Así mismo, el algoritmo implementa el método de múltiples mediciones con regresión lineal (MMLR) para el cálculo de los parámetros de la línea a analizar.

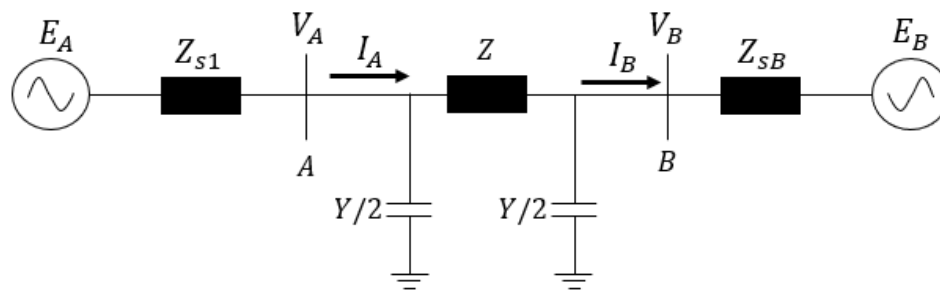
#### **Metodología implementada:**

La metodología planteada tiene como objetivo inicial calcular la impedancia equivalente de Thévenin de los elementos vistos en los extremos de la línea que presenta la falla, esto se logra a partir del registro de tres conjuntos diferentes de medidas de los fasores de tensión y corriente, donde los primeros dos grupos de medidas definen el lugar geométrico para la impedancia de

Thévenin y el tercer bloque de medidas combinado con el primer o el segundo grupo se utiliza para estimar el valor específico de la impedancia equivalente de Thévenin.

Continuando con la metodología planteada, el conjunto de medidas obtenidas de las PMU junto con el método múltiple de mediciones con regresión lineal se utiliza para determinar los parámetros de la línea en serie, los cuales son: resistencia, reactancia y la admitancia en derivación de la línea en estudio. El modelo propuesto para representar la línea en estudio es el modelo equivalente tipo  $\pi$  mostrado en la Figura 10 con la representación del equivalente de Thévenin del sistema visto desde los extremos.

**Figura 10.** Circuito Equivalente Tipo  $\pi$  de una Sola Línea.

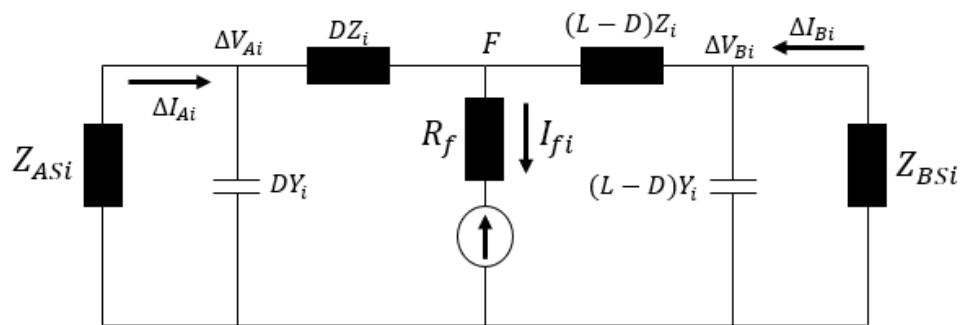


*Nota.* Circuito equivalente tipo  $\pi$  de una sola línea. Adaptado de An adaptive fault location algorithm for power system networks based on synchrophasor measurements (Al-Mohammed & Abido, 2014).

Luego de determinar el equivalente de Thévenin del sistema de los extremos de la línea y los parámetros de la línea evaluada, se procede aplicar el algoritmo adaptativo de localización de fallas usando el principio de superposición para separar el sistema de pos-falla en dos escenarios, el primero es la red previa a la falla, representada a partir de los conjuntos de mediciones más recientes de prefalla obtenidos de las PMU. El segundo es una red superpuesta, esta se obtiene a

partir de las últimas mediciones eléctricas de los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva, negativa y cero, previo y posterior a la falla.

**Figura 11.** Red Superpuesta de una Línea Eléctrica.



*Nota.* Red superpuesta de una línea eléctrica. Adaptado de An adaptive fault location algorithm for power system networks based on synchrophasor measurements (Al-Mohammed & Abido, 2014).

La red superpuesta representa el modelo de la línea en función del parámetro de distancia al nodo de falla ( $D$ ) y las impedancias equivalentes de la fuente, que se calculan en línea a partir de las mediciones de tensión y corriente registradas en tiempo real.

Obteniendo las ecuaciones de tensión desde cada uno de los extremos de la red al nodo de falla, las cuales quedan en función de la variable de distancia de falla, se procede a determinar el punto donde se ubica la falla, a partir de un método gráfico usando estas dos ecuaciones, donde son evaluadas variando la distancia a la falla a lo largo de toda la línea, buscando un punto de intersección entre las dos gráficas el cual indicará el punto de localización de la falla.

**Aplicación del método:**

Para corroborar la eficiencia del método, este fue evaluado en una red tomada del sistema eléctrico Saudi Electricity Company (SEC) compuesto por 38 barras, operado a 115kV con una frecuencia de 60 Hz.

Por consiguiente, el método propuesto se desarrolla utilizando la herramienta PSCAD / EMTDC y MATLAB para evaluar la información registrada en los momentos previos y posteriores a la falla en los equipos de medida y obtener los resultados de las diferentes simulaciones. Asumiendo que la falla ocurre en la línea ubicada entre las barras 38 y 30, modelado a partir del circuito  $\pi$ .

En este sentido, la evaluación del método considera diferentes tipos de fallas (Monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica), valores de resistencia (1  $\Omega$ , 5  $\Omega$ , 10  $\Omega$ , 50  $\Omega$  y 100  $\Omega$ ), y distancias de falla para una línea de 26 km. El escenario de pruebas contempla equipos de medida (CT's y PT's), ubicados en cada terminal de la línea evaluada, los cuales se asumen con un comportamiento ideal.

**Resultados obtenidos:**

Para evaluar la precisión de los resultados obtenidos por el método propuesto, se calcula el error porcentual a partir de la diferencia entre la ubicación real de la falla y la ubicación estimada sobre la longitud total de la línea.

Ahora bien, el primer escenario evaluado contempla una falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 10  $\Omega$  el cual muestra una precisión del 0,34% para cada una de las fases, asumiendo la falla cercana al nodo local, no obstante, si se asume la ubicación de la falla al extremo



remoto de la línea, se obtiene un error de 0,52%, este mismo comportamiento se repite para un valor de resistencia de falla de 100  $\Omega$  mostrando así unos resultados aceptables de precisión.

Por otra parte, los resultados obtenidos para el escenario de falla bifásica y bifásica a tierra están en el rango de 0,34% y 0,52%, aumentando a razón del incremento de la resistencia de falla evaluada, de igual forma se correlaciona este aumento si la falla se encuentra en el extremo local o en el extremo remoto de la línea.

En cuanto al escenario de fallas trifásicas, se evaluaron resistencias de 1  $\Omega$  y 10  $\Omega$  obteniendo resultados similares.

### **Conclusiones y Observaciones:**

Por todo lo expuesto, es posible señalar que para los escenarios donde se analizan los diferentes tipos de falla, los resultados obtenidos son similares a pesar de que se evalúan con un rango de resistencia de falla diferente, demostrando así la adaptabilidad del método ante cualquier valor de resistencia de falla.

Se evidencia que la localización de la falla a lo largo de la longitud de la línea tiene un efecto en la precisión del método, sin embargo, no deja de ser un método robusto ya que los resultados no superan el 0,5% en el error porcentual de localización.

De acuerdo con lo presentado en este artículo, se observa que el cálculo de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema, visto en los extremos de la línea, calculados a partir de un conjunto de mediciones que se actualizan a partir de las tecnologías de PMU y georreferenciación (GPS), hacen del método un análisis simplificado y con un margen de error mínimo ante cualquier variación de la red.

### ***3.2.4 Estimación de localización de fallas utilizando el equivalente de Thévenin en sistemas de potencia (Chuang et al., 2010).***

Como bien es sabido, la energía eléctrica actualmente es un recurso fundamental en la dinámica del progreso económico y social de una población, por consiguiente, es un factor determinante en cuanto al nivel de calidad de vida y su desarrollo. Evidentemente es un bien imprescindible dado que su uso es parte de servicios esenciales en la vida cotidiana, de tal forma que cada vez son más los consumidores que requieren energía para abastecer sus necesidades, en este sentido, se comprende la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, lo que vuelve para los operadores de red más compleja la tarea de asegurar la estabilidad y continuidad del servicio o recuperar el sistema ante cualquier falla en el menor tiempo posible. Por esta razón los agentes del sector consideran que la localización de fallas está directamente relacionada con la continuidad del servicio; por ello es necesario conocer de manera rápida y confiable el lugar donde ha ocurrido la falla.

