

Estrategias para localización de fallas en redes de distribución a partir de la información
suministrada por sistemas de medición y diagnóstico de hundimientos de tensión

Diego Alejandro Caballero Orjuela

Trabajo de grado para optar al título de:

Ingeniero Electricista

Director:

Jairo Blanco Solano

Doctor. En Ingeniería Eléctrica

Co-Director:

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor. En Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2019

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Antecedentes	14
2. Monitorización de hundimientos de tensión	17
3. Métodos de localización de fallas	20
3.1. Clasificación de los métodos de localización de falla	20
3.1.1 Basados en Impedancia	20
3.1.2 Basados en modelo de circuito o superposición	21
3.1.3 Basados en entrenamiento	22
3.1.4 Basados en onda viajera	22
3.1.5 Basados en la magnitud RMS del hundimiento de tensión	23
3.2. Enfoque de estimación de estado	23
3.2.1 Estimación del perfil de los hundimientos	25
3.3. Localización de fallas en sistemas de distribución a partir de mediciones de hundimientos de tensión	27
4. Implementación de métodos de localización de fallas	35
4.1. Localización de fallas en sistemas de distribución basados en el perfil de hundimientos de tensión	37
4.1.1 Caso 1	39
4.1.2 Caso 2 y 3	42

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	5
4.2. Localización de fallas basada en la asignación óptima de monitores	46
4.2.1 Caso 1	49
4.2.2 Caso 2 y 3	51
4.3. Estimación práctica de la localización de fallas basada en la magnitud de la caída de tensión	52
4.3.1 Caso 1	56
4.3.2 Caso 2 y 3	59
4.4. Ubicación de la falla en los sistemas de distribución mediante la tabla de tensión - duración	61
4.4.1 Caso 1	63
5. Perspectivas de desarrollo	69
6. Conclusiones	70
Referencias Bibliográficas	72

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Características relevantes	19
Tabla 2. Registros de la falla	40
Tabla 3. Impedancias en los puntos de medición	40
Tabla 4. Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d	41
Tabla 5. Error de mínimos cuadrados	41
Tabla 6. Impedancias en los puntos de medición Caso 2	42
Tabla 7. Impedancias en los puntos de medición Caso 3	42
Tabla 8. Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d Caso 2	43
Tabla 9. Error de mínimos cuadrados Caso 2	43
Tabla 10. Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d Caso 3	44
Tabla 11. Error de mínimos cuadrados Caso 3	44
Tabla 12. Impedancia en el punto de falla Caso 3	45
Tabla 13. Índice de localización de fallas	45
Tabla 14. Características del método	46
Tabla 15. Registro de falla	50
Tabla 16. Características del método	52
Tabla 17. Registro de falla	57
Tabla 18. Tensión teórica en los puntos de medición	58
Tabla 19. Tensión teórica en los puntos de medición	60

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	7
Tabla 20. Tensión teórica en los puntos de medición	60
Tabla 21. Tensión teórica en los puntos de medición	61
Tabla 22. Características del método	61
Tabla 23. Columnas de la tabla de tensión – duración	62
Tabla 24. Filas de la tabla de tensión - duración	62
Tabla 25. Tensión - Duración	63
Tabla 26. Registro de falla	64
Tabla 27. Características del método	68

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Estimación de Estado de Hundimientos de Tensión	24
Figura 2. Circuito de distribución	35
Figura 3. Sistema de distribución radial.	37
Figura 4. Perfil de tensión	38
Figura 5. Perfil de tensión	41
Figura 6. Perfil de tensión Caso 2	43
Figura 7. Perfil de tensión Caso 3	44
Figura 8. Sistema de muestra con falla	53
Figura 9. Frecuencia de b9 en B3	64
Figura 10. Frecuencia de b2 en B1	65
Figura 11. Frecuencia de b2 en B3	66
Figura 12. Frecuencia de b6 en B5	66
Figura 13. Frecuencia de b6 en B7	67
Figura 14. Frecuencia de b4 en B5	67
Figura 15. Frecuencia de b7 en B7	68

RESUMEN

TÍTULO: ESTRATEGIAS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN A PARTIR DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR SISTEMAS DE MEDICIÓN Y DIAGNÓSTICO DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN*

AUTOR: DIEGO ALEJANDRO CABALLERO ORJUELA, JAIRO BLANCO SOLANO, OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA**

Palabras clave: Calidad de potencia eléctrica (CPE), Localización de fallas; redes de distribución; hundimientos de tensión, monitorización de la CPE.

La localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica es un tópico de gran importancia para los operadores de red, dadas las crecientes exigencias regulatorias sobre continuidad del suministro y calidad de la potencia eléctrica. La gran extensión de estas redes, así como la elevada cantidad de nodos y componentes, hace que la tarea de localizar un punto de falla en la red sea un desafío, el cual es mayor si se considera la presencia de recursos energéticos distribuidos, cuyos niveles de penetración se vienen incrementando. No obstante, con el desarrollo e implementación de sistemas de medición y monitorización avanzada se puede contribuir en la solución de este problema. Considerando que las fallas en redes de distribución se reflejan generalmente como hundimientos de tensión a lo largo del sistema, este trabajo presenta una revisión del estado del arte de los métodos de localización de fallas en redes de distribución que se fundamentan en el uso de la información suministrada por sistemas de medición y diagnóstico de hundimientos de tensión. El objetivo se orienta en el análisis comparativo del desempeño de los métodos identificados, con énfasis en el impacto que tiene el tipo de falla, la topología de la red y el tipo de información disponible en el sistema eléctrico. De los sistemas de medición se destacan las características más importantes enfocadas en la localización de fallas, con base en el tipo de medidas y su consecuente utilización en los métodos de localización de fallas. Como resultado de esta revisión, se describe el estado de desarrollo alcanzado en torno a los sistemas de medición y diagnóstico de hundimientos de tensión, planteando finalmente algunas perspectivas de desarrollo entorno a los aspectos regulatorios y la viabilidad de dichos métodos en los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia.

*Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica. Director: Jairo Blanco Solano. Doctor. En Ingeniería Eléctrica. Co-Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga Doctor. En Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: STRATEGIES FOR TROUBLESHOOTING DISTRIBUTION NETWORKS FROM INFORMATION PROVIDED BY VOLTAGE SINK MEASUREMENT AND DIAGNOSTIC SYSTEMS

AUTHOR: DIEGO ALEJANDRO CABALLERO ORJUELA, JAIRO BLANCO SOLANO, OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA**

Keywords: Power Quality (PQ), Fault location; distribution networks; voltage sag, PQ monitoring.

The location of faults in electricity distribution networks is a topic of great importance for network operators, given the increasing regulatory requirements on continuity of supply and quality of electrical power. The large extent of these networks, as well as the high number of nodes and components, makes the task of locating a point of failure in the network a challenge, which is greater if we consider the presence of distributed energy resources, whose levels Penetration has been increasing in recent years. However, with the development and implementation of advanced measurement and monitoring systems, this problem can be helped. Considering that the failures in distribution networks are generally reflected as voltage sinks throughout the system, this paper presents a review of the state of the art of fault location methods in distribution networks that are based on the use of information supplied by systems of measurement and diagnosis of voltage subsidence. The objective is oriented in the comparative analysis of the performance of the identified methods, with emphasis on the impact of the type of failure, the topology of the network and the type of information available in the electrical system. Measurement systems highlight the most important features focused on the location of failures, based on the type of measurements and their consequent use in fault location methods. As a result of this review, the state of development achieved around the measurement and diagnosis systems of voltage sinks is described, finally raising some development perspectives around the regulatory aspects and the viability of these methods in the distribution systems of Electric power in Colombia.

*Degree Paper

** Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica. Director: Jairo Blanco Solano. Doctor. En Ingeniería Eléctrica. Co-Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga Doctor. En Ingeniería Eléctrica

Introducción

La localización de fallas de red es uno de los principales desafíos en la operación de los sistemas actuales de distribución de energía eléctrica. El tiempo de interrupción, la confiabilidad del sistema de energía, la calidad de la energía eléctrica y la satisfacción del cliente mejoran en la medida que se disminuye el tiempo requerido para la detección y localización de las fallas, seguido de su aislamiento y restauración del sistema eléctrico. Para alcanzar este objetivo, las redes de distribución requieren de dispositivos de medición e interfaces de comunicación que permitan el conocimiento de las perturbaciones eléctricas presentes en la red y que son experimentadas por los usuarios finales. Estos dispositivos miden las señales generalmente de tensión y corriente en los alimentadores y las envían a un centro de control. Finalmente, estos datos son procesados por el Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) para evaluar la condición del sistema (Majidi; Etezadi-Amoli & Fadali, 2015)

La Calidad de la Potencia es un tema de continuo interés debido a las consecuencias que trae consigo las existencias de perturbaciones que deterioran esta calidad. A medida que los sistemas eléctricos se expanden, la cantidad de perturbaciones eléctricas se incrementan, al igual que el número de cargas susceptibles. Con base en la tasa de ocurrencia de fallas y en la cantidad de reclamos por parte de los usuarios, los hundimientos de tensión son los eventos que mayor impactan la calidad de la potencia en los sistemas industriales y comerciales (según el EPRI, cerca del 48% de los eventos que afectan la calidad de potencia corresponden a hundimientos de tensión) (Celis, 2016).

Estos hundimientos de tensión son ocasionados principalmente por fallas en la red, sin embargo, también pueden ser generados por la saturación de transformadores y la energización de motores de inducción (Blanco, 2009). Debido al comportamiento estocástico de las fallas de red (pueden ocurrir en cualquier punto del sistema), consecuentemente la monitorización de tensión sería requerida en todos los nodos de un sistema eléctrico si el objetivo es determinar las características de estos eventos en cada punto, tales como su magnitud, su duración, y los índices de calidad asociados (Celis, 2016). Sin embargo, se requiere una alta inversión tanto en los equipos de monitorización, como en los sistemas de comunicaciones y centros de procesamiento de información, con el fin de realizar la monitorización de los hundimientos de tensión en todos los nodos de un sistema eléctrico (Celis, 2016).

Los aspectos anteriormente mencionados despiertan el interés por estudiar los hundimientos de tensión, hacia la formulación de metodologías que permitan conocer el origen de la falla en los sistemas de distribución que afectan el buen funcionamiento y la calidad de suministro de energía. Esto da como resultado dos áreas de estudio relacionadas entre sí: la primera es la ubicación de una cantidad limitada de equipos de monitorización (cantidad limitada de mediciones), permitiendo la detección de cualquier hundimiento presente en la red eléctrica; la segunda, la localización de la falla a partir de la información suministrada por la cantidad limitada de equipos. En la actualidad se han desarrollado una cantidad representativa de métodos que pretenden solucionar esta problemática, con sus particularidades que pueden ser más o menos favorables según sea el caso en el que se deseen aplicar.

Este documento se organiza principalmente en dos grandes partes; la primera es la revisión bibliográfica de estudios y métodos que tratan la localización de fallas, de los cuales se destacan sus propuestas metodológicas y sus características principales. La segunda parte se trata de la implementación de cuatro métodos de localización de fallas, clasificados dentro de las dos principales categorías: técnicas basadas en el conocimiento y técnicas basadas en formulaciones determinísticas. comparación de las medidas con simulaciones previamente realizadas y el desarrollo de algoritmos matemáticos propios de las fallas.

1. Antecedentes

Un hundimiento de tensión se define según el estándar IEEE 1159 y la norma colombiana NTC 5000 como la reducción de la tensión eficaz, comprendida en un intervalo de 0,1 y 0,9 en por unidad (pu) de su valor nominal, y una duración comprendida entre 8,33 ms y 1 minuto (Blanco, 2009).

Los hundimientos de tensión se caracterizan principalmente por dos parámetros: magnitud y duración (Pineda & Murillo, 2012). La magnitud del hundimiento de tensión es la tensión eficaz remanente durante el evento, en porcentaje de la tensión prefalla, que generalmente es la nominal. Mientras que la duración está determinada por el tiempo durante el cual la tensión eficaz tiene un valor menor al 90% de su valor nominal (Pineda & Murillo, 2012).

Respecto a las causas que dan origen a los hundimientos de tensión, se resaltan principalmente los originados por fallas de red, y un menor número por arranque de grandes motores de inducción y energización de transformadores. El arranque de un motor de inducción se caracteriza por una velocidad del rotor igual a cero y el deslizamiento igual a la unidad (Guru & Hizirolu, 2003). Dado que la resistencia dinámica equivalente del rotor es pequeña en el momento del arranque, la corriente de arranque puede llegar a ser de 400 a 900% de la corriente a plena carga (Guru & Hizirolu, 2003), la cual provoca una caída de tensión en los alimentadores. En el caso de los transformadores, una alta corriente de magnetización se produce en el momento de la energización debida a un sobre flujo en el núcleo del transformador (Guru & Hizirolu, 2003). En estado estable de operación, la corriente de magnetización de un transformador es de aproximadamente del 1 al 2% de la

corriente nominal, pero alcanza magnitudes de 10 a 20 veces mayor que la corriente nominal cuando es energizado. Acorde a la capacidad del transformador, este efecto transitorio puede persistir por varios cientos de milisegundos o varios segundos antes de alcanzar la condición de estado estable.