En relación a la problemática expuesta, analizando el caso particular del sistema eléctrico de Taiwán, cuya red es de generación centralizada, aquí es necesario localizar la falla de manera inmediata, debido a que las cargas en los extremos del sistema se ven seriamente afectados al no contar con un respaldo de otros sistemas de generación de energía, asimismo, el problema aumenta comúnmente por desastres naturales que lo hacen aún más susceptible a daños, resultando complejo mantener la continuidad del servicio.

El artículo plantea una metodología de localización de fallas basado en el equivalente de Thévenin del sistema eléctrico aplicando técnicas de ajuste de curva e impedancia para estimar la ubicación de la falla.

**Metodología implementada:**

Según las características del sistema eléctrico de Taiwán, la metodología propone realizar un análisis de un modelo simplificado, a partir de la estimación del equivalente de Thévenin reduciendo de forma significativa la evaluación de la localización de falla de la red.

En primera instancia, plantea realizar un cálculo de un circuito de equivalente de Thévenin de dos puertos, con el fin de obtener la tensión en el extremo de la carga, considerando las variaciones de carga o perturbaciones en la red, el cual debe actualizarse teniendo en cuenta las expresiones del equivalente en función de un cambio de tensión en la fuente, dicha variación estará relacionada a la variación de la carga, es decir, quedará en función de la corriente.

Teniendo en cuenta que las expresiones del modelo equivalente de Thévenin quedan en función de la variación de la corriente, tensión y variación de carga, se utilizan los métodos de valor esperado y covarianza para determinar una expresión de la impedancia de Thévenin.

A partir de la expresión matemática obtenida anteriormente que se calcula por medio de la covarianza, se puede estimar el equivalente de Thévenin con las diferentes modificaciones que puede llegar a presentar el sistema eléctrico aplicando el método de mínimos cuadrados recursivos.

Partiendo de un modelo simplificado estimado, el autor desarrolla un método híbrido para identificar los tipos de falla y la localización de esta, el cual consiste en calcular una constante  $C$ , a partir de la relación entre la distancia de la localización de la falla sobre la impedancia de Thévenin vista desde la barra analizada.

En la implementación del método se calculó el valor de la constante  $C$  para cada una de las líneas del sistema evaluado, con el fin de estimar la distancia de falla. De los resultados obtenidos se evidencio un alto porcentaje de error respecto a la distancia real de falla, por lo tanto, el método

incluye una serie de simulaciones para obtener una relación entre la distancia de falla y la variación del equivalente de Thévenin.

### **Aplicación del método:**

Para validar la precisión del método, fue implementado en el sistema eléctrico de Taiwán, seleccionando las cargas más grandes de cada área obteniendo así un total de 12 barras. Los escenarios de análisis contemplaron 3 tipos de contingencias como: cortocircuito, pérdidas de carga, y pérdidas de generación de energía.

Para simular el comportamiento del equivalente de Thévenin del sistema en el momento en el que ocurre una falla se utiliza la herramienta PSS/E y MATLAB.

### **Resultados obtenidos:**

En primera instancia el método calcula la distancia de la falla a partir de una constante  $C$  propia del conductor entre las barras seleccionadas y la impedancia equivalente de Thévenin, obteniendo resultados muy alejados de la distancia real de la ubicación de la falla en cada uno de los tres escenarios de falla evaluados.

El autor atribuye la imprecisión del método a que el valor de la impedancia del equivalente de Thévenin debe variar a razón de los diferentes comportamientos del sistema eléctrico, por tanto, se realiza un análisis para determinar el comportamiento de la impedancia en relación con los tres escenarios de falla.

Partiendo de la relación de la impedancia de Thévenin con respecto a que la distancia de falla debe ser lineal, se realiza la simulación para el escenario de cortocircuito y se obtiene un resultado gráfico, el cual demuestra que dicho comportamiento lineal no se cumple, resultando

para diferentes distancias valores de impedancias de Thévenin dispersos sin ninguna correlación entre ellos.

Para el escenario de pérdidas de cargas se realizó el mismo análisis gráfico con el fin de corroborar si el equivalente de Thévenin aumenta en proporción lineal con respecto a la distancia de la falla, obteniendo como resultado, que efectivamente la correlación si es lineal, sin embargo, solo aplica para las barras ubicadas al norte del sistema eléctrico de Taiwán, la razón por la cual se presenta este efecto podría atribuirse a que en la región del norte se ubican las grandes cargas y esto conlleva a una perturbación más evidente.

Finalmente, para el escenario de pérdida de generación, se analiza el comportamiento del equivalente de Thévenin con respecto a diferentes distancias, obteniendo como resultado un comportamiento lineal, tal como el escenario de pérdida de carga, este efecto se presentó en las barras ubicadas en la zona norte del sistema eléctrico, del cual se puede deducir que la pérdida de generación tiene mayor impacto en el comportamiento lineal para el extremo remoto del sistema.

De cada análisis se obtuvo un polinomio característico que representa el comportamiento del equivalente de Thévenin en cada uno de los escenarios, el cual se puede usar para estimar otros eventos.

A partir de los resultados obtenidos anteriormente y evaluando de forma gráfica cada escenario de falla, se trazan círculos utilizando la distancia estimada como radio y teniendo en cuenta como eje la posición de la barra, este mismo proceso se realiza para todas las barras, de modo que, donde se presenten mayores intersecciones de estas circunferencias, posiblemente será la ubicación de la falla.

Para el primer caso de cortocircuito se evidencia que los cruces no están concentrados en un área específica y los escasos cruces existentes están alejados de la distancia real de la falla corroborando de esta manera la imprecisión del método para este escenario de falla.

Contrario a lo que ocurre para los escenarios de pérdida de carga y pérdida de generación, donde sí se presentan los cruces de la circunferencia en un área específica y cercana a la distancia real de la falla.

### **Conclusiones y Observaciones:**

El continuo crecimiento de los sistemas eléctricos aumentan su dificultad de análisis al momento de localizar las fallas, por tanto, modelar todas las características del sistema a partir de un equivalente de Thévenin puede simplificar significativamente la complejidad del análisis, como es el caso del sistema de energía de Taiwán, en tanto se tenga en cuenta que con la ayuda del polinomio obtenido se determina la distancia aproximada entre la barra y la falla, este equivalente de Thévenin tiene un comportamiento variable de acuerdo al escenario de falla al cual esté expuesto la red.

La metodología propuesta pretende facilitar el análisis modelando el sistema de energía a partir de un equivalente de Thévenin, el cual va a estar directamente influenciado por el tipo de falla, lo que permite identificar un comportamiento de dicho equivalente a partir de polinomios que puedan ajustarse al tipo de falla presentado y de esta manera se puedan aplicar para los diferentes tipos de falla en cualquier segmento de la red, aunque para el caso específico de localizar fallas de cortocircuito no sea lo suficientemente preciso.

Los resultados de la simulación revelan desempeños medianamente aceptables en las fallas presentadas por pérdida de carga y pérdida de generación, dado que el método gráfico no es

efectivo, puesto que expone gran cantidad de intersecciones en diferentes áreas que pueden conllevar a interpretaciones erróneas. Para el caso de fallas de cortocircuito los resultados obtenidos fueron deficientes debido a que el comportamiento de la impedancia equivalente de Thévenin no presenta una correlación lineal obteniendo así unos resultados notablemente dispersos.

### ***3.2.5 Ubicación precisa de fallas en un extremo para líneas de transmisión aéreas en sistemas de energía interconectados (Eisa & Ramar, 2010).***

Preservar la continuidad de servicio en los sistemas de potencia, ha sido uno de los principales objetivos por parte de los operadores de red, por ello, es primordial contar con un plan estratégico que permita localizar las posibles afectaciones y de esta manera actuar de forma rápida y eficiente con el fin de restablecer el servicio, reduciendo significativamente tiempos y costos operativos.

Por tal motivo, algunos operadores de red han optado por implementar diversos métodos de análisis, como la localización de falla de dos extremos basados en medidas de tensión y corriente, sincronizados entre los dos extremos de la línea, lo que requiere generalmente de un enlace de comunicación a través de sistemas GPS, por lo que su implementación demanda mayor cantidad de equipos implicando un aumento de costos. Asimismo, el método basado en mediciones de tensión y corriente de un solo extremo de la línea evaluada, aunque es más simple con respecto al método anterior, este tiende a disminuir su precisión. Por consiguiente, este artículo pretende plantear una metodología mejorada, basada en la ubicación precisa de la falla en el extremo de la línea a partir de mediciones, incluyendo un modelamiento exacto de los parámetros de la línea y

un modelo de red de dos barras orientado en el equivalente de Thévenin que permitan interconectar el sistema.

### Metodología implementada:

Para el desarrollo de la metodología planteada por el autor, se propone modelar un sistema general de  $n$  barras, el cual presenta una falla en un punto específico a lo largo de una línea que conecta dos barras a partir de un sistema equivalente de Thévenin, que incluye los parámetros vistos desde cada nodo de la línea, calculados a partir de la matriz de impedancia y tensión de secuencia positiva respectivamente. Además, el modelo del sistema pretende representar la línea donde se ubica la falla a partir de un modelo exacto de parámetros distribuidos.

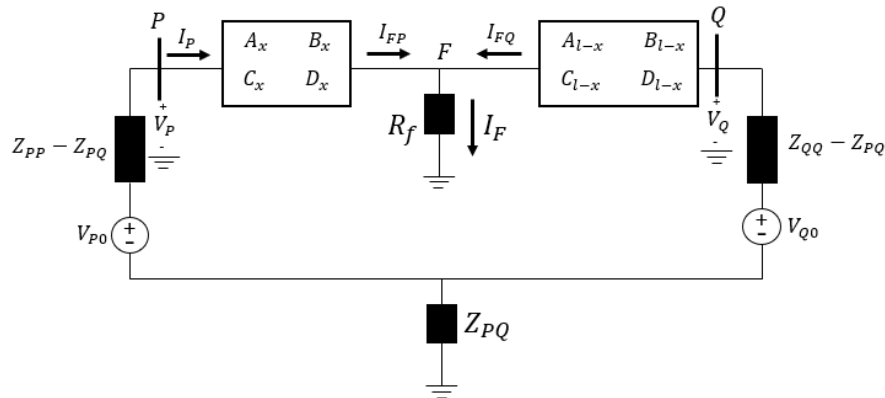
La metodología plantea un análisis para las fallas simétricas trifásicas, donde se modela la línea a través de sus parámetros ABCD calculados mediante el método de parámetros distribuidos, los cuales quedan en función de la longitud de la línea y las constantes de propagación propias de la misma, además de la impedancia en serie y la admitancia en derivación de secuencia positiva.

**Tabla 3.** *Coefficientes de la Matriz de Transferencia para Diferentes Modelos de Líneas.*

Modelo de Línea	Coefficientes de la matriz de transferencia
Modelo simple	$A = 1, B = Z_l, C = 0, D = 1$
Modelo $\pi$	$A = 1 + \left(\frac{Z_l Y_l}{2}\right), B = Z_l, C = Y_l \left(1 + \left(\frac{Z_l Y_l}{4}\right)\right), D = 1 + \left(\frac{Z_l Y_l}{2}\right)$
Modelo Distribuido	$A = \cosh(\gamma l), B = \sinh(\gamma l), C = \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma l), D = \cosh(\gamma l)$

*Nota.* Datos obtenidos de Accurate one-end fault location for overhead transmission lines in interconnected power systems (Eisa & Ramar, 2010).



**Figura 12.** Modelo de Parámetros Distribuidos de la Línea Fallada.

*Nota.* Modelo de parámetros distribuidos de la línea fallada. Adaptado de Accurate one-end fault location for overhead transmission lines in interconnected power systems (Eisa & Ramar, 2010).

Para el instante donde ocurre una falla en determinado punto, se procede a determinar su tensión a partir de una ecuación expresada en función de los parámetros de la línea y también en función de la tensión y corriente de secuencia positiva registrados en la barra del bus local durante la falla, esta tensión también se puede determinar a partir de la resistencia de falla y la corriente de falla, obteniendo una ecuación que involucra resistencia de falla y distancia de falla.

Analizando el algoritmo matemático planteado por el autor, se evidencia que este asume la impedancia de falla netamente resistiva, lo cual le permite hacer un análisis matemático de la parte imaginaria de la ecuación y a partir de ella poder calcular la distancia de la falla.

El modelo también contempla las variaciones de tensión y corriente en los extremos de la línea causados a partir de la falla, obtenido del circuito de componentes superpuestos conocido también como circuito equivalente de falla pura. Las variaciones ocurridas en el bus local están dadas por las diferencias de las tensiones y corrientes registradas en los instantes de prefalla y

posfalla, a partir de estas, también se podrán calcular las variaciones que se presenten en el bus remoto, teniendo en cuenta las corrientes e impedancias involucradas respectivamente.

Teniendo en cuenta los parámetros de la línea y las variables de tensión y corriente ya mencionadas, el método propone calcular la corriente de falla a partir de una ecuación no lineal, donde su única incógnita es la distancia de falla la cual se podrá resolver a partir de un método numérico que mejor se ajuste.

Para el análisis de fallas asimétricas (monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra) la principal diferencia con el escenario anterior es el modelamiento de los parámetros de la línea, dado que estarán en función de la constante de propagación y la impedancia propia de la línea, las cuales se calculan a partir de la matriz de impedancia en serie y la matriz de admitancia en derivación.

### **Aplicación del método:**

Con el fin de validar la efectividad del método, este se evalúa en un sistema de energía interconectado de 11 barras para determinar la precisión de la ubicación de cualquier tipo de falla ya sea simétrica o asimétrica. Los parámetros de la red están previamente definidos y a partir de funciones de Matlab se puede obtener las matrices de impedancia y admitancia, y así mismo las matrices de secuencia positiva.

El sistema de energía se simulará a través del software PSCAD / EMTDC, en el cual la línea evaluada con falla está conectada entre las barras 6 y 8, la cual tiene un nivel de tensión de 230 kV y una longitud de 200 km. Los escenarios de pruebas contemplan fallas a distancias de 50, 100 y 150 km desde el bus local 6, teniendo en cuenta varios valores de resistencia de falla.

El método utiliza los registros de medidas disponibles en el bus local 6 y a partir de estas determina los fasores de tensión y corriente mediante el algoritmo de Fourier de ciclo completo,

el cual no contempla la compensación de corriente continua. Por medio de la función de Matlab *fZero* ( ) se resuelven las ecuaciones de localización de fallas monofásica, bifásica y trifásica, aplicando la combinación de los algoritmos matemáticos de interpolación cuadrática inversa, secante y bisección, asimismo, se utiliza la función de MATLAB *fminsearch* ( ) para el tipo de falla bifásica a tierra.

### **Resultados obtenidos:**

Para evaluar la precisión de los resultados obtenidos a partir del método, se implementó una ecuación que calcula el error porcentual de la distancia de falla, a través del valor absoluto de la diferencia entre la distancia calculada y la distancia real de falla dividido entre la longitud total del conductor.

Para todos los tipos de falla se evaluaron tres distancias diferentes de localización (150, 100 y 50 km), en cada una de ellas se varió la resistencia de falla de  $0 \Omega$  a  $200 \Omega$ . De acuerdo con los resultados obtenidos para tipo de falla trifásico, se pudo evidenciar la alta precisión del método, debido a que el error más alto presentado es de aproximadamente 0,17% calculado para distancia de falla más lejana vista desde el bus local, y el error mínimo de 0,05% presentado en la distancia de falla más cercana a la barra. También se puede evidenciar que la precisión del método no se ve afectada por la variación de la resistencia de falla.

Para la falla monofásica a tierra se evidencia que al igual que el escenario anterior el método sigue siendo efectivo para las fallas cercanas al bus local, sin embargo, en este caso la influencia de la resistencia si afecta la precisión del método ya que alcanza valores hasta del 2% de error. Para las fallas de tipo bifásicas de igual forma se presenta un aumento del error de precisión a razón del aumento de la resistencia de falla, por último, se puede validar que la falla

de tipo bifásica a tierra presenta una gran similitud en cuanto a resultados con respecto a la falla trifásica, ya que su precisión mejora obteniendo resultados hasta de un 0,01% para cualquier tipo de resistencia de falla.

No obstante, a pesar de quedar demostrada la alta efectividad del método, se pueden presentar algunos errores de precisión, posiblemente causados por las suposiciones a lo largo del desarrollo de la metodología; por ejemplo, el cálculo de los fasores de frecuencia fundamental de la tensión y la corriente a partir de las señales transitorias, lo cual puede provocar imprecisiones en el cálculo de los parámetros de la línea, o asumir que la falla es netamente resistiva.