La monitorización juega un papel fundamental para el seguimiento y evaluación de los hundimientos de tensión en los sistemas eléctricos. A través de una monitorización adecuada de estos eventos se podrían conseguir los siguientes resultados: calcular los índices de los hundimientos; determinar las principales zonas en donde éstos se originan; identificar y localizar las causas de los eventos; definir cuáles son los clientes más sensibles a estos eventos; y cuantificar los costos asociados a los problemas generados por los hundimientos (Celis, 2016).

En esta área de investigación se han propuesto diversos enfoques para analizar este tipo de perturbaciones. Generalmente las empresas usan métodos posfalla dada la información minutos después de que la falla ocurre. Algunos sistemas analizan las fallas mediante la vinculación con los sistemas de protección, que permiten el cierre de secciones de la red por medio de equipos telecontrolados. Consecuentemente se realiza el direccionamiento de las cuadrillas para intervenir el punto en falla, pero generalmente los métodos de localización usados no son lo suficientemente precisos, y estas tareas de reparación demandan tiempos considerables.

Para un adecuado seguimiento y evaluación de los hundimientos de tensión se distinguen tres temas principales: la ubicación óptima de los monitores de la CPE, la estimación de los hundimientos en los sitios no monitorizados a partir de mediciones y la localización de las fallas de red.

En cuanto a los métodos para la detección de hundimientos de tensión se destacan los basados en el análisis muestra a muestra o ciclo a ciclo (Sánchez, 2017). Cuando los eventos de falla poseen un alto componente transitorio, resulta difícil obtener una alta precisión con los métodos ciclo a ciclo.

Para una adecuada operación de algunos algoritmos de localización de fallas necesario que primero se realice una identificación del tipo de fallo (fase-tierra, bifásica, bifásica-tierra, trifásica y trifásica-tierra), y una indicación de la dirección (aguas arriba o aguas debajo de un punto referencia de medición) (Sánchez, 2017). Por lo general en los sistemas de distribución y de transmisión, los relés proveen esta información, es decir, que existe una integración tecnológica entre los métodos de localización de falla y la información de los relés.

En el área de los sistemas de transmisión, se han propuesto métodos para la localización de fallas en las líneas de transmisión, pero no son fácilmente aplicables a los sistemas de distribución. Esto se debe principalmente a la existencia de líneas cortas y heterogéneas, la presencia de alimentadores secundarios, taps bajo carga en transformadores y, comparativamente, un menor grado de instrumentación en los sistemas de distribución. Por lo tanto, una serie de métodos de localización de fallas se han propuesto específicamente para los sistemas de distribución (Lotfifard; Kezunovic & Mousavi, 2011).

2. Monitorización de hundimientos de tensión

En la actualidad, se reconocen principalmente dos estrategias de monitoreo utilizadas en las redes de distribución de energía eléctrica. Una es el monitoreo de la calidad de la potencia donde se registra información múltiple como tensión y corriente, generalmente valores eficaces; la otra tendencia es el registro y análisis de las formas de onda de tensión. En base a esto, los métodos de ubicación de fallas se dividen igualmente según la información que requieran y por lo tanto resulta útil conocer la estrategia de monitorización utilizada por cada método y de esta manera determinar las características y alcances del sistema de monitorización a instalar en la red de distribución (Xiaotong et.al, 2018).

Según el artículo 3° de la resolución CREG No. 024, los equipos que miden hundimientos de tensión deben cumplir con el estándar IEC 61000-4-30 (International Electrotechnical Commission, 2015). En el estándar se define una metodología de medida, la cual permite registrar y extraer los parámetros del hundimiento de tensión que se derivan de los valores eficaces en un ciclo y se actualiza cada medio ciclo. Además se define la clase A, S o B que debe usarse según el escenario, la organización de las variables medidas, las especificaciones de periodicidad y sincronización de la medida, y el marcado de los eventos detectados.

A partir del registro de los eventos relacionados con las variaciones de la tensión eficaz o RMS, asociados exclusivamente a los hundimientos de tensión, se procede a la extracción de los parámetros del mismo (magnitud del hundimiento o tensión residual y duración).

Para ello se adopta el procedimiento simplificado definido para campañas de medidas con propósitos estadísticos (Salazar, 2015):

- a) Se considera los hundimientos registrados como eventos de profundidad única. Para cada hundimiento se registra: la tensión residual es la tensión más baja que se produce durante el evento.
- b) La duración, se mide a partir del instante en que la tensión cae por debajo del umbral inicial, hasta aquél en el que llega a ser igual o mayor que el umbral final. En los sistemas monofásicos, los hundimientos de tensión inician cuando la tensión RMS cae por debajo del umbral establecido, y termina cuando este se restablece al valor igual o superior al umbral del hundimiento más la histéresis de tensión. En sistemas polifásicos inicia el hundimiento de tensión, cuando en una o más de las fases del sistema, la tensión RMS cae por debajo del umbral y termina cuando la totalidad de las tensiones de cada una de las fases, es igual o superior al umbral definido más la tensión de histéresis (Salazar, 2015). Una de sus propuestas es el registro de los hundimientos usando etiquetas tales como: Nombre del sitio, Estampa de tiempo, Fase, Magnitud [kV], magnitud [pu], duración en segundos [s] y número de ciclos.

Los hundimientos de tensión raramente son rectangulares, es decir, el valor de tensión RMS a menudo varia durante el hundimiento, y el hecho de limitar las características a la profundidad y a la duración puede ocultar alguna información útil según el objeto de la medida. Para extraer más información, se debe calcular valores eficaces en un ciclo con mayor frecuencia, en vez que cada medio ciclo como se especifica en el estándar IEC 61000-4-30 (IEC, 2015). Por ejemplo, puede ser útil actualizar el valor eficaz en cada ciclo

128 veces. Este procedimiento permite una identificación más precisa del comienzo y final del hundimiento de tensión por medio de umbrales simples. Los inconvenientes son el aumento del volumen y tratamiento de datos. Otros algoritmos distintos a los valores eficaces pueden ser útiles para evaluar los efectos de un hundimiento de tensión en las cargas (IEC, 2015).

La Tabla 1 presenta las características relevantes de los sistemas monitorización enfocados en la localización de fallas.

Tabla 1.

Características relevantes

Característica	Descripción	Casos
Tipo de mediciones	Depende de la(s) variable(s) que se mida(n) en el sistema	Caso 1: mediciones de tensión y corriente Caso 2: mediciones de sólo tensión
Sincronización	Según sea el método, puede resultar necesario o no sincronizar los datos de provenientes de diferentes fuentes del sistema de medición.	Caso 1: sincronización en la medición de tensión y corriente (medición fasorial) Caso 2: Sin sincronización en la medición de tensión
Fuentes de información medible	Depende de la parte del sistema de las cuales se extraen las mediciones	Caso 1: Proveniente exclusivamente de los equipos de medición en la red de distribución Caso 2: uso de los equipos de la subestación principal, de protecciones y/o del usuario final
Frecuencia del muestreo	Según lo requiera el método, se puede variar la frecuencia con la que se calculan los valores RMS en un ciclo.	Caso 1: calcular valores eficaces en un ciclo, refrescados cada medio ciclo Caso 2: actualizar el valor eficaz en cada ciclo, 128 veces.

3. Métodos de localización de fallas

Existe una gran variedad de métodos que abarcan el tema de localización de fallas los cuales se caracterizan según las variables medidas, el tipo de medición y su uso. También hay otras áreas de estudio importantes como insumo a esta temática, como lo ha sido la estimación de estado del hundimiento de tensión. De los métodos de localización de falla nos centramos en aquellos que solo necesitan medir tensión para desarrollar su algoritmo.

3.1. Clasificación de los métodos de localización de falla

Las técnicas convencionales para localizar fallas en sistemas de transmisión corresponden a los métodos basados en impedancia con un terminal (medidor) o con dos terminales, y los métodos de ondas viajeras. Sin embargo, debido a las características propias de los sistemas de distribución (laterales, desequilibrios entre otros) se deben emplear otras técnicas de localización de fallas (IEEE Power and Energy Society, 2014)

3.1.1 Basados en Impedancia. Según autores como Novosel, Hart, Myllymaki (1998) y Girgis, Fallon, Lubkeman (1993) la impedancia aparente, definida como la relación entre la tensión seleccionada y la corriente seleccionada, según el tipo de falla y las fases con falla, se utiliza para localizar fallas en los sistemas de distribución. La heterogeneidad de las líneas no se considera, además de no considerar la naturaleza dinámica de las cargas. Se ha proporcionado una revisión detallada de esta categoría de métodos en "Comparison of impedance fault location methods for power distribution systems" (Mora-Florez, Melendez, Carrillo-Caicedo, 2008). El inconveniente común es que la ubicación de la falla da como

resultado múltiples estimaciones debido a su dependencia únicamente de la tensión medida medido y las señales de corriente en la subestación. Los datos recopilados de los indicadores de fallas a lo largo de la red, que determinan la dirección de la falla, se utilizan para resolver el problema de estimación de ubicación de fallas múltiples. La instalación de indicadores de fallas al comienzo de cada alimentador y/o acometida aumenta el costo de implementación y puede que no sea una solución preferida (Lotfifard; Kezunovic & Mousavi, 2011).

3.1.2 Basados en modelo de circuito o superposición. En “A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems” y “A Direct Three-Phase Circuit Analysis-Based Fault Location for Line-to-Line Fault” (Myeon-Song Choi et al., 2007), se propone un método basado en el análisis directo de circuitos como herramienta de modelado del sistema de distribución. Aunque es adecuado para sistemas de distribución desequilibrados, no produce resultados únicos para la localización de fallas.

En “New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components” y “An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps” (Aggarwal, Aslan, Johns, 1997), se propone un método que utiliza componentes de superposición de tensiones y corrientes. En este método, un punto de falla asumido se varía sistemáticamente hasta que se encuentra el punto de falla con alta coincidencia con la información medida. La falla se localiza en base al hecho de que la cantidad de corriente superpuesta en líneas sin falla debe ser mínima. Este método también sufre de múltiples estimaciones de localización de fallas.

3.1.3 Basados en entrenamiento. Los métodos basados en el conocimiento, tales como las redes neuronales y la lógica difusa se propuestos en “Fault Location in Power Distribution Systems using ANFIS Nets and Current Patterns” y "Fault location inower distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis" (Mora-Florez, et.al, 2007) con propósitos de clasificación. En “Fault Location in Power Distribution Systems using ANFIS Nets and Current Patterns” (2006) el área bajo falla se detecta entrenando una red de inferencia neuro-difusa (ANFIS) con descriptores basados en el conocimiento. En "Fault location inower distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis" (2007) utilizando el algoritmo de aprendizaje para la técnica de clasificación de análisis de datos multivariables (LAMDA), se obvia el problema de estimación de localización de fallas múltiples. Este método requiere una gran cantidad de datos de entrenamiento y un proceso de reentrenamiento posterior a un cambio en la estructura del sistema de energía.

3.1.4 Basados en onda viajera. En “Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals”(Bo, Weller, Redfern, 1999) “Fault location in distribution systems based on traveling waves” (Thomas, Carvalho, Pereira, 2003) y “An accurate fault location technique for distribution lines with tapped loads using wavelet transform”(Short, Sabin, McGranaghan, 2007), se han sugerido métodos basados en ondas viajeras generadas por la falla. La diferencia de tiempo entre los datos sucesivos de las ondas viajeras capturadas se utiliza para localizar la falla. Estos métodos requieren un muestreo de alta frecuencia que depende de la configuración de la línea (velocidad de propagación) y la precisión deseada. Este requisito de muestreo de alta

frecuencia aumenta el costo de implementación. Otra de las dificultades relacionadas con la aplicación de estos métodos en los sistemas de distribución es la presencia de ramales laterales y tomas de carga que reflejan las ondas viajeras, que pueden confundirse con las creadas por la falla. Estos métodos pueden ser más aplicables a las líneas de transmisión donde las líneas son más largas y están equipadas con mejores dispositivos de monitoreo (Short, Sabin, McGranaghan, 2007).

3.1.5 Basados en la magnitud RMS del hundimiento de tensión. El hecho de que la falla cause caídas de tensión con diferentes características en cada nodo se ha utilizado para la localización de la falla en “Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags” (Fernandes et.al, 2009) y “Fault location using voltage measurements” (Mokhar y Jenkins, 2005). Solo se ha utilizado la amplitud de la caída de tensión, lo que hace que el método de localización de fallas sea susceptible de imprecisiones. El método puede identificar el nodo con falla pero no puede identificar el tipo de falla.