Con el fin de demostrar la sensibilidad del método ante cualquier variación en la precisión de las impedancias del equivalente de Thévenin, el autor planteó un escenario de pruebas, donde consideró una línea con falla monofásica a tierra a una distancia de 150 km, con una resistencia de falla de  $10 \Omega$  simulando la localización de la falla introduciendo aproximadamente un 50 % de error en las impedancias del equivalente de Thévenin, tanto en el bus local como en el remoto. A partir de esta evaluación, se corroboró que el error en la estimación de la magnitud de la impedancia equivalente vista desde el bus local repercute directamente en la precisión de la localización de la falla, mientras que la magnitud de las impedancias del bus remoto, no influyen en la precisión del método. De la misma manera se evaluó la influencia del error del ángulo de fase de las impedancias de Thévenin, obteniendo el mismo resultado, adicionalmente se evidencia que para este caso el fasor de la impedancia remota vista desde el bus local, si afecta la precisión del método.

**Conclusiones y Observaciones:**

La alta efectividad del método radica en el cálculo exacto de las impedancias de Thévenin del bus local, por ende, se valida la importancia de tener un bus de impedancias actualizado con respecto a las variaciones del sistema en el instante de falla.

La metodología planteada por el autor presenta algunas diferencias con relación a otras, debido a que involucra dentro de su modelo, un cálculo exacto de los parámetros de la línea, logrando una alta precisión en los resultados, destacándose por emplear pocos recursos, dado que se basa en mediciones de los fasores de tensión y corriente en un solo extremo de la línea, en los instantes de prefalla y durante la falla.

Con el fin de agilizar los cálculos del algoritmo matemático, el método permite basarse en información de fallas ocurridas anteriormente, es decir, que funciona de forma adecuada con registros históricos de falla tomados a partir de registradores de falla o relés de protección y no requieren que sus cálculos sean tomados en tiempo real.

El método demostró una alta precisión en la estimación de la localización de la falla, tanto de variación de distancia como en la de resistencia de la falla, a excepción de los escenarios de fallas monofásicas y bifásicas que obtuvieron resultados del 2% de error, para resistencias de falla de  $100 \Omega$  y  $200 \Omega$ .

***3.2.6 Estimación precisa de la impedancia equivalente del extremo remoto para la ubicación de fallas adaptativas de un solo extremo (Didehvar & Mohammadi Chabanloo, 2019).***

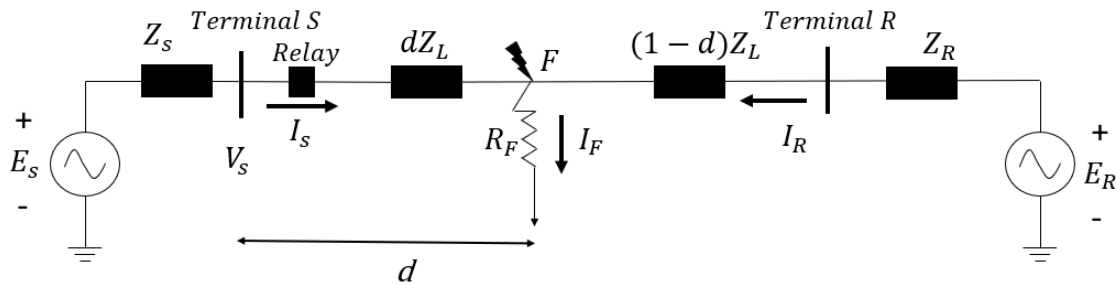
La eficiencia en la precisión de los métodos de localización de fallas está directamente relacionada con ciertas características de la red, las cuales, dado su crecimiento en la demanda y

la expansión en la longitud de estas, genera gran dificultad de análisis y por ende el aumento en el porcentaje de error presentado en la ubicación de la falla. Por tal razón, el presente artículo tiene como objetivo principal, proponer un método adaptativo que contemple algunos factores de la red tales como: la homogeneidad del sistema eléctrico, la resistencia de falla, el efecto de la carga, entre otros.

Uno de los errores más frecuentes en otras metodologías implementadas, es no tener en cuenta la corriente de falla aportada por el extremo remoto, por tanto, el método propuesto por el autor plantea calcular dicha corriente, mediante mediciones de tensión y los fasores de corriente en el extremo local de la línea en el instante de prefalla, sin necesidad de implementar un enlace de comunicación y sincronización de datos. Así mismo, se tiene en cuenta el cálculo de la impedancia de Thévenin en el extremo remoto de la línea, lo cual aporta mayor precisión en el método, debido a que la formulación matemática es adaptativa a cualquier cambio en la topología de la red y variaciones de la carga.

### **Metodología implementada:**

Desde una perspectiva general se puede afirmar que el desarrollo de esta metodología está basado en el modelo de la Figura 13, el cual muestra dos nodos, terminal local (S) y terminal remoto (R) cada uno representado por su equivalente de Thévenin, de igual manera de una impedancia de línea dividida por el nodo de falla (F), donde su parámetro está en función de la distancia de localización de la falla.

**Figura 13.** Diagrama Simplificado de Línea de Doble Terminal.

*Nota.* Diagrama simplificado de línea de doble terminal. Adaptado de accurate estimating remote end equivalent impedance for adaptive one- ended fault location. Electric Power Systems Research (Didehvar & Mohammadi Chabanloo, 2019).

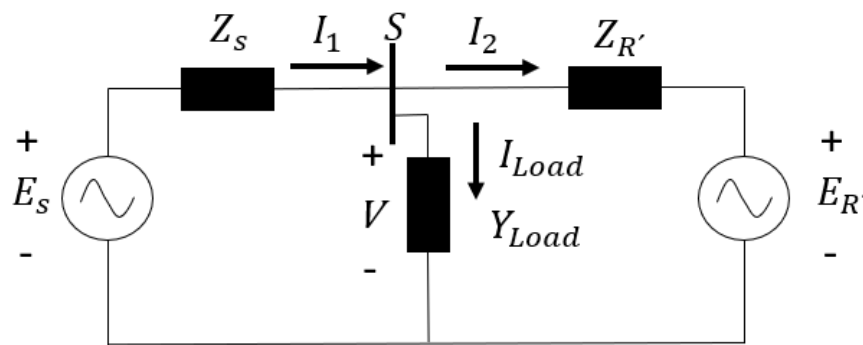
Ahora bien, en el cálculo de los parámetros del nodo local se realizan a partir de los registros de medida en el terminal (S) y de acuerdo con estos valores se calcula una impedancia aparente del extremo local, la cual va a estar en función de las impedancias propias del sistema y de las corrientes aportadas en cada extremo  $I_S$  e  $I_R$ . Por otro lado, en un escenario donde la red es de tipo no homogénea, se tiende a asumir de manera errada que las corrientes son iguales fasorialmente, lo cual genera un aumento de las imprecisiones del método en la localización oportuna de las fallas, por tal razón, es necesario tomar en consideración dos casos de análisis; el primero señala que el ángulo de  $I_R$  se encuentra adelantada con respecto a  $I_S$  provocando que la estimación de la ubicación de falla esté por encima del valor real, el segundo se refiere a que cuando  $I_R$  se encuentre en atraso con respecto a  $I_S$ , ocasionará que la estimación de la distancia de falla esté por debajo del valor real.

En relación con lo mencionado anteriormente este método propone estimar la impedancia equivalente del extremo local, a partir de los parámetros de tensión y corriente medidos en el

instante previo a la falla registrados en el bus local usando el método de covarianza, para luego calcular la impedancia equivalente de Thévenin en el bus remoto a través de la impedancia transferida obtenida en el bus local.

Entre tanto, en el modelo ilustrado en la Figura 14, se representa los dos equivalentes vistos desde el bus local compuestos por  $Z_S - E_S$  y  $Z_{R'} - E_{R'}$  referidos desde el extremo remoto, en el cual se consideran los efectos de la carga representados por la admitancia de carga ( $Y_{load}$ ) y la corriente de carga ( $I_{Load}$ ).

**Figura 14.** Circuito Equivalente de Thévenin Visto desde el Bus S.



*Nota.* Circuito equivalente de Thévenin visto desde el bus S. Adaptado de Accurate estimating remote end equivalent impedance for adaptive one- ended fault location. Electric Power Systems Research (Didehvar & Mohammadi Chabanloo, 2019).

De igual forma, desarrollando el modelo en el cual se considera la variación de los fasores de tensión y corriente en función del tiempo, Se obtiene una expresión matemática que implementa el concepto de valor esperado y el método de covarianza, para calcular finalmente el valor de las



impedancias equivalentes  $Z_S$  y  $Z_R'$ , las cuales quedan expresadas en función de la covarianza de la carga y los parámetros de tensión de carga y corriente del extremo remoto.

En tal sentido, partiendo de un modelo visto desde el extremo remoto, se determinan las impedancias equivalentes de Thévenin previas a la falla, las cuales quedan expresadas en función del modelo completo de la red y la línea de transmisión. Las expresiones obtenidas a través del modelo en cuestión se analizan asumiendo casos de circuito abierto y cortocircuito hallando una expresión de  $Z_R$  y  $E_R$  en función de los coeficientes de la línea de transmisión.

### **Aplicación del método:**

Para someter a prueba el método planteado, se ejecuta en dos de redes: una red de transmisión de 9 buses y un sistema de prueba estándar IEEE-118. El análisis contempla fallas monofásicas y bifásicas con varias resistencias de falla de  $10 \Omega$ ,  $50 \Omega$  y  $100 \Omega$ , ubicadas de forma predeterminada en un punto equidistante de la línea.

Dentro del análisis de aplicación del método se consideraron otras metodologías como:

- **Método 1:** Localización de fallas sin emplear la impedancia de Thévenin del terminal remoto (método de reactancia simple) (IEEE, 2014).
- **Método 2:** Localización de fallas utilizando impedancia de Thévenin del terminal remoto predeterminado (método de Erikson) (L. Eriksson, M.M. Saha, 1985).
- **Método 3:** Método adaptativo propuesto mediante la estimación de la impedancia de Thévenin remota aplicando el método de tres puntos (Arefifar & Xu, 2009).
- **Método 4:** Método adaptativo propuesto mediante la estimación de la impedancia de Thévenin remota implementando el método de covarianza.

El sistema contempla 3 cargas, una de ellas se encuentra conectada en el bus 5 el cual se denominará bus local, las otras 2 cargas se conectarán en el extremo de la red y se denominarán cargas del lado de la red. Ahora bien, para mostrar la eficiencia del método y su adaptabilidad se generan 3 escenarios de pruebas en donde se varía la carga y la topología de la red, los cuales son:

**Escenario 1:** Variaciones del 5 % para las cargas del extremo de la red, y variaciones del 15% para las cargas del bus local, sin modificaciones en la topología de la red.

**Escenario 2:** Modificación en la topología de la red incluyendo un generador y un transformador en el bus 6, variaciones del 5 % para las cargas del extremo de la red, y variaciones del 15% para las cargas del bus local.

**Escenario 3:** Variaciones del 15% para todas las cargas y modificación en la topología de la red incluyendo un generador y un transformador en el bus 6.

En función de lo planteado anteriormente y con el fin de comparar la precisión de sus resultados y la eficiencia de cada uno de los métodos, todos los análisis realizados se generan a través del software DigSILENT y los cálculos matemáticos se desarrollan a través del software MATLAB.

### **Resultados obtenidos:**

Para determinar el margen de error de los resultados obtenidos en la localización de la falla, se planteó calcularlo con la diferencia entre la distancia real de ubicación de la falla y la distancia calculada por cada uno de los métodos, donde la distancia real es 0,5 en p.u. A continuación, se mostrarán los resultados aplicados a las dos redes utilizadas como prueba y en cada una de ellas se evalúan los escenarios propuestos.

- Red de transmisión de 9 buses compuesta por 3 generadores y 6 líneas con una tensión nominal de 230kV.

En el escenario 1 donde las cargas varían ligeramente, los resultados obtenidos para los métodos 2 y 4 fueron de una precisión aceptable dentro de un rango de 0% a 0,5% para todas las variaciones de resistencia de falla y los dos tipos de falla estudiados, caso contrario sucede con el método 1, cuyo error fue del 11%, rango que iba aumentando a medida que se incrementaba la resistencia de falla, llegando a un error máximo del 40,6%, desde luego esto se debe a que este método desprecia la corriente de falla aportada por el bus remoto. Por su parte el método 3 presentó un error máximo del 2%, el cual se incrementa a causa de las variaciones mínimas de la carga en los extremos de la red ya que esto afecta la estimación de las impedancias equivalente de Thévenin.

Para el escenario 2 en donde se modificó la topología de la red y las cargas, en los métodos 1 y 2 los resultados arrojaron errores superiores al 14%, los cuales fueron aumentando a razón del incremento de la resistencia de falla alcanzando hasta un 60%, provocado por la deficiente adaptabilidad del algoritmo. No obstante, los métodos 3 y 4 arrojaron resultados más aceptables dado que dentro de su metodología estiman una nueva impedancia equivalente de Thévenin que se adapta a la modificación de la topología de la red, mostrando así errores del 2% para el método 3 y de 0,5% para el método 4.

Finalmente, para el escenario 3, el cual contempla mayores variaciones de carga y cambios en su topología, ofrece resultados menos eficientes para los métodos 1 y 2 los cuales se incrementan a medida que la resistencia de falla crece, llegando hasta un 69% ya que son métodos que presentan una adaptabilidad limitada ante modificaciones de carga y topología, por el contrario, el método 4 presenta un error bajo, alrededor del 0,5%, ciertamente esto se debe a la precisión del cálculo de las impedancias del equivalente de Thévenin.

- Sistema de prueba estándar IEEE 118-bus del cual se han seleccionado cinco buses de la red para evaluar los métodos de localización de fallas.

Para el análisis de estudio de esta red se contempla grandes variaciones de carga y modificaciones en la topología de la red, dentro de ellas, interrupciones de línea y conexión de un nuevo generador.

El error de estimación para el análisis de resultados se determinará a partir de la diferencia entre el valor absoluto de la impedancia de Thévenin real y el valor absoluto de la impedancia de Thévenin calculada, dividido entre la impedancia de Thévenin real.

El primer cálculo propuesto por el algoritmo es la estimación de la impedancia equivalente de Thévenin en los buses seleccionados a partir de las modificaciones en la topología de la red. Los resultados obtenidos para el método 3, son del 5% al 15% de error, mientras que para el método 4 se obtienen errores menores al 0,1% lo cual demuestra el alto grado de precisión, ya que tiene en cuenta la actualización de los parámetros de la red de acuerdo con el cambio de la topología.

Posteriormente se estima la precisión de la localización de fallas para los métodos propuestos planteando la ubicación de la falla de forma predeterminada el medio de las líneas (0,5 p.u.) y con una resistencia de falla de  $50 \Omega$ .

En cuanto a los resultados obtenidos para el método 1, presentan un grado de precisión muy bajo, puesto que el error calculado es superior al 40% en todos los buses estudiados, dado que no toma en cuenta el aporte de la corriente remota a la falla, para el método 3, aunque mejora considerablemente su error calculado con respecto al método 1, tiene errores del orden del 7% al 10%, debido a las variaciones de carga en sus extremos. Con respecto al método 2, este tiene un error de precisión aceptable para las fallas ubicadas en los buses que no presentaron variación en la topología, entre tanto, en el bus 84 se incrementó el error a un 34%, el alto valor se debe a que

no se actualiza la impedancia equivalente remota posteriormente a la modificación en la topología de la red. Por último, el método 4 obtiene los resultados más aceptables con un error máximo de 0,35%, visto que este método si tiene en cuenta la actualización de las impedancias equivalentes de Thévenin del extremo remoto provocadas tanto por la variación de la carga, como por la modificación de la topología de la red.

### **Conclusiones y Observaciones:**

Tras el análisis realizado, es posible afirmar que el procedimiento aplicado por el método propuesto resulta ser muy sencillo en cuanto a su implementación, ya que solo requiere de los registros de medida de tensión y corriente en el bus local, y con dicha información se logra estimar la impedancia equivalente de Thévenin del extremo remoto sin tener necesidad de un canal de comunicación. Teniendo esta impedancia equivalente, el método permite calcular la corriente aportada a la falla desde el extremo remoto. Otra de las cualidades mostradas por el método es la adaptabilidad y robustez ante variaciones de carga, y cambios en la topología de la red, la razón por la cual se logra esto, es gracias al cálculo de la nueva impedancia equivalente de Thévenin a partir del método de covarianza.

En definitiva lo planteado anteriormente, demuestra el alto grado de precisión dado los resultados obtenidos, puesto que en el desarrollo de las pruebas del método, se evaluaron tres escenarios que tenían en cuenta modificaciones en la topología de la red y variaciones en la carga, arrojando un balance positivo en cuanto a la localización de la falla debido a que el margen de error no superó el 0,5%, a diferencia de los otros 3 métodos valorados en las mismas condiciones salvo que no tenían en cuenta la corriente aportada por el extremo remoto, ni el cambio en la impedancia equivalente de Thévenin por causa de las variaciones de la red.