3.2. Enfoque de estimación de estado

La estimación de estado de los hundimientos de tensión se puede referir a 2 temáticas en sí: la estimación de la tensión en nodos no monitorizados durante la ocurrencia de una falla o una aproximación hacia las características de los hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados. El primer tipo de estimación corresponde a la estimación del perfil del hundimiento, en donde se predice la tensión residual en los nodos no monitorizados empleando o no mediciones de otros nodos, lo cual sirve como insumo en el desarrollo de

algunos métodos de localización de fallas. El segundo tipo se refiere a la estimación de los índices que cuantifican el impacto de los hundimientos de tensión, en donde se registran el número, la duración y/o las magnitudes de los hundimientos en paquetes de información (Celis, 2016). El ejemplo más común es la estimación del índice SARFI₉₀.

En la Figura 1 se presenta la clasificación de los métodos para la Estimación de Estado de Hundimientos de Tensión (VSSE por *Voltage Sag State Estimation*), la cual es propuesta por Cruz, Lavega y Orillaza en “Overview of voltage sag profile estimation” (2015). El concepto de VSSE fue introducido por primera vez en el año 2005 por Wang, Xu y Pan en “Voltage Sag State Estimation for Power Distribution Systems” (2005), en el cual se considera que a partir de las mediciones obtenidas por una cantidad limitada de medidores se logra estimar los hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados.

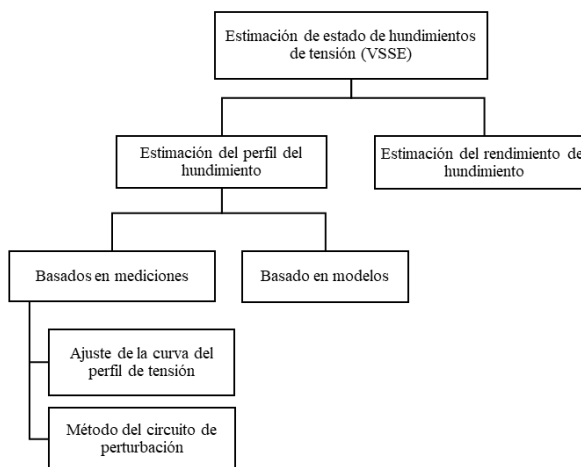


Figura 1. Estimación de Estado de Hundimientos de Tensión

Los métodos basados en modelos usan un enfoque estocástico para estimar la cantidad y las características de los hundimientos en un sitio o sistema. Esto se realiza con base en el

modelo de la red y en datos estadísticos del sistema, tal como referencia la guía del CIGRE C4.112 de 2014.

3.2.1 Estimación del perfil de los hundimientos. La estimación se enfoca a determinar las magnitudes RMS de los hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados, la cual es una estrategia muy usada en métodos de localización de falla. El primer trabajo en este campo corresponde al de Wang, Xu y Pan en el año 2005, el cual se aplica a la estimación de magnitudes en sistemas radiales (Wang, Xu, Pan, 2005).

3.2.1.1 Ajuste al perfil de tensión. El método propuesto por Wang en “Voltage Sag State Estimation for Power Distribution Systems”(2005) hace uso de las mediciones en ciertos puntos, del hecho que los hundimientos son causados principalmente por fallas y de la conexión radial del sistema eléctrico. Para ello, establece que durante una falla simétrica el perfil de tensiones en un alimentador radial sigue un comportamiento altamente lineal hasta el punto de la falla respecto a la longitud normalizada con base a la impedancia del alimentador.

El perfil de la tensión tiene dos segmentos: el primero aproximadamente lineal (si se considera que la impedancia de falla es cero) desde la tensión máxima del alimentador (1,0 p.u.) hasta el punto de la falla, y el segundo segmento con pendiente de valor cero desde el punto de la falla hasta los nodos restantes. Si se considera que la impedancia de falla existe, el primer segmento sería una curva no lineal.

No obstante, dentro de las limitaciones del método están que solo aplica para sistemas radiales y presenta inconvenientes cuando existen transformadores en el sistema.

3.2.1.2 Circuito equivalente de la perturbación. En 2007, Gahrooyi y Golkar proponen el método del circuito de la perturbación con el fin de estimar el perfil de los hundimientos de tensión en un sistema radial empleando una cantidad limitada de mediciones. En un circuito que modela la perturbación, si se resta la tensión de 1 pu. en cada nodo, se obtiene la máxima tensión en el nodo en falla y nodos posteriores a ésta, mientras que se obtiene una tensión de 0 pu en el nodo de la fuente (Gahroovi, Golkar, 2007).

En el método del circuito de perturbación, las tensiones medidas a lo largo del circuito radial deben ser obtenidas de mínimo dos monitores: el primer monitor, denominado MP1, debe estar ubicado al final del alimentador, en un punto posterior a una posible falla; el segundo monitor, denominado MP2, debe estar ubicado entre el nodo de la fuente o nodo principal y la posible posición de la falla (Majidi, Etezadi-Amoli, Sami, 2015). Los monitores miden la profundidad del hundimiento que equivale a la tensión nominal menos la magnitud del evento.

Cuando ocurre una falla a lo largo del circuito radial, se obtienen las mediciones MP1 y MP2. En el punto de posición de la falla 'i' la profundidad del hundimiento S_i es igual al valor de MP1, mientras que la profundidad en los nodos entre la posición de la falla y el nodo donde se ubica MP2 (S_j) es igual al valor de MP2.

Mediante este método se estiman los hundimientos de tensión obtenidos por fallas simétricas y asimétricas, sin considerar impedancias de falla. La limitación principal radica en su aplicación exclusiva para circuitos radiales.

3.3. Localización de fallas en sistemas de distribución a partir de mediciones de hundimientos de tensión

Dentro de las técnicas de localización de fallas para sistemas de distribución se encuentran las basadas en mediciones de hundimientos de tensión. Estos métodos se pueden clasificar en dos categorías:

- (1) localización mediante comparación de mediciones con una base de datos de hundimientos;
- (2) localización a partir del uso de las mediciones y características del sistema.

Algunos de estos métodos pueden usarse en sistemas de distribución radiales y enmallados. A continuación, se exponen los principales aportes realizados en esta temática.

En “Automatic fault location on distribution network using voltage sags measurements” (Li, Mokhar, Jenkins, 2005) proponen un método para localizar fallas en un sistema de distribución radial, empleando para ello los hundimientos de tensión registrados en el nodo principal (nodo fuente). El método se fundamenta en una base de datos de hundimientos (VSD de su nombre en inglés Voltage Sags Database) la cual es creada a partir de flujos de carga desbalanceados y un programa de análisis de falla. La VSD solo incluye fallas creadas en los nodos del sistema radial.

Cuando se presenta una falla se miden las formas de onda de tensión en la subestación principal, se calcula el valor RMS para determinar la magnitud del hundimiento y mediante transformada de Fourier se calcula el desplazamiento de fase. Posteriormente se emplea un algoritmo de búsqueda (compara entre lo medido en el nodo monitorizado y los registros de la base de datos) para detectar las posibles secciones en donde se ha originado la falla (Li, Mokhar, Jenkins, 2005). Para diferenciar cuál de las posibles secciones en falla es la

correcta, se emplea un algoritmo de reconocimiento de patrones el cual consiste en el cálculo y comparación de hundimientos vistos en el nodo monitorizado, cuando se consideran fallas en subsecciones a lo largo de las secciones preseleccionadas.

El método usado en “Automatic fault location on distribution network using voltage sags measurements” se basa en una búsqueda de patrones (entre lo simulado y lo medido), pero se limita a fallas sin la presencia de impedancias de falla y únicamente identifica la sección en falla más no la localización aproximada de ésta.

En “Development of Automated Fault Location Software for Distribution Network” (Mokhlis, Khalid, Li, 2006) presentan algunas mejoras al método (Li, Mokhar, Jenkins, 2005) a partir de las cuales se consideran las fallas asimétricas en la base de datos y se emplean criterios estadísticos para seleccionar la sección en falla más probable. No obstante, se presentan las mismas limitaciones del método original.

En “Fault Location for Single-Circuit Line Based on Bus-Impedance Matrix Utilizing Voltage Measurements” (Liao, 2008) mediante el uso de la matriz de impedancias del sistema y mediciones de tensiones en uno o dos nodos, propone diversos sistemas de ecuaciones según el tipo de falla para localizar el origen aproximado del evento a lo largo de una línea. Las ecuaciones se diferencian si las mediciones se encuentran sincronizadas o no y si se dispone de uno o dos nodos monitorizados. Además, se incluyen las ecuaciones de localización de la falla empleando el modelo de parámetros distribuidos para líneas de transmisión.

El método usado en “Fault Location for Single-Circuit Line Based on Bus-Impedance Matrix Utilizing Voltage Measurements” ha mostrado buenos resultados en sistemas eléctricos pequeños; no obstante, se debe asumir que las tensiones pre-falla como 1,0 p.u.

en los nodos asociados a la sección en falla, lo cual puede inducir a errores en la localización. Además, si se desconoce la sección en falla, se debe asumir una sección, realizar la estimación y repetir para todas las secciones, hasta encontrar la que arroje resultados más acordes. Por otra parte, para localizar la falla el método requiere conocer el tipo de falla con antelación para aplicar la ecuación más adecuada.

En “Voltage sags pattern recognition technique for fault section identification in distribution networks” (Mokhlis, Khalid, Li, 2009) presentan algunas mejoras al trabajo (Mokhlis, Khalid, Li, 2006). En este caso se realizan mejoras al algoritmo de reconocimiento de patrones de los hundimientos, el cual permite distinguir entre todos los tipos de fallas. El método aún no considera la impedancia de falla ni localiza el punto exacto o aproximado del evento.

En [30] proponen un método para localizar fallas en los nodos de un sistema de distribución radial. Para ello, emplean las tensiones y corrientes fasoriales a frecuencia fundamental antes y durante la falla registradas en el nodo principal (nodo fuente), las magnitudes de los hundimientos medidas en algunos puntos a lo largo del alimentador, como también la información del sistema como es la topología, las impedancias y demás parámetros de los elementos del sistema eléctrico. El método es independiente a la impedancia de la falla.

La principal limitación del método consiste en su enfoque exclusivo hacia las fallas originadas en los nodos (Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic & Sanches Mantovani, 2009), mientras que las fallas en las líneas son más comunes.

En “Smart Fault Location for Smart Grids” (Kezunovic, 2011) se propone el modelo de implementación de un sistema de localización de fallas en sistemas de distribución

empleando medidores inteligentes y el método de localización propuesto por Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic y Sanches Mantovani (2009).

En “Generalized Fault-Location Methods for Overhead Electric Distribution Systems” (Liao, 2011) propone mejoras al método propuesto en “Fault Location for Single-Circuit Line Based on Bus-Impedance Matrix Utilizing Voltage Measurements” (Liao, 2008). Para ello, se presentan dos juegos de ecuaciones, uno para sistemas de distribución con múltiples fuentes de tensión y otro para sistemas completamente radiales. Mediante las ecuaciones propuestas, se puede identificar la posición de la falla e inclusive la impedancia de la falla. No obstante, se presentan las mismas limitaciones que en el método original: se debe asumir la tensión pre-falla en los nodos involucrados en la falla, se asumen como conocidos el tipo de fallas y las fases en falla, se asume la sección en falla para aplicar las ecuaciones.

En “Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location” (Lotfifard, Kezunovic & Mousavi, 2011) se emplea el mismo método propuesto (Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic & Sanches Mantovani, 2009). La novedad radica en que dentro del algoritmo se emplea el ángulo de fase de la corriente en el nodo fuente para estimar el valor de la impedancia de falla. Las limitaciones son similares al método original, además que se requiere información sobre las fases en falla y el tipo de falla previo a aplicar el algoritmo.

En “Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks” (Mokhlis & Li, 2011) proponen mejoras al método de Mokhlis, Khalid y Li, (2005), incluyendo la no linealidad en el perfil de la variación de la tensión durante la ocurrencia de fallas. El método prácticamente considera la creación de una base de datos de hundimientos considerando diferentes posiciones, tipos e impedancias para las fallas. Posteriormente a la ocurrencia de una falla, se generan fallas en diferentes puntos del

sistema y se comparan las tensiones (magnitudes y fases) entre los valores calculados y los medidos en el nodo principal del sistema de distribución.

La limitación del método radica en la dependencia de la impedancia de falla en la precisión de los resultados, así como también en la actualización de la base de datos de hundimientos para cada cambio de topología en el sistema de Mokhlis y Li (2011).

En “Monitor Placement for Reliable Estimation of Voltage Sags in Power Networks” (Avendano-Mora, Milanovic, 2012) proponen mejoras para el método de localización de fallas de Liao (2008). El método mejorado permite ubicar los equipos de monitorización de una mejor forma para localizar adecuadamente las fallas que ocasionan los hundimientos, y posteriormente estimar las tensiones en los nodos no monitorizados. La principal limitación del método propuesto radica en su formulación, puesto que para cada tipo de falla existe una fórmula; además de la dependencia a la impedancia de la falla y las tensiones pre-falla (Avendano-Mora, Milanovic, 2012).

En “Probabilistic estimation of voltage sags using erroneous measurement information” (Woolley et.al, 2014) emplean el mismo método que en “Monitor Placement for Reliable Estimation of Voltage Sags in Power Networks” (Avendano-Mora, Milanovic, 2012), pero adicionalmente evalúan el error en las mediciones como un factor que afecta la localización de la falla y la estimación del perfil de tensión. También consideran un análisis estadístico para encontrar el punto de falla más probable ante múltiples posiciones que puede arrojar el método empleado.

En “Enhancing Accuracy While Reducing Computation Complexity for Voltage-Sag-Based Distribution Fault Location” (Dong, Ce Zheng & Kezunovic, 2013) proponen mejoras al método de localización de fallas propuesto por Fernandes Pereira, Wesz da

Silva, Kezunovic y Sanches Mantovani (2009), con el fin de reducir la complejidad computacional y reducir los errores en la estimación de las fallas.

Una de las mejoras obtenidas es que inicialmente mediante la técnica de árboles de decisión se identifica la sección en falla dentro del sistema radial. Los árboles de decisión requieren para su entrenamiento de una base de conocimiento con los posibles eventos que puedan ocurrir en el sistema. Posterior a la identificación de la sección en falla dentro del sistema, se procede a aplicar el método de Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic y Sanches Mantovani (2009), incorporando un nuevo criterio para seleccionar el nodo en falla; en donde aparte de la diferencia observada entre las tensiones medidas y calculadas en los puntos monitorizados, se adiciona un parámetro que incluye los ángulos de la tensión y la corriente en el nodo en falla (Dong, Ce Zheng & Kezunovic, 2013).

El método de Dong, Ce Zheng y Kezunovic (2013) presenta mejoras considerables respecto al “Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags” (Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic & Sanches Mantovani, 2009); no obstante, el rendimiento del método se reduce para fallas que ocurren hacia el final de los laterales, y la impedancia de la falla afecta los resultados (Dong, Ce Zheng & Kezunovic, 2013). Además el método solo es útil para fallas en los nodos.

En “A novel method for locating faults on distribution systems” se presenta un método mejorado respecto al de Liao (2011). En el nuevo método, la localización de la falla se realiza mediante una formulación única, con lo cual se logra independencia respecto al tipo e impedancia de la falla. Para su funcionamiento, solo se requiere la matriz de impedancias del sistema y las corrientes y tensiones en el nodo fuente de la red, con lo cual su aplicación a sistemas radiales y enmallados es posible. En situaciones con múltiples puntos posibles

de falla, el uso de un medidor adicional puede ser adecuado. El método se evalúa en un sistema radial de 17 nodos y se evidencian errores de estimación ante incrementos de la impedancia de falla.

En “Sensitivity analysis of voltage sag based fault location algorithm” (Po-Chen Chen, Malbasa & Kezunovic, 2014) emplean el método de localización de fallas de “Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location” (Lotfifard, Kezunovic & Mousavi, 2011) para realizar un análisis de sensibilidad de los resultados antes cambios en las condiciones del sistema: la cantidad de medidores, errores en las mediciones, las estimaciones de los perfiles de las cargas y variaciones en las impedancias de falla. Los resultados de este estudio permiten destacar que los errores en la estimación de las cargas afectan los resultados del método, mientras que los errores en las mediciones no reflejan un impacto significativo. Por su parte, la impedancia de falla sigue presentando el mayor índice de sensibilidad que puede afectar los resultados del método. En 2015, los mismos autores realizan un estudio similar evaluando el impacto de la Generación Distribuida en el método de Lotfifard, Kezunovic & Mousavi (2011), encontrando que los resultados del método de localización de falla pueden ser afectados por dicha característica (Po-Chen Chen, Malbasa, Dong, Kezunovic, 2015).

En “Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters” (Trindade, Freitas, Vieira, 2014) proponen un método para localizar fallas en un sistema de distribución radial empleando la matriz de impedancias del sistema y mediciones de tensión en algunos puntos.

El método supone una ventaja respecto a los propuestos en “Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location” (Lotfifard, Kezunovic & Mousavi, 2011) y

“Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags” (Fernandes Pereira, Wesz da Silva, Kezunovic & Sanches Mantovani, 2009), puesto que no se requieren mediciones sincronizadas ni las corrientes en el nodo fuente. Además, el método es independiente de la impedancia de la falla y según los análisis de sensibilidad realizados, los errores en la estimación de las cargas no implican mayor impacto en el rendimiento del mismo. Por otra parte, los errores en las mediciones de tensión pueden impactar sobre los resultados del método. La principal limitación es su aplicación exclusiva a las fallas en los nodos (Trindade, Freitas, Vieira, 2014).

En “A Novel Method for Single and Simultaneous Fault Location in Distribution Networks” (Majidi, Etezadi-Amoli & Sami Fadali, 2015) se propone un método para localizar fallas en un sistema de distribución, el cual se basa en la matriz de impedancias del sistema y en las mediciones de hundimientos en sitios monitorizados. Este método es independiente del tipo y la impedancia de la falla, y según los autores es superior en prestaciones al método de Trindade, Freitas, Vieira (2014). La principal limitación de este método es su uso exclusivo para localizar fallas en los nodos.

4. Implementación de métodos de localización de fallas

De manera complementaria, a continuación se presenta la implementación de 4 métodos en un sistema de distribución radial de prueba que cuenta con 8 nodos. Los métodos se seleccionaron teniendo en cuenta las dos subcategorías basadas en mediciones de hundimientos de tensión, ya que estos métodos solo requieren medición de las dos principales características del hundimiento de tensión (magnitud y duración) y pocos puntos de medición, lo que los convierte en métodos prácticos y económico tanto en infraestructura como en computación.

El diagrama topológico del sistema de distribución es presentado en la Figura 2. Su dimensión es pequeña debido a que se pretende ilustrar el desarrollo de estos métodos seleccionados, mas no una prueba rigurosa de la efectividad de los mismos.

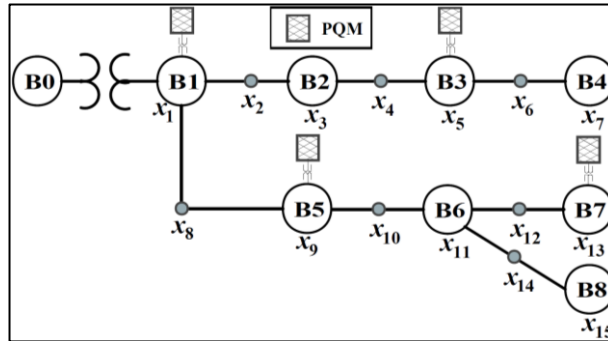


Figura 2. Circuito de distribución

Fuente del sistema: Nodo B0

Corto circuito MVA: 2200, balanceado.

Subestación: Nodo B0-B1.

Transformador: 5 MVA, 115 kV delta – 4,16 kV estrella aterrizada. $Z=0.5+j3 \%$

Impedancias de línea:

Línea B1-B2: $Z1=Z0=0.347+j1.014 \Omega$

Línea B2-B3: $Z1=Z0=0.173+j0.507 \Omega$

Línea B3-B4: $Z1=Z0=0.173+j0.507 \Omega$

Línea B1-B5: $Z1=Z0=0.139+j0.405 \Omega$

Línea B5-B6: $Z1=Z0=0.173+j0.507 \Omega$

Línea B6-B7: $Z1=Z0=0.347+j1.014 \Omega$

Línea B6-B8: $Z1=Z0=0.347+j1.014 \Omega$

Puntos de medición

Nodo B1, B3, B5 y B7.

Para la implementación de los métodos seleccionados se requiere desarrollar una base de datos la cual se construye simulando fallas de distintos tipos de forma aleatoria en el sistema, y registrando los datos obtenidos en los puntos de medición. En las implementaciones a realizar se utilizará una base de datos construida con 1314 simulaciones de fallas aleatorias tanto en tipo como en resistencia de falla.

En los 4 métodos a desarrollar se trabaja con los valores de tensión de las fases falladas.

4.1. Localización de fallas en sistemas de distribución basados en el perfil de hundimientos de tensión [44]

El método propuesto se basa en el perfil de tensión de un sistema de distribución radial durante una falla, que puede ser comprendido por el sistema simple que se muestra en la Figura 3. $v_1 \dots v_8$ son las tensiones de fase de falla de las barras, en los que cada impedancia se calcula utilizando (1).

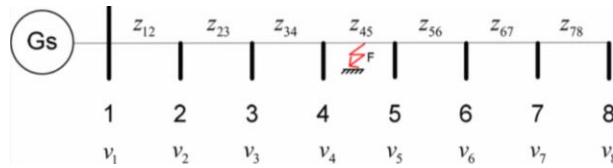


Figura 3. Sistema de distribución radial.

$$z_k = \frac{\sum_{i=1}^k z_i}{Z_{max}} \quad (1)$$

Dónde Z_k es el camino más corto desde la subestación hasta el bus k y Z_{max} es el valor más alto de Z_k . Al dibujar la curva entre tensiones e impedancias como se mencionó anteriormente, la Figura 4 muestra que los picos de tensión se pueden separar en 2 partes y se llama el valor del eje x en un punto de falla Z_F . La primera parte es una curva con caídas de tensión a lo largo de la línea, que es una sección previa a la falla. La segunda parte es una curva con caídas de tensión constantes que es una sección posterior a la falla. Debido a que una magnitud de tensión es una ecuación no lineal de Z_k en la sección previa al fallo, las relaciones entre caídas de tensión e impedancias se modelan como (2).

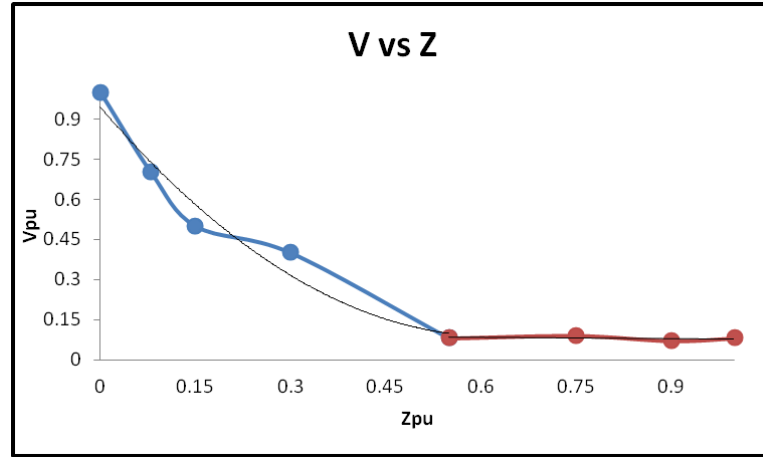


Figura 4. Perfil de tensión

$$v'(z_i) = B_0 z_i^2 + B_1 z_i + B_2 ; z_i < z_F$$

(2)

$$v'(z_i) = d ; z_i \geq z_F$$

En (2), los parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d son constantes para cada evento de falla y se resuelven al azar. La curva apropiada se selecciona utilizando un método de error de mínimos cuadrados para encontrar un error en (3).

$$\varepsilon = \sum_i^n ((v(z_i) - v'(z_i))^2) \quad (3)$$

Para encontrar el punto de falla desconocido, (2) y (3) se utilizan para generar la ecuación (4). La impedancia en el punto de falla estimado que es Z_F se puede calcular a partir de la resolución de la ecuación entre las secciones de pre-falla y post-falla.

$$z_F = \frac{-B_1 \pm \sqrt{B_1^2 - 4B_0(B_2 - d)}}{2B_0} ; Z_1 \leq Z_F \leq Z_{max} \quad (4)$$

Consecutivamente, un índice de localización de fallas θ_k indica el bus bajo falla, tal como se indica en (5).

$$\theta_k = z_F - z_k \quad (5)$$

El θ_k con la menor magnitud indica que el bus k está bajo falla. La distancia de falla se puede calcular por la relación entre la longitud de la línea y la impedancia en (6).

$$x_f = x_{kmin} + \left(\frac{\theta_{kmin}}{D_{Fl}} \right) Z_{max} \quad (6)$$

Dónde x_f es la distancia de falla estimada, x_{kmin} es la distancia del bus que tiene el mínimo de magnitud θ_k . θ_{kmin} es el mínimo θ_k de (5), y D_{Fl} es la impedancia por longitud de línea entre el punto de falla estimado.