#### 4. Ventajas y desventajas de los métodos analizados.

En la tabla mostrada a continuación se presentan cada uno de los métodos analizados con sus respectivas ventajas y desventajas teniendo en cuenta un análisis independiente del desempeño de cada método.

**Tabla 4.** *Ventajas y Desventajas de los Métodos Analizados.*

ARTÍCULO	METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Método de localización de fallas basado en impedancia aparente para sistemas de distribución con generación distribuida. <b>Orozco C. Mora J. Pérez S. (2014, octubre 6).</b>	Se basa en la medición de los parámetros de corriente y tensión en los bornes de la fuente de generación principal y en la fuente de generación distribuida, y se apoya en el modelo del equivalente de Thévenin el cual representa el aporte a la falla de cada una de las fuentes de generación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No requiere conocer los parámetros del generador distribuido</li> <li>- Permite determinar la localización de cualquier tipo de falla (monofásico, bifásico y trifásico)</li> <li>- La precisión de la localización de falla es aceptable ya que posee errores por debajo del 2%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se requiere tener conocimiento de los parámetros de las líneas de la red para el procesamiento de información a través de la herramienta ATPDraw.</li> <li>- El método se aplicó para longitudes de fallas localizadas entre 0 - 60 km, por lo tanto, es probable que, para longitudes mayores, la precisión del método dejaría de ser aceptable.</li> <li>El método permite conocer la ubicación de la falla solo en los tramos principales de la red, y no considera los circuitos ramales para su estudio.</li> </ul>
Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales. <b>Correa E., Mora J. &amp; Pérez S. (2011, Octubre).</b>	La estrategia consiste en la definición de un método de localización de fallas a partir de la medición de los parámetros de tensión y corriente en bornes de la subestación en los instantes de prefalla y falla, y su aplicación sucesiva a lo largo de líneas de sección desde la subestación de energía hasta la sección donde se ha determinado la falla.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La metodología planteada se adapta a cualquier variación de los parámetros de la red.</li> <li>- Requiere solo de las mediciones de las variables de tensión y corriente registrado en bornes de la subestación, así como también, los parámetros de impedancias de línea.</li> <li>- Permite determinar la localización de fallas de tipo bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas con una precisión aceptable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Para la localización de fallas de tipo monofásicas la metodología presenta porcentajes de error altos.</li> <li>- La metodología se evaluó para una sección de 0 a 29 km, de modo que se podría considerar que, para longitudes mayores, la precisión del método dejaría de ser aceptable.</li> <li>- El método permite conocer la ubicación de la falla solo en los tramos principales de la red, sin tener en cuenta los ramales de derivación.</li> </ul>

ARTÍCULO	METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Estimación precisa de la impedancia equivalente del extremo remoto para la ubicación de fallas adaptativas de un solo extremo.</p> <p><i>Didehvar S. &amp; Mohammadi R. (2019, May).</i></p>	<p>Se basa en el cálculo de la corriente aportada por el extremo remoto mediante mediciones de tensión y los fasores de corriente en el extremo local de la línea en el instante de prefalla, También se tiene en cuenta el cálculo de la impedancia de Thévenin en el extremo remoto de la línea lo cual aporta mayor precisión en el método, ya que la formulación matemática es adaptativa a cualquier cambio en la topología de la red y variaciones de la carga.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo requiere de medidas en el bus local para la ejecución del método.</li> <li>- El método mantiene su efectividad en el cálculo de la localización de fallas ante variaciones carga y topología de la red.</li> <li>- No requiere un enlace de comunicación para determinar el aporte de la corriente de falla por el extremo remoto.</li> <li>- El método se puede aplicar tanto para redes de distribución como de transmisión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La evaluación del método solo tuvo en cuenta dos tipos de fallas (monofásicas y bifásicas).</li> </ul>
<p>Un algoritmo adaptativo de localización de fallas para redes de sistemas eléctricos basado en mediciones de sincrofasores.</p> <p><i>Al-Mohammeda A. &amp; Abido M. (2014, March).</i></p>	<p>La metodología se desarrolla a partir de un conjunto de mediciones de fasores de tensión y corriente previos a la falla en los extremos de la línea, con el fin de calcular en tiempo real la impedancia equivalente de Thévenin vista de los extremos de la línea evaluada, permitiendo así, obtener una red más simplificada y ajustada a los cambios en cuanto a carga y topología de la red. Así mismo el algoritmo implementa el método de múltiples mediciones con regresión lineal (MMLR) para el cálculo de los parámetros de la línea a analizar.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El algoritmo es independiente del tipo de falla, la ubicación, la resistencia, el ángulo de inicio y la carga previa a la falla.</li> <li>- El método no requiere información de los parámetros de la topología de la red.</li> <li>- No es imprescindible determinar el tipo de falla para efectuar el método.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Para desarrollar el método es necesario contar con una infraestructura de medición robusta que abarque cada punto del sistema eléctrico.</li> <li>- Es necesario contar con un sistema de comunicación que permita sincronizar todos los registros de medida con una misma referencia de tiempo.</li> <li>- El sistema fue evaluado teniendo en cuenta condiciones ideales para los equipos de medida CT's y PT's.</li> </ul>

ARTÍCULO	METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Estimación de localización de fallas utilizando el equivalente de Thévenin en sistemas de potencia. <b>Chuang, S. -. S. Tsai &amp; C. Chu. (2010).</b>	El artículo plantea una metodología de localización de fallas basado en el equivalente de Thévenin del sistema eléctrico de Taiwán, aplicando técnicas de ajuste de curva e impedancia para estimar la ubicación de la falla.	- No requiere información de la topología ni de los elementos de la red.	- Solo se ajusta para dos escenarios de falla. - No determina con exactitud la ubicación de la falla. - La metodología debe actualizarse de conforme a la red que se va a analizar.
Ubicación precisa de fallas en un extremo para líneas de transmisión aéreas en sistemas de energía interconectados. <b>Amir A.A. Eisa &amp; K. Ramar. (2010)</b>	Plantea una metodología mejorada basada en la ubicación precisa de falla en el extremo de la línea a partir de mediciones, pero a su vez incluyendo un modelamiento exacto de los parámetros de la línea y un modelo de red de dos barras basado en el equivalente de Thévenin que sirvan para interconectar el sistema.	- La metodología no requiere de sincronización al momento de tomar los datos de la red. - Permite determinar con mayor exactitud la ubicación de la falla, incluso al variar la resistencia en rangos poco comunes en cualquier tipo de falla.	- El procesamiento de datos requiere de funciones especiales que retrasan la localización de la falla. - Para implementar el método se requiere contar con un almacenamiento previo de registros de fallas en bases de datos.

De acuerdo con las ventajas y desventajas analizadas en cada uno de los métodos tratados se pudo evidenciar que están enfocados en las diferentes necesidades que se han venido presentado en los sistemas de distribución como es el caso de la introducción de generadores distribuidos, los continuos cambios en la topología de la red y las variaciones de la carga. A pesar de que no exista un método que abarque en general las diferentes necesidades del sistema, se lograron identificar metodologías que de acuerdo con el escenario presentado se podrá decidir cuál será las más apropiada para implementar y de esta manera lograr los mejores resultados en cuanto a rapidez y efectividad en la localización de la falla.



De las metodologías investigadas se corroboró que se requiere de un conocimiento preciso y actualizado de los parámetros del sistema de distribución con los cuales se pueda llegar a calcular los equivalentes de Thévenin que permitan simplificar el sistema y de esta manera poder disminuir los tiempos de análisis y consecuentemente aumentar la eficacia de los resultados.

Una de las dificultades más recurrentes que mostraron en general las metodologías analizadas es que la localización de las fallas solo se logró en los tramos principales de la red, lo cual, deja una posibilidad de mejora para trabajos futuros buscando aquellas metodologías que logren contemplar la totalidad del sistema.

El procesamiento de información de algunas de las metodologías tratadas mostró la importancia de contar con un gran recurso informático que permitiera realizar un análisis de datos y sincronización de los registros de medida precisa, con lo cual el método pueda ejecutarse sin ningún problema.

En cuanto a la implementación de dichas metodologías en equipos de protección de fallas, sería de gran impacto lograr desarrollar una estrategia que contemple un trabajo en conjunto, con el fin de lograr no solamente identificar la localización de la falla sino también poder despejarla con algún equipo de protección que pueda introducir estos métodos dentro de su dinámica de operación, y de esta manera lograr despejar la falla de forma automatizada permitiendo así aislar la zona sin afectar el sistema en su totalidad y además que contemple un registro de ocurrencias que le permita al operador de red tener una base de datos y así crear planes de mantenimiento ante desgaste de la zona afectada.

Por lo expuesto anteriormente, consideramos que las metodologías analizadas cuentan con las ventajas que permiten desarrollar una estrategia de localización aceptable que pueden ser implementadas por cualquier operador de red, ya que tiene una capacidad de adaptabilidad a los

cambios del sistema, siempre y cuando se tenga en cuenta los análisis previos de los escenarios donde se presente las fallas y de esta manera lograr obtener los resultados más precisos.

## 5. Conclusiones

A partir de la investigación realizada y los análisis llevados a cabo en la presente monografía, es posible enunciar la siguiente conclusión general:

Se analizaron los métodos basados en el equivalente de Thévenin para la localización de fallas en redes eléctricas. Fue posible realizar el análisis a partir de una revisión bibliográfica de la última década y de esta manera se lograron identificar los artículos más relevantes de la literatura técnica y científica donde fue posible realizar un análisis de resultados e interpretación de las simulaciones de los modelos propuestos, identificando las ventajas y desventajas de cada una de las metodologías evaluadas.

De manera más puntual:

Se identificaron los artículos más relevantes en la literatura técnica y científica de la última década para la localización de fallas en redes eléctricas mediante métodos basados en el equivalente de Thévenin. En particular, en la sección 4.1 se realizó una descripción de la metodología de investigación que permitió una búsqueda parametrizada con la cual se logró identificar aquellos artículos más influyentes en el área objeto de la monografía. Para ello se implementaron índices bibliométricos y herramientas de búsqueda como lo fueron las bases de datos bibliográficas SCOPUS, IEEE Xplore, y Web Of Science.

Se describieron los modelos identificados para la localización de fallas en redes eléctricas basados en el equivalente de Thévenin, haciendo énfasis en el algoritmo, escenarios y herramientas de prueba utilizadas. En la sección 4.2 se realizó la descripción de los modelos identificados, cuya presentación comprendió la revisión de los algoritmos matemáticos implementados para el cálculo de las variables como por ejemplo corrientes de falla y distancias de ubicación de la falla, así mismo los diferentes escenarios en los que los autores colocaron a prueba los métodos, en conjunto con las herramientas utilizadas. A partir de la descripción de cada uno de los métodos se logró evidenciar que cada uno contaba con características importantes, dentro de ellas la de incorporar las diferentes actualizaciones de los sistemas de distribución como la incorporación de la generación distribuida y la medición mediante equipos PMU enlazados a partir de redes inteligentes. De acuerdo a la revisión se identificó que los métodos presentan diferencias en cuanto al tipo de red donde se quiera implementar, ya que cada uno de ellos presenta estrategias propias a partir de la necesidad de la red, por lo tanto consideramos, que previo al uso de cada metodología, se realice un análisis preliminar del escenario o tipo de red que se quiera evaluar, con el fin de revisar la metodología que mejor se adapte a las propiedades del sistema de distribución; esto sin desmeritar la precisión o desempeño de cada uno, sino por el contrario para implementar de forma óptima el método más adecuado.

Se valoró el desempeño de los métodos analizados a partir de la interpretación de las simulaciones, gráficas y resultados expuestos por sus autores. La evaluación del desempeño de cada uno de los métodos presentados se analizó en la sección 4.2, en la cual se realizó una valoración del rendimiento de cada método de forma individual, analizando los resultados obtenidos por cada uno de ellos de forma independiente en cada escenario planteado. Tal como se

evidenció en (Orozco Henao et al., 2014) donde la aplicación del método permitió corroborar su precisión en los tres escenarios de tipos de falla: monofásicas, bifásicas y trifásicas, teniendo en cuenta diferentes condiciones como variación de la resistencia de falla y el porcentaje de penetración de la generación distribuida; haciendo de este un método amplio y real para cualquier tipo de red, obteniendo resultados con un error de precisión por debajo del 2%. De la misma manera, se logró identificar en (Eisa & Ramar, 2010) que la efectividad del método radica en el cálculo exacto de las impedancias del equivalente Thévenin del bus local, por ende, se valida la importancia de tener un bus de impedancias actualizado con respecto a las variaciones del sistema en el instante de falla.

Se reconocen las ventajas y desventajas de los modelos analizados para la localización de fallas en redes eléctricas. En la sección 5 se presenta una matriz donde se encuentran las ventajas y desventajas de los métodos analizados, cada uno de forma independiente, ya que las redes de prueba cuentan con características diferentes y escenarios de fallas distintos. Dichas ventajas y desventajas se obtuvieron desde el punto de vista del desempeño de cada metodología, el tipo de escenario en el que se evaluó el método y las herramientas que se necesitan para implementarlo. De las metodologías investigadas se corroboró que se requiere de un conocimiento preciso y actualizado de los parámetros del sistema de distribución con los cuales se pueda llegar a calcular los equivalentes de Thévenin que permitan simplificar el sistema y de esta manera poder disminuir los tiempos de análisis y consecuentemente aumentar la eficacia de los resultados. Una desventaja generalizada que se logró evidenciar es que, en las metodologías estudiadas, la localización de las fallas solo se logró en los tramos principales de la red, lo cual, deja una posibilidad de mejora para trabajos futuros buscando aquellas metodologías que logren contemplar la totalidad del sistema.

De las principales ventajas mostradas por cada uno de los métodos analizados es que permiten desarrollar una estrategia de localización con un desempeño aceptable y además pueden ser implementadas por cualquier operador de red, ya que tiene una capacidad de adaptabilidad a los cambios del sistema, siempre y cuando se tenga en cuenta los análisis previos de los escenarios donde se presente las fallas y de esta manera lograr obtener los resultados más precisos.

La implementación de metodologías que requieren unidades de medidas fasoriales tiene un alto costo en cuanto a requerimiento de equipos, por tal razón, no es recomendable implementar metodologías que requieran de este tipo de medidas en los sistemas de distribución, ya que por la cantidad de circuitos que contempla cada subestación implicaría una gran inversión para localizar la falla, también se debe considerar que estos estudios aunque contemplan el efecto de la carga y otros factores en los sistemas de distribución, solo son aplicables para circuitos radiales.

En cuanto a las metodologías que no requieran de datos fasoriales, es posible obtener información de varios tramos del circuito ya que se cuenta con elementos como los reconectores los cuales están enlazados con el sistema SCADA de los operadores de red que se encargan de registrar los valores de tensión y corriente antes y durante la falla.

### Referencias Bibliográficas

- ABB Power T&D Company Inc. Relay Division Coral Spring, F. (1994). “*Protective relaying. Theory and applications.*” Edited by W. A. Elmore, M. Dekker, INC, New York, Basel, Hong Kong.[https://www.ingeniare.cl/index.php?option=com\\_ingeniare&view=va&aid=133&vid=63&lang=en](https://www.ingeniare.cl/index.php?option=com_ingeniare&view=va&aid=133&vid=63&lang=en)
- Acosta Basto, M. A. R. A. C. dir. (2018). *SIMULACION DE UN METODO BASADO EN MEDIDAS PARA CALCULO DEL EQUIVALENTE DE THEVENIN EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA [recurso electronico] - Universidad Industrial de Santander.* Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingenieria Electrica, E. y de T. T. [https://uids-primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=uids\\_bucaramanga185426&context=L&vid=UIDS&lang=es\\_CO&search\\_scope=uids\\_completo&adaptor=Local](https://uids-primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=uids_bucaramanga185426&context=L&vid=UIDS&lang=es_CO&search_scope=uids_completo&adaptor=Local) Search Engine&tab=uids\_tab&query=any,contains,SIMULACION DE UN METODO BASADO EN MEDID
- Al-Mohammed, A. H., & Abido, M. A. (2014). An adaptive fault location algorithm for power system networks based on synchrophasor measurements. *Electric Power Systems Research*, 108, 153–163. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2013.10.013>
- Altuve, H. (1990). “*Protección de redes eléctricas.*” Ministro de Educación Superior. Universidad Central de Las Villas. [https://www.ingeniare.cl/index.php?option=com\\_ingeniare&view=va&aid=133&vid=63&lang=es](https://www.ingeniare.cl/index.php?option=com_ingeniare&view=va&aid=133&vid=63&lang=es)
- Arefifar, S. A., & Xu, W. (2009). Online tracking of power system impedance parameters and field