4.1.1 Caso 1. Se simula una falla monofásica en el punto X_6 sin resistencia de falla.

En la Tabla 2 se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla.

Tabla 2.

Registros de la falla

Bus	Fase	LN (kV)	pu	Fase	LL (kV)	Pu
B1	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B3	1	0,32	0,1348	1-2	2,58	0,6192
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	2,58	0,6198
B5	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B7	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709

La Tabla 3 contiene los resultados usando (1), que se obtienen al calcular las impedancias en los puntos de medición y en la trayectoria de la falla.

Tabla 3.

Impedancias en los puntos de medición

Bus	Z
B1	0
B2	0,5
B3	0,75
B4	1

Una vez se tiene el registro de las Tablas 2 y 3, se construye la curva de tensión versus impedancias, como se muestra en la Figura 5.

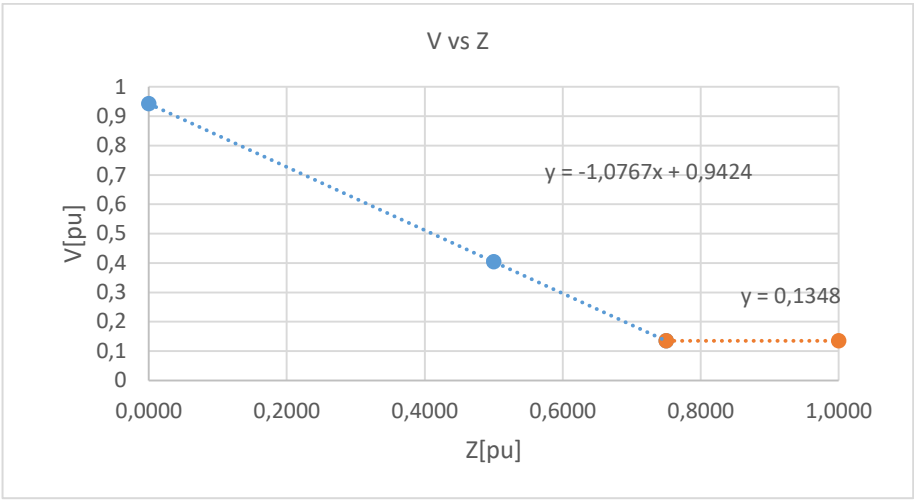


Figura 5. Perfil de tensión

De la curva de perfil de tensión se calculan las constantes β_0 , β_1 , β_2 y d que mejor se ajusta al caso de falla, como se muestra en la Tabla 4 y su correspondiente error registrado en la Tabla 5, satisfaciendo así (2) y (3).

Tabla 4.

Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d

B0	B1	B2	d
0	-1,0767	0,9424	0,1348

Tabla 5.

Error de mínimos cuadrados

Bus	ϵ
B1	0
B3	1,1824E-09
B5	NA
B7	NA

Para encontrar el punto de falla desconocido, se tiene que usar la ecuación (4). Pero en este caso 1 no se puede aplicar, debido a que $B_0=0$. Esto se da porque solo hay dos medidores en el camino de falla y son necesarios por lo menos tres puntos de medición en el camino de falla para poder satisfacer la ecuación.

4.1.2 Caso 2 y 3. En el caso 2 se simula una falla bifásica en el punto X_9 y en el caso 3 se simula una falla trifásica en el punto X_{14} , en ambos casos con resistencia de falla igual a cero.

En cada caso se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla correspondiente.

Se calculan las impedancias en los puntos de medición y se obtienen resultados presentados en las Tablas 6 y 7.

Tabla 6.

Impedancias en los puntos de medición Caso 2

Bus	Z
B1	0
B5	0,21
B6	0,47
B7	1

Tabla 7.

Impedancias en los puntos de medición Caso 3

Bus	Z
B1	0
B5	0,21
B6	0,47
B7	1
B8	1

Se construye la curva de tensión versus impedancias y se calculan las constantes β_0 , β_1 , β_2 y d que mejor se ajusta al caso de falla satisfaciendo así (2) y (3).

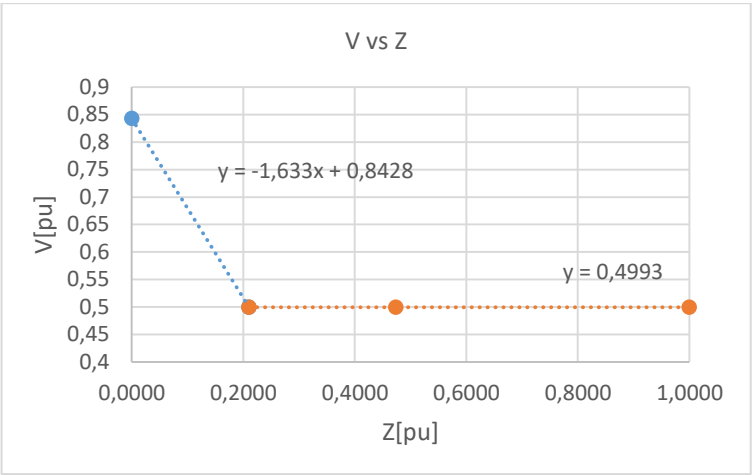


Figura 6. Perfil de tensión Caso 2

Tabla 8.

Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d Caso 2

B0	B1	B2	d
0	-1,633	0,8428	0,4993

Tabla 9.

Error de mínimos cuadrados Caso 2

Bus	ϵ
B1	0
B3	NA
B5	2,64794E-12
B7	0

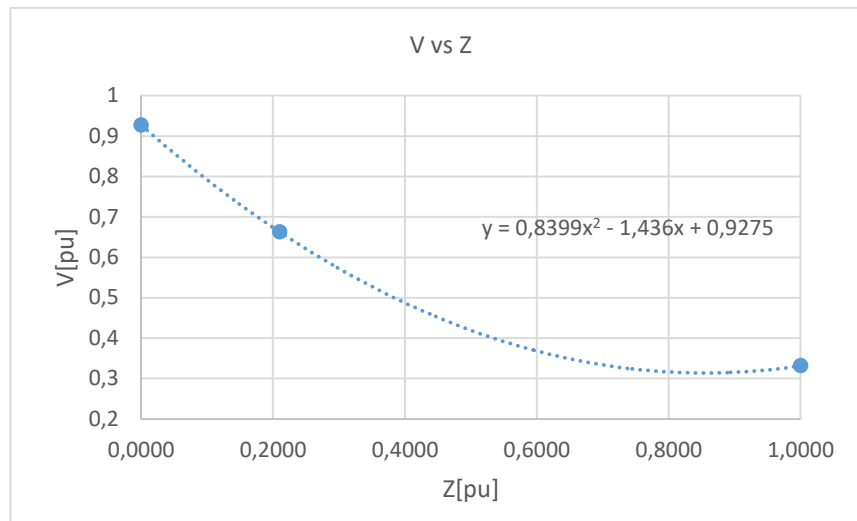


Figura 7. Perfil de tensión Caso 3

Tabla 10.

Parámetros β_0 , β_1 , β_2 y d Caso 3

B0	B1	B2	d
0,8399	-1,436	0,9275	0,3314

Tabla 11.

Error de mínimos cuadrados Caso 3

Bus	ϵ
B1	0
B3	NA
B5	7,1004E-12
B7	3,08149E-33

Para encontrar el punto de falla desconocido, se usa la ecuación (4). En el caso 2 no se puede aplicar, debido a que $B_0=0$. Esto se da porque solo hay 2 medidores en el camino de falla y son necesarios por lo menos 3 puntos de medición en el camino de falla para poder satisfacer la ecuación. Para el caso 3 se muestran los resultados en la siguiente tabla.

Tabla 12.

Impedancia en el punto de falla Caso 3

Z_{FI}	Condición
1	No cumple
0,709727348	Cumple

En la tabla 13 se registra los resultados obtenidos al calcula el índice de ubicación de fallas que se puede usar para indicar que el bus con falla real usando (5).

Tabla 13.

Índice de localización de fallas

Bus	θ
B1	0,7097
B5	0,4994
B6	0,2362
B7	-0,2903
B8	-0,2903

La mínima magnitud indica cual es el bus más cercano a la falla que para el caso 3 corresponde al nodo X_{11} , lo que es incorrecto ya que la falla se simulo la falla en el nodo X_{14} .

La distancia de falla desde la fuente se calcula por la relación entre la longitud de línea y la impedancia usando (6).

Finalmente en la Tabla 14, se presenta algunos aspectos importantes del método que nos permiten caracterizarlo de forma general y darnos una idea de su desempeño y aplicabilidad.

Tabla 14.

Características del método

Topología	Distribución radial, anillo y malla
Información previa	Impedancias y longitud de las líneas
Variable de entrada	Tensión eficaz de línea o fase
Tipo de falla	FT, FFT, FFFT, FF, FFF (F=fase; T=tierra)
Sincronización	Puede estimar la ubicación de fallas sin sincronización de datos
Adaptabilidad	Debido al algoritmo sencillo y la poca información previa, este método es fácil de aplicar para cualquier sistema de distribución
Otras	Robusto bajo diferentes valores de resistencias a fallas, variaciones de carga y distancias de falla. Requiere por lo menos 3 puntos de medición en el camino de falla.

4.2. Localización de fallas basada en la asignación óptima de monitores [45]

En primer lugar se requiere establecer una base de datos hundimientos de tensión en el sistema eléctrico. De acuerdo con el modelo y los parámetros de la red eléctrica, considerando la influencia del tipo de falla y la resistencia a la falla, se obtienen por medio de simulación los valores de caída de tensión en nodos y se establece una base de datos con esta información.

Para garantizar la precisión del reconocimiento del hundimiento, se toman los valores de tensión de tres puntos de monitoreo. Los datos válidos en el período de tiempo del hundimiento son los siguientes:

$$W = \{V\alpha, V\beta, V\chi\} \quad (7)$$

Dónde α , β y χ representan los tres monitores que registran los valores tensión más bajos durante el período del hundimiento. $V\alpha$, $V\beta$ y $V\chi$ Son los valores de tensión.

El método para hacer coincidir los datos válidos de tensión con la base de datos es el siguiente:

$$ei = \sqrt{\frac{(Pai - Va)^2 + (P\beta i - V\beta)^2 + (Pxi - Vx)^2}{3}} \quad (8)$$

Dónde ei es el resultado de emparejar el i th Estado en la base de datos. Pai , $P\beta i$ y Pxi Son los datos de tensión en la base de datos. El mínimo valor de ei corresponde a la terna que mejor se ajusta a los datos registrados. Las líneas bajo falla más probables se clasifican como L1, L2, L3,

Para mejorar la eficiencia de emparejamiento, la base de datos de caída de tensión se divide en sub bases de datos según:

1. El estado de operación de la red de energía se obtiene cuando se produce una caída de tensión, y el estado de operación coincide.
2. El tipo de falla se determina y coincide en la base de datos de tipo de falla correspondiente.

Después de que la falla ocurrió en el punto F, la variación de tensión de secuencia positiva del punto de monitoreo m1 es como sigue:

$$\Delta Vm1 = |Vm1 - Vprefm1| = |-Zm1f * If| \quad (9)$$

dónde V_{prefm1} es la tensión de secuencia positiva antes de que ocurra la falla en el bus m1. La relación de la variación de tensión de secuencia positiva entre el punto de monitoreo m1 y otro punto de monitoreo m2 es

$$\frac{\Delta V_{m1}}{\Delta V_{m2}} = \frac{|-Z_{m1f} * I_f|}{|-Z_{m2f} * I_f|} = \frac{|-Z_{m1f}|}{|-Z_{m2f}|} \quad (10)$$

De la ecuación anterior, se puede ver que cuando el punto de falla F ocurre una falla de cortocircuito, la relación de la variación de tensión de secuencia positiva de los dos monitores solo está relacionada con la impedancia de secuencia positiva de los puntos de monitoreo al punto de falla, y no está relacionada con el tipo de falla y la resistencia de falla. El lado izquierdo de la ecuación se puede obtener midiendo la tensión prefalla y postfalla. El lado derecho se puede transformar en una ecuación con desconocido λ . Después de determinar la línea de falla más probable L1 por coincidencia de estado, Z_{mp} y Z_{mq} se puede obtener de la matriz de impedancia de secuencia positiva. Lo único desconocido es λ .

$$\lambda = \frac{l_{pf}}{l_{pq}} \quad (11)$$

Donde p y q son los nodos en ambos extremos de la línea de falla, f es la posición de falla, l_{pf} es la longitud de la línea desde p a f y l_{pq} es la longitud total de la línea.

Es difícil resolver la ecuación no lineal directamente. El método secante de dos puntos se puede utilizar para resolver la ecuación (10). Se evita el problema de encontrar derivados en el método iterativo de Newton. La ecuación (10) se convierte a la forma de $F(x) = 0$:

$$f(\lambda) = \frac{\Delta V_{m1}}{\Delta V_{m2}} - \frac{|(1-\lambda)Z_{m1p} + \lambda Z_{m1q}|}{|(1-\lambda)Z_{m2p} + \lambda Z_{m2q}|} = 0 \quad (12)$$

El formato de iteración es el siguiente:

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k - f(\lambda_k) * \frac{\lambda_k - \lambda_{k-1}}{f(\lambda_k) - f(\lambda_{k-1})} \quad (13)$$

La iteración requiere dos valores iniciales. Ya que λ rangos de 0 a 1, toma los valores iniciales de $\lambda_0 = 0$ y $\lambda_1 = 1$. Si hay un solo punto de falla en la línea, la ecuación (12) convergerá a la solución única. Si la iteración no converge, la razón puede ser que se haya seleccionado la línea de falla incorrecta. Seleccione otra posible línea de falla ($L_2, L_3, \dots$), repite el procedimiento Y así sucesivamente hasta encontrar la posición de la falla.

4.2.1 Caso 1. Primero se establece la base de datos considerando la influencia del tipo de falla y la resistencia a la falla, se simulan y se registra el valor de la caída de tensión en los nodos del sistema.

Se simula una falla monofásica en el punto X_6 sin resistencia de falla.

La Tabla 15 muestra los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla.

Tabla 15.

Registro de falla

Bus	Fase	LN (kV)	Pu	Fase	LL (kV)	Pu
B1	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B3	1	0,32	0,1348	1-2	2,58	0,6192
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	2,58	0,6198
B5	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B7	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709

Luego se toman los 3 puntos de monitoreo que tienen las tensiones más bajas

$$W = \{B1f1, B3f1, B5f1\}$$

$$W = \{0.9424, 0.1348, 0.9424\}$$

Para mejorar la eficiencia de emparejamiento, solo se tendrá en cuenta las fallas monofásicas f1 en la base de datos de caída de tensión. Luego de esto se emplea ecuación de coincidencia (8) que consiste en comparar W con cada una de las posibles ternas en la base datos, cuyo menor valor obtenido da como resultado el nodo X_5 como el mayor grado de correspondencia.

Finalmente, para determinar el punto exacto de falla, se desarrolla la ecuación (12) $F(x)=0$ con el método de iteración (13).

$$f(\lambda) = \frac{0,0576}{0,8652} - \frac{|(1-\lambda)3,041533 + \lambda 3,041533|}{|(1-\lambda)3,50054 + \lambda 3,50054|} = 0 \quad (12)$$

Obteniendo como punto de falla el nodo X_6 lo cual es correcto.

4.2.2 Caso 2 y 3. En el caso 2 se simula una falla bifásica en el punto X_9 y en el caso 3 se simula una falla trifásica en el punto X_{14} , en ambos casos sin resistencia de falla.

En cada caso se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla correspondiente.

Se toman los 3 puntos de monitoreo que tienen las tensiones más bajas para el caso 2 y 3 respectivamente.

$$W = \{B1f3, B5f3, B7f3\}$$

$$W = \{0.8428, 0.4993, 0.4993\}$$

$$W = \{B1, B5, B7\}$$

$$W = \{0.9275, 0.6626, 0.3314\}$$

Para mejorar la eficiencia de emparejamiento, solo se tendrá en cuenta la falla bifásica f2-f3 para el caso 2 y la falla trifásica para el caso 3 en la base de datos de caída de tensión.

Luego de esto se emplea ecuación de coincidencia (8) cuyo menor valor da como resultado el nodo X_8 y X_{14} como el mayor grado de correspondencia.

Finalmente, para determinar el punto exacto de falla, se desarrolla la ecuación (12) $F(x)=0$. Obteniendo como punto de falla el nodo X_9 para el caso 2 y X_{14} para el caso 3, siendo estas localizaciones las correctas.

Finalmente, en la Tabla 16, se presenta algunos aspectos importantes del método que nos permiten caracterizarlo de forma general y darnos una idea de su desempeño y aplicabilidad.

Tabla 16.

Características del método

Topología	Distribución radial, anillo y malla
Información previa	Base de datos Impedancias de las líneas
Variable de entrada	Tensión eficaz de línea o fase
Tipo de falla	FT, FFT, FFFT, FF, FFF (F=fase; T=tierra)
Sincronización	Puede estimar la ubicación de fallas sin sincronización de datos
Adaptabilidad	Necesita de una base de datos que debe actualizarse junto con el sistema lo que implica un trabajo extra.
Otras	Robusto bajo diferentes valores de resistencias a fallas y distancias de falla. Requiere por lo menos 3 puntos de medición en el sistema. Es necesaria la tensión prefalla

4.3. Estimación práctica de la localización de fallas basada en la magnitud de la caída de tensión [46]

La figura 8 muestra un sistema de alimentación de muestra con falla en las líneas. Suponemos que se produce una falla en una posición P, entre las barras k y j, donde m es el bus del medidor.

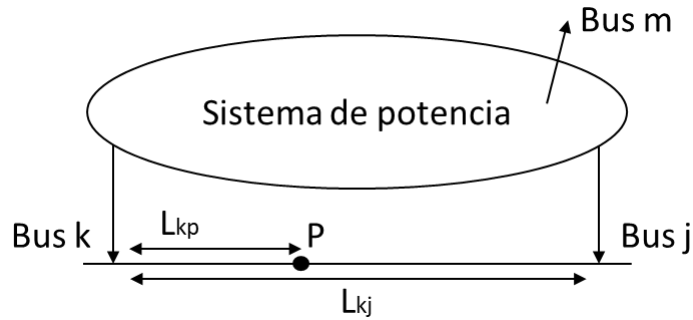


Figura 8. Sistema de muestra con falla

Cuando las fallas ocurren en cualquier ubicación a lo largo de las líneas en el sistema, por ejemplo, en una línea de transmisión entre dos buses genéricos k y j , podemos identificar la ubicación donde ocurre la falla al utilizar un parámetro φ . Dado que la posición de falla se mueve de bus a bus, el parámetro varía continuamente en el rango de $[0, 1]$. Por lo tanto, podemos definir como:

$$\varphi = \frac{L_{kp}}{L_{kj}} \quad 0 \leq \varphi \leq 1 \quad (14)$$

Cuando se produce un fallo en la posición genérica P entre los buses k y j , la tensión en el bus m se puede calcular de la siguiente manera:

$$V_m = V_m^{pre} - Z_{mp} I_p \quad (15)$$

Dónde V_m^{pre} denota la tensión previa al fallo en el bus m. es Z_{mp} la impedancia entre la barra de bus del monitor m del sistema y la posición del fallo P, y I_p denota el fasor de corriente de falla en P. Basado en [6], podemos obtener la impedancia Z_{mp} de (15) a partir de las impedancias de transferencia de los buses existentes del sistema de la siguiente manera:

$$Z_{mp} = (1 - \varphi)Z_{mk} + \varphi Z_{mj} \quad (16)$$

Dónde los elementos Z subíndice corresponden elementos de la matriz Z_{bus} del sistema.

El fasor de corriente de falla I_p se debe calcular según el tipo de análisis de fallas. Específicamente, para fallas trifásicas, se puede calcular por la ecuación (17).

$$I_p = \frac{V^{pre}}{Z_{pp}} \quad (17)$$

$$Z_{pp} = (1 - \varphi)^2 Z_{kk} + \varphi^2 Z_{jj} + 2\varphi(1 - \varphi)Z_{kj} + \varphi(1 - \varphi)Z_{kj} \quad (18)$$

Dónde los elementos Z subíndice corresponden elementos de la matriz Z_{bus} del sistema.

Finalmente, suponiendo que el valor de tensión es unitario previo al fallo y considerando (15), (16) y (18), (15) se puede expresar como se muestra en (19).

$$V_m = 1 - \frac{(1 - \varphi)Z_{mk} + \varphi Z_{mj}}{(1 - \varphi)^2 Z_{kk} + \varphi^2 Z_{jj} + 2\varphi(1 - \varphi)Z_{kj} + \varphi(1 - \varphi)z_{kj}} \quad (19)$$

Dónde los elementos Z subíndice corresponden elementos de la matriz Z_{bus} del sistema.

La ecuación (19) proporciona una expresión analítica para la tensión durante la falla en el bus m en términos del parámetro φ , que varía continuamente definiendo la posición de falla a lo largo de la línea k y j [7].

Cuando se produce un fallo asimétrico, se puede obtener cada fórmula analítica de tensión de fase y , combinando (14) ~ (18), podemos obtener la ecuación de función de cada tensión de fase y distancia de falla P en m .

Para determinar las posibles líneas de falla se debe definir la matriz de parámetros de medición M que se puede indicar mediante una $N \times L$.

$$M_{N \times L} = \begin{bmatrix} m_{11} & m_{12} & \dots & m_{1L} \\ m_{21} & m_{22} & \dots & m_{2L} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ m_{N1} & m_{N2} & \dots & m_{NL} \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$m_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{Puede monitorear la línea } j \text{ o parte de esta} \\ 0 & \text{No puede minitorear la línea } j \end{cases}$$

Dónde N , L indique el número de puntos de monitoreo de tensión en el sistema y las líneas totales respectivamente.

Definir el vector de estado de monitoreo H del punto de monitoreo se define como el orden de N .

$$H = \begin{bmatrix} h_1 \\ h_2 \\ \vdots \\ h_N \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$h_i = \begin{cases} 1 & \text{El hundimiento de tensión es monitoreado por } i \\ 0 & \text{El hundimiento de tensión no es monitoreado por } i \end{cases}$$

Y el vector de estado del fallo de monitoreo S se define como

$$S = \begin{bmatrix} s_1 \\ s_2 \\ \vdots \\ s_L \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$s_i = \begin{cases} 1 & \text{La falla ocurre en } i \\ 0 & \text{La falla no ocurre en } i \end{cases}$$

De la matriz de medición M y los vectores de estado H y S se establece la siguiente ecuación

$$H = M * S \quad (23)$$

La cual nos permite construir el vector S que la satisfaga. Dicho vector nos indica las posibles líneas de falla.

Finalmente, para localizar el punto de falla se aplica a cada posible línea la ecuación correspondiente al tipo de falla y se compara con los valores de tensión registrados por los medidores. Los valores que mejor se ajusten corresponderán al punto de falla.

Para calcular los resultados con precisión, también se puede aplicar el método de estimación de mínimos cuadrados para establecer la relación de la función entre la tensión del punto de medición real de la red y la distancia real de cada línea defectuosa.

4.3.1 Caso 1. Se simula una falla trifásica en el punto X_6 sin resistencia de falla.

En la tabla 17 se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla.

Tabla 17.

Registro de falla

Bus	Fase	LN (kV)	Pu	Fase	LL (kV)	Pu
B1	1	2,26	0,9412	1-2	3,92	0,9412
	2	2,26	0,9412	2-3	3,92	0,9412
	3	2,26	0,9412	3-1	3,92	0,9412
B3	1	0,323	0,1346	1-2	0,56	0,1346
	2	0,323	0,1346	2-3	0,56	0,1346
	3	0,323	0,1346	3-1	0,56	0,1346
B5	1	2,26	0,9412	1-2	3,92	0,9412
	2	2,26	0,9412	2-3	3,92	0,9412
	3	2,26	0,9412	3-1	3,92	0,9412
B7	1	2,26	0,9412	1-2	3,92	0,9412
	2	2,26	0,9412	2-3	3,92	0,9412
	3	2,26	0,9412	3-1	3,92	0,9412

Con base en la tabla 17 se debe determinar el tipo de falla para así implementar la ecuación correspondiente. Para este caso se observa que se trata de una falla trifásica.

Para determinar las posibles líneas de falla se define la matriz de parámetros de medición M

$$M_{4 \times 7} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$m_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{Puede monitorear la línea } j \text{ o parte de esta} \\ 0 & \text{No puede minitorear la línea } j \end{cases}$$

El vector de estado de monitoreo H es:

$$H = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$h_i = \begin{cases} 1 & \text{El hundimiento de tension es monitoreado por } i \\ 0 & \text{El hundimiento de tension no es monitoreado por } i \end{cases}$$

Y de la ecuación (23) se obtiene el vector S que la satisfaga.

$$S = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$s_i = \begin{cases} 1 & \text{La falla ocurre en } i \\ 0 & \text{La falla no ocurre en } i \end{cases}$$

De S tenemos que la posible línea de falla es la B3-B4.

En la tabla 18 se registran los valores de tensión en los puntos de medición que se obtienen aplicando la ecuación (19) para diferentes valores de φ en cada una de las posibles líneas de falla.

Tabla 18.

Tensión teórica en los puntos de medición

φ	B1	B3	B5	B7
0	0,8673	0	0,8673	0,8673
0,5	0,8485	0,0216	0,8485	0,8485
1	0,8305	0,0424	0,8305	0,8305

De los valores registrados en la tabla se selecciona el que mejor se ajusta a las medidas reales de falla, que para este caso es $\varphi = 0.5$ que corresponde al nodo X_6 , lo que es correcto.

4.3.2 Caso 2 y 3. En el caso 2 se simula una falla trifásica en el punto X_9 y en el caso 3 se simula una falla trifásica en el punto X_{14} , en ambos casos sin resistencia de falla.

En cada caso se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla correspondiente.

Se determina el tipo de falla para así implementar la ecuación correspondiente. Para ambos casos se observa que se trata de una falla trifásica.

Se define la matriz de parámetros de medición M

$$M_{4 \times 7} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

El Vector de estado de monitoreo H

$$H = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Y de la ecuación (23) se obtiene el vector S que la satisfaga.

$$S = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Para cada posible línea de falla se aplica la ecuación (19) para diferentes valores de φ y obtienen los valores de tensión en los puntos de medición como se muestran en las tablas 19, 20 y 21

Línea B5-B6

Tabla 19.

Tensión teórica en los puntos de medición

φ	B1	B3	B5	B7
0	0,9609	0,9609	0	0
0,5	0,9379	0,9379	0,0239	0
1	0,916	0,916	0,0467	0

Línea B6-B7

Tabla 20.

Tensión teórica en los puntos de medición

φ	B1	B3	B5	B7
0	0,916	0,916	0,0467	0
0,5	0,8751	0,8751	0,0892	0
1	0,8377	0,8377	0,1282	0

Línea B6-B8

Tabla 21.

Tensión teórica en los puntos de medición

φ	B1	B3	B5	B7
0	0,916	0,916	0,0467	0
0,5	0,8751	0,8751	0,0892	0,0446
1	0,8377	0,8377	0,1282	0

De los valores registrados en las tablas se selecciona el que mejor se ajuste a los valores reales de falla, es el nodo X_9 para el caso 2 y el nodo X_{14} para el caso 3, siendo estas las localizaciones correctas.

Finalmente, en la Tabla 22, se presenta algunos aspectos importantes del método que nos permiten caracterizarlo de forma general y darnos una idea de su desempeño y aplicabilidad.

Tabla 22.

Características del método

Topología	Distribución radial, anillo y malla
Información previa	Impedancias de las líneas
Variable de entrada	Tensión eficaz de línea o fase
Tipo de falla	FT, FFT, FFFT, FF, FFF (F=fase; T=tierra)
Sincronización	Puede estimar la ubicación de fallas sin sincronización de datos
Adaptabilidad	La matriz de parámetros de medición debe actualizarse junto con el sistema
Otras	Este sujeto a las consideraciones que se han tenido en cuenta para el modelo matemático del tipo de falla

4.4. Ubicación de la falla en los sistemas de distribución mediante la tabla de tensión - duración [47]

El método describe una técnica para localizar la zona de falla mediante el uso de la tabla de tensión - duración.

La tabla de tensión - duración es una matriz rectangular de celdas con un número entero ingresado en cada celda. La magnitud de la tensión durante las fallas se divide en varios rangos y son las filas de la tabla. La duración de la flecha también se divide en varios rangos, formando las columnas de la tabla.

Tabla 23.

Columnas de la tabla de tensión – duración

Duración (s)						
A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-1,8

Tabla 24.

Filas de la tabla de tensión - duración

Amplitud del hundimiento de tensión (p.u.)									
b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10
0-	0,1-	0,2-	0,3-	0,4-	0,5-	0,6-	0,7-	0,8-	0,9-
0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1

Cada estación de medición tiene una tabla asociada de tensión – duración y se construye aplicando aleatoriamente un gran número de fallas en el sistema de distribución y creando una base de datos de las magnitudes y duraciones de caídas en cada estación de medición.

Las ubicaciones de falla que contribuyeron a las entradas de cada celda se almacenan en matrices de ubicación. Esta matriz de ubicación muestra el porcentaje de eventos asociados con una celda como resultado de fallas que ocurren en un segmento de línea particular. Esto

permite la construcción de una grafica de frecuencia que nos permite determinar el punto de falla más probable.

Hay una matriz de ubicación asociada con cada celda de la tabla de duración de curvatura. Las tablas de duración de caída de tensión para todas las estaciones de medición y sus respectivas matrices de ubicación forman la base de datos que se requerirá para rastrear la zona de falla.

4.4.1 Caso 1. Se simula una falla monofásica en el punto X_6 sin resistencia de falla.

Se establece la base de datos considerando la influencia del tipo de falla y la resistencia a la falla, se simulan y se registra el valor de caída de tensión de los buses monitoreados. Luego se crean las tablas de hundimientos de tensión – duración como se observa en la tabla 26, que para este caso de ilustración no se tendrá en cuenta el tiempo.

Tabla 25.

Tensión - Duración

	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
b10	18	39	69	92	48	79	97	96
b9	0	17	16	0	0	0	2	4
b8	0	0	8	1	1	2	2	3
b7	0	21	29	51	17	40	44	44
b6	1	47	55	52	27	34	49	39
b5	0	48	55	46	11	54	51	51
b4	17	94	72	71	56	81	67	72
b3	18	95	99	99	88	86	97	93
b2	69	221	180	171	199	214	183	189

En la Tabla 27 se muestran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla.

Tabla 26.

Registro de falla

Bus	Fase	LN (kV)	Pu	Fase	LL (kV)	Pu
B1	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B3	1	0,32	0,1348	1-2	2,58	0,6192
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	2,58	0,6198
B5	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709
B7	1	2,26	0,9424	1-2	4,04	0,9705
	2	2,4	0,9993	2-3	4,16	1
	3	2,4	0,9994	3-1	4,04	0,9709

La falla es detectada por el medidor B3 y corresponde a una falla de magnitud b9 en la tabla de tensión - duración, entonces se revisa la gráfica de frecuencia (figura 9) para determinar la zona más probable de falla.

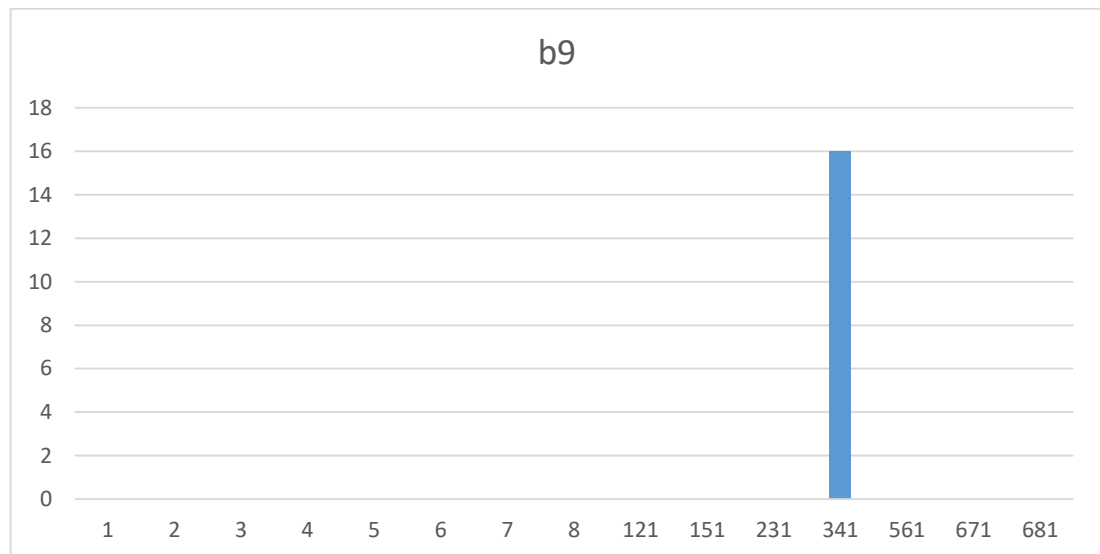


Figura 9. Frecuencia de b9 en B3

De las gráficas de frecuencia tenemos que la falla se ubica en el nodo X_6 , lo que es correcto.

4.4.1.1 Caso 2 y 3. En el caso 2 se simula una falla bifásica en el punto X_9 y en el caso 3 se simula una falla trifásica en el punto X_{14} , en ambos casos sin resistencia de falla.

En cada caso se registran los valores de tensión en los puntos de medición cuando ocurre la falla correspondiente.

En el caso 2 la falla es detectada por el medidor B1, B3, B5, B7 y corresponden a una b2, b2, b6, b6 respectivamente, entonces se revisan las gráficas de frecuencia en las figuras 10, 11, 12, 13 para determinar la zona más probable de falla. Para el caso 3 la falla es detectada por el medidor B5 y B7 que corresponden a una b4 y b7 respectivamente, de igual forma se revisan las gráficas de frecuencia en las figuras 14 y 15.

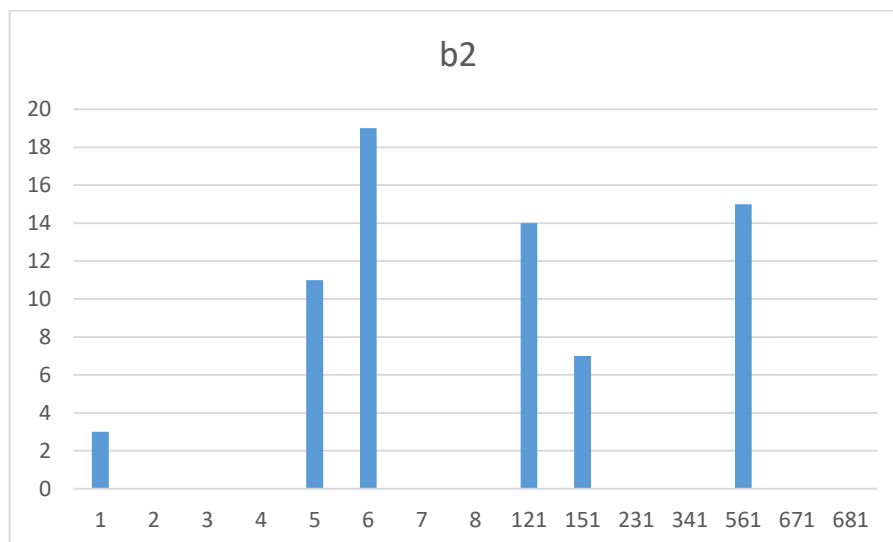


Figura 10. Frecuencia de b2 en B1

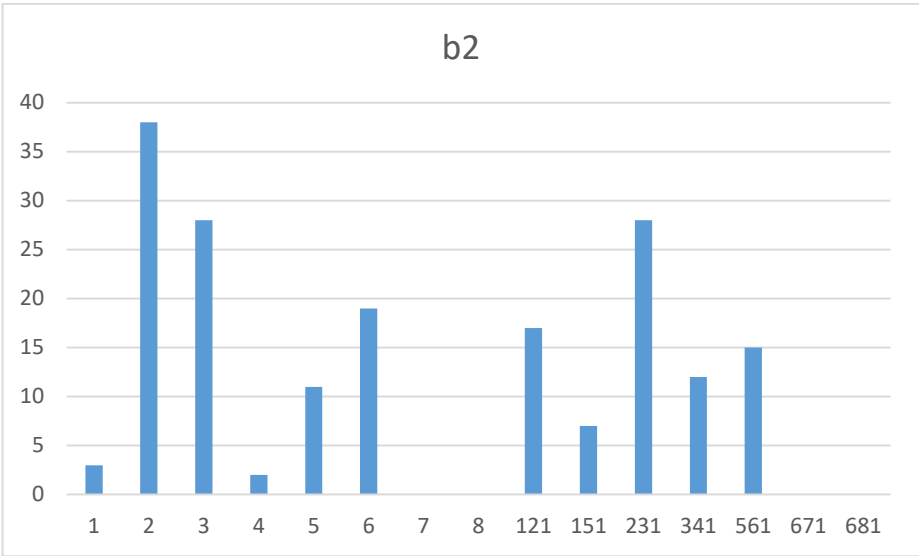


Figura 11. Frecuencia de b2 en B3

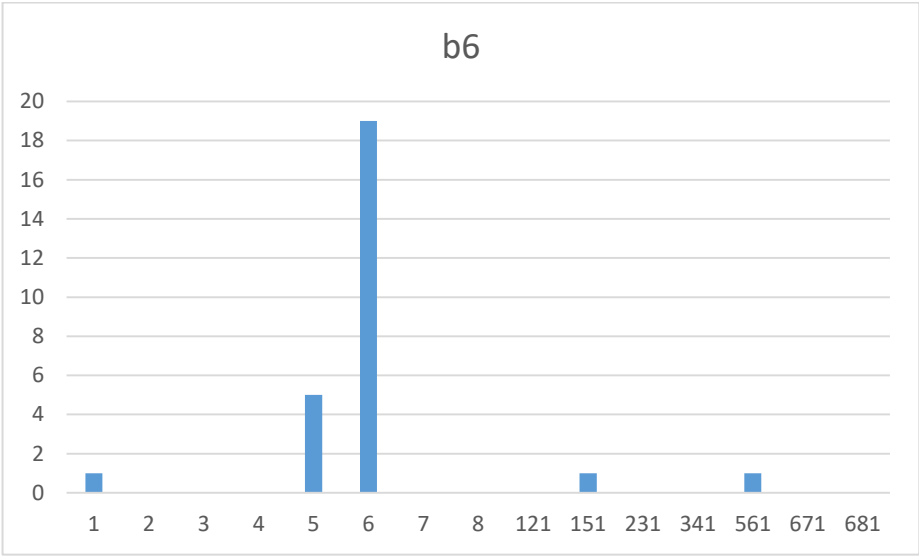


Figura 12. Frecuencia de b6 en B5

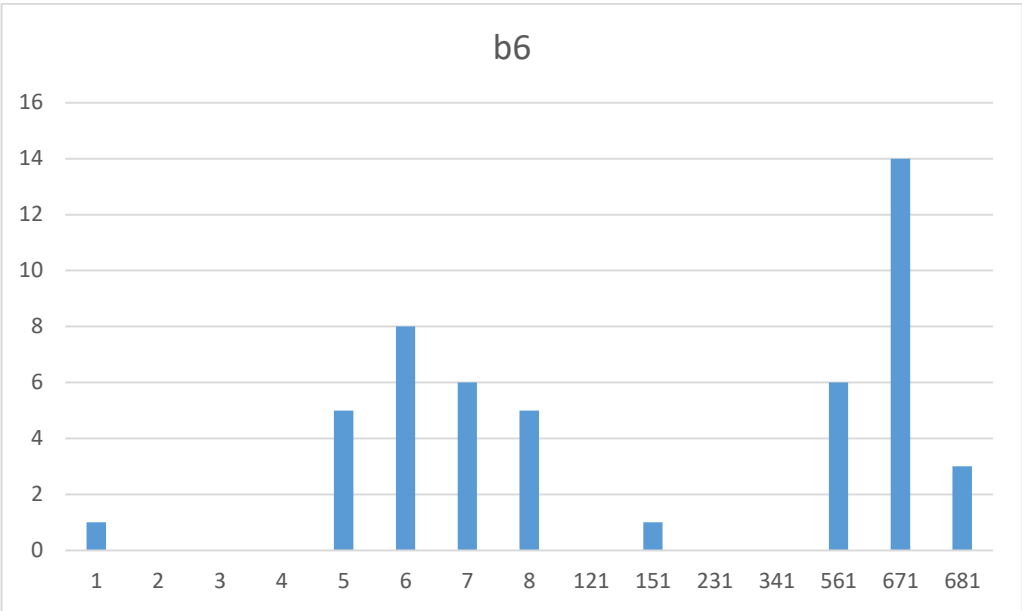


Figura 13. Frecuencia de b6 en B7

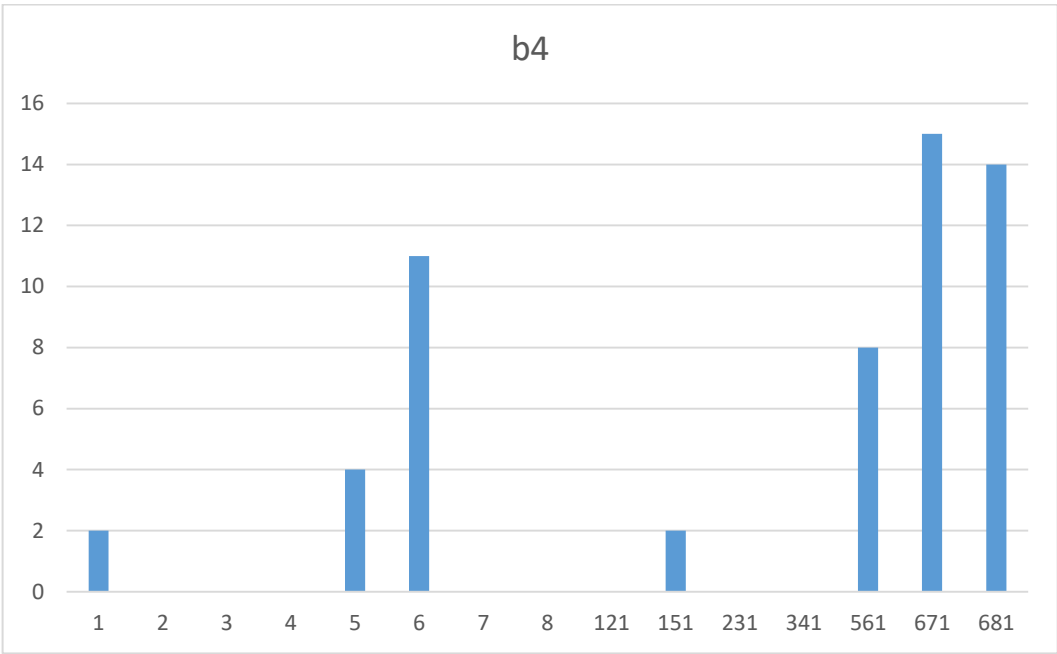


Figura 14. Frecuencia de b4 en B5

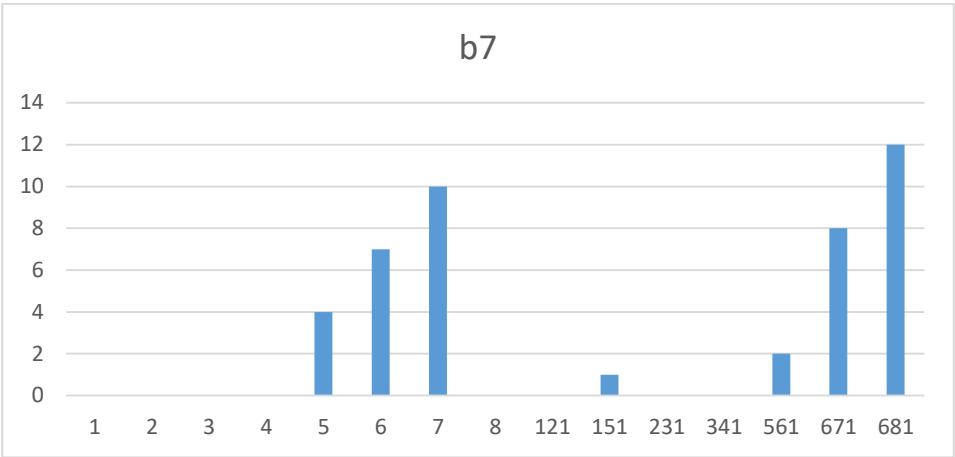


Figura 15. Frecuencia de b7 en B7

De las tablas de frecuencia tenemos que la falla se ubica en el nodo X_{11} para el caso 2 y en el nodo X_{14} para el caso 3, lo cual es correcto para el caso 3 e incorrecto para el caso 2.

Finalmente en la Tabla 28, se presenta algunos aspectos importantes del método que nos permiten caracterizarlo de forma general y darnos una idea de su desempeño y aplicabilidad.

Tabla 27.

Características del método

Topología	Distribución radial, anillo y malla
Información previa	Base de datos
Variable de entrada	Tensión eficaz de línea o fase
Tipo de falla	FT, FFT, FFFT, FF, FFF (F=fase; T=tierra)
Sincronización	Puede estimar la ubicación de fallas sin sincronización de datos
Adaptabilidad	Necesita de una base de datos que debe actualizarse junto con el sistema lo que implica un trabajo extra.
Otras	La construcción de las tablas de duración de caída de tensión tiene en cuenta las principales incertidumbres y la respuesta del sistema de protección a las fallas. Dadas estas tablas, la aplicación de la técnica propuesta es simple y no requiere cálculos elaborados. No determina el punto exacto de falla solo la línea que lo contiene

5. Perspectivas de desarrollo

Basado en la literatura previamente presentada y en el estado actual de los sistemas de medición y métodos de localización de falla implementados en los sistemas de distribución en Colombia, se presentan algunas perspectivas de desarrollo a continuación:

- Desarrollar e implementar métodos de localización estratégica de equipos de medición fijos que ayuden al mejor el seguimiento y control del sistema de distribución.
- En los casos que sea necesario implementar medición fasorial sincronizada o de alta frecuencia para una mayor precisión en la detección y manejo de eventos.
- Implementar métodos de localización de falla que permiten localizar el punto de falla de forma rápida y ser más oportunos en su despeje.
- Integrar la información de fallas registrada por el sistema de medición junto con el del sistema de protecciones, para identificar de forma más rápida y precisa la falla.
- Dado el poco uso de lo anteriormente mencionado en Colombia, se recomienda empezar desarrollando e/o implementando métodos de localización estratégica de equipos de medición de tensión no sincronizados y con frecuencia de muestreo mínima según lo establece la norma. Junto con esto implementar un método de localización de falla basado en la magnitud y/o tiempo del hundimiento de tensión. En conjunto estas consideraciones establecen un método económico, sencillo y confiable.

6. Conclusiones

En la actualidad, se reconocen principalmente dos estrategias de monitoreo utilizadas en las redes de distribución de energía eléctrica. Una es el monitoreo de calidad de energía relativamente costosa que registrar información múltiple como tensión y corriente, y la otra más económica registrar información instantánea de tensión. Desde el punto de vista de localización de fallas las características más relevantes son las variables que se miden, si están o no sincronizadas, de que parte del sistema provienen y la frecuencia con la que son muestreadas.

De los métodos de localización de falla que solo requieren medir la tensión en algunos puntos se debe tener en cuenta principalmente cuáles son sus limitantes o particularidades, como pueden ser la información que requieren del sistema o en algunos casos la simulación de una gran cantidad de fallas para crear una base de datos. En su mayoría funcionan para cualquier topología de red y tipo de falla. La sincronización no es un aspecto relevante en estos métodos ya que se centran en la magnitud de la tensión y/o duración del hundimiento y finalmente, la división de estos métodos se da principalmente por que requieran o no de una base de datos previa para su implementación. En general los métodos de localización de falla basados en la medición de hundimientos de tensión son bastante practico y confiables, lo que los convierte en una muy buena opción. El porcentaje de éxito de los métodos de localización de fallas que hacen uso de bases de datos depende de la cantidad y variedad de las simulaciones de falla realizadas para la construcción de dicha base de datos.

Dadas las condiciones actuales de los sistemas de medición en los sistemas de distribución colombianos es claro que muchos de estos los métodos mencionados en este

documento no se pueden aplicar, por esto es importante primero desarrollar estrategias de medición fija en más puntos de los sistemas de distribución para así poder avanzar en áreas como la localización de fallas. Todos esto en pro de mejor la calidad del servicio de suministro eléctrico en el país.

Referencias Bibliográficas

- Aggarwal, R. K.; Aslan, Y.; Johns, A.T. (1997). An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps, Sixth International Conference on Developments in Power System Protection, Pagina(s): 184-187
- Aggarwal, R. K.; Aslan, Y.; Johns, A.T. (1997). New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 144, Numero: 3, Pagina(s): 309 - 316
- Avendano-Mora, M.; Milanovic, J. V. (2012). Monitor Placement for Reliable Estimation of Voltage Sags in Power Networks, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 27, Numero: 2, Pagina(s): 936 – 944
- Blanco, J.; Jagua, J. (2009). Metodología para el diagnóstico de la causa de huecos de tensión: Análisis de fallas, tesis de pregrado, Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander
- Bo, Z. Q.; Weller, G.; Redfern, M.A (1999). Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 146, Numero: 1, Pagina(s): 73 - 79

- C. C4.112 (2014). Guidelines for power quality monitoring: Measurement Locations, Processing and Presentation of Data
- Celis Montero, J. E. (2016). Metodología para la estimación de hundimientos de tensión en sistemas eléctricos empleando una cantidad limitada de medidores de calidad de potencia, tesis doctoral, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle
- Chen, Po-Chen; Malbasa, V.; Dong, Y.; Kezunovic, M. (2015). Sensitivity Analysis of Voltage Sag Based Fault Location With Distributed Generation, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 6, Numero: 4, Pagina(s): 2098 – 2106
- Chen, Po-Chen; Malbasa, V.; Kezunovic, M. (2014). Sensitivity analysis of voltage sag based fault location algorithm, Power Systems Computation Conference
- Choi