- experiences. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), 1781–1788.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2021046>
- Baghzouz, Y. (2005). Voltage regulation and overcurrent protection issues in distribution feeders with distributed generation - A case study. *Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 66. <https://doi.org/10.1109/HICSS.2005.680>
- Bedoya-Cadena, A., Mora-Flórez, J., & Pérez-Londoño, S. (2013). Estrategia De Reducción Para La Aplicación Generalizada De Localizadores De Fallas En Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica (Reduction Strategy for Generalized Application of Fault Locators in Electric Power Distribution Systems). *Revista EIA*, 9(17), 21–37.
- Beltran, A. H. (2014). *LEY 1715 DE 2014*.  
<http://www.comunidadcontable.com/BancoMedios/Imagenes/ley 1715 de 2014.pdf>
- BID, B. I. de D.-. (2016). *Ministerio de Minas y Energía, & Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones*. Smart Grids Colombia Visión 2030 (Parte II). Unidad de Planeación Mnero-Energetica - UPME. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visión-2030.aspx>
- Blanco, Y., & Fuentes, C. (2018). Método de estimación de estado de sistemas de distribución de energía eléctrica incorporando unidades de medición fasorial (pmu). (*Ingeniería Eléctrica*). *UIS. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.*, 10(1), 1–9.  
<https://doi.org/10.1103/PhysRevB.101.089902><http://dx.doi.org/10.1016/j.nantod.2015.04.009><http://dx.doi.org/10.1038/s41467-018-05514-9><http://dx.doi.org/10.1038/s41467-019-13856-1><http://dx.doi.org/10.1038/s41467-020-14365-2><http://dx.doi.org/10.1038/s41467-020-14365-2>
- Brahma., G. and S. (2001). “*Effect of distributed generation on protective device coordination in*



*distribution system.*” Clemson University Electric Power Research Association, ECE Department, USA.

<https://books.google.com.co/books?id=bpfPrLNo0CkC&pg=PT108&lpg=PT108&dq=Girgis+and+S.+Brahma.+%22Effect+of+distributed+generation+on+protective+device+coordination+in+distribution+system%22.+Clemson+University+Electric+Power+Research+Association,+ECE+Depa>

Chuang, M. C. Y., Tsai, S. J. S., & Chu, C. C. (2010). Fault locating estimation using Thevenin equivalent in power systems. *International Power and Energy, IPEC 2010*, 499–504. <https://doi.org/10.1109/IPECON.2010.5697047>

Comisión de Regulación de Energía y Gas, C. (2004). *DOCUMENTO CREG 037 de 2004*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, C. (2018). Resolución CREG 015 de 2018. In *Resolución 015 de 2018* (p. 239). <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

Correa-Tapasco, E., Mora-Flórez, J., & Pérez-Londoño, S. (2011). Estrategia generalizada para la implementación del método de localización de fallas basado en la reactancia mínima de falla en sistemas de distribución reales. *Ingeniería e Investigación*, 31(2SUP), 71–75. <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v31n2SUP.25214>

Dashti, R., & Sadeh, J. (1998). Determining the locations of faults in distribution systems. Univ. Saskatchewan. Saskatoon. SK. Canada, Ph.D. dissertation. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 8(8), 1406–1417. <https://doi.org/10.1049/IET-GTD.2013.0633>

de las Casas, Marta Bravo; Boza, Y. Y. (2009). *Retos a las protecciones electricas en las redes de distribucion con generacion distribuida/challenges of distributed generation on the electric*

- protection in distribution networks*. . . *Ingeniare : Revista Chilena De Ingenieria*, 17(1).  
<https://www.proquest.com/docview/203575300>
- Didehvar, S., & Mohammadi Chabanloo, R. (2019). Accurate estimating remote end equivalent impedance for adaptive one-ended fault location. *Electric Power Systems Research*, 170, 194–204. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2019.01.011>
- Eisa, A. A. A., & Ramar, K. (2010). Accurate one-end fault location for overhead transmission lines in interconnected power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32(5), 383–389. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2009.11.005>
- Electric Power Research Institut-EPRI. (2015). *EPRI | Centro de recursos SmartGrid*.  
<https://smartgrid.epri.com/>
- Hayt, W. H., Kemmerly, J. E., Phillips, J. D., & Durbin, S. M. (2019). *Análisis de circuitos en ingeniería*. [https://articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-707236114-analisis-de-circuitos-en-ingenieria-9a-ed-hayt-env-grat-h19-\\_JM](https://articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-707236114-analisis-de-circuitos-en-ingenieria-9a-ed-hayt-env-grat-h19-_JM)
- IEEE. (2014). C37.114-2014 - IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines | IEEE Standard | IEEE Xplore. *IEEE C37*. <https://ieeexplore-ieee-org.proxy.findit.dtu.dk/document/7024095>
- J. J. Grainger and W. D. Stevenson. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia* - John J. Grainger William D. Stevenson. *Mexico: McGraw-Hill*.  
[https://www.academia.edu/7276069/Análisis\\_de\\_Sistemas\\_de\\_Potencia\\_John\\_J\\_Grainger\\_William\\_D\\_Stevenson](https://www.academia.edu/7276069/Análisis_de_Sistemas_de_Potencia_John_J_Grainger_William_D_Stevenson)
- J. Jäger, T Keil, L. S. and R. K. (2004). “*New protection coordination methods in the presence of Distributed Generation*.” 8th International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam (The Netherlands). <https://1library.co/article/propuesta-ajustes->

coordinación-vista-plantas-gd.z3devv9y

- Koepfel, & Gaudenz. (2003). *Distributed generation literature review and outline of the Swiss situation*. 19. <https://doi.org/10.3929/ethz-a-004619042>
- Kumpulainen, L. K., & Kauhaniemi, K. T. (2004). Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing. *2004 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 1*, 603–608. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397623>
- L. Eriksson, M.M. Saha, G. R. (1985). An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end infeed, *IEEE Trans. Power Appar. IEEE Access*, 9, 423–436. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3060545>
- N. Nimpitiwan. (2005). “*Fault current issues for market driven power systems with distributed generation.*” *IEEE PES General Meeting*.  
[http://businessdocbox.com/Green\\_Solutions/87131827-Fault-current-issues-for-market-driven-power-systems-with-distributed-generation.html](http://businessdocbox.com/Green_Solutions/87131827-Fault-current-issues-for-market-driven-power-systems-with-distributed-generation.html)
- Ogane, T., Nakajima, T., Ota, Y., Nakachi, Y., Yamaguchi, R., & Verma, S. C. (2020). *PMU based short circuit capacity estimation and experimental verification on an analog simulator. Paper presented at the Proceedings - 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems*. *SGES* 2020, 522-526. Doi:10.1109/SGES51519.2020.00098.  
[https://www.linknovate.com/affiliation/chubu-electric-power-co-11894/all/?query=impedance measurement](https://www.linknovate.com/affiliation/chubu-electric-power-co-11894/all/?query=impedance%20measurement)
- Orozco Henao, C. A., Mora Flórez, J. J., & Pérez Londoño, S. M. (2014). Método de localización de fallas basado en impedancia aparente para sistemas de distribución con generación distribuida. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 23(3), 348–360. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052015000300004>

- Restrepo, J. D., López, G., González, J., & Sánchez, H. (2011). *Posibilidades de aplicación DE PMU's en un sistema de transmisión nacional*. Revista Investigaciones Aplicadas, 5(1).  
<https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/7063?locale-attribute=en>
- S. Kumar and M. Kumar. (2013). “*Distribution System Faults Classification And Location Based On Wavelet Transform.*” Int. J. Adv. Comput. Theory Eng., No. 4.  
[https://www.researchgate.net/publication/312581698\\_Distribution\\_System\\_Faults\\_Classification\\_And\\_Location\\_Based\\_On\\_Wavelet\\_Transform](https://www.researchgate.net/publication/312581698_Distribution_System_Faults_Classification_And_Location_Based_On_Wavelet_Transform)
- Yablonovsky, E. (2020). *Generación distribuida, una puerta y ventana para los profesionales de automatización y control / Editores*. [https://editores-srl.com.ar/revistas/aa/9/yablonovsky\\_generacion\\_distribuida](https://editores-srl.com.ar/revistas/aa/9/yablonovsky_generacion_distribuida)
- Ye, P., Han, X., Yang, M., Zhang, Y., Pei, Y., & Zhang, X. (2021). A novel thévenin equivalent model considering the correlation of source-grid-load in power systems. *IEEE Access*, 9, 31276–31286. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3060545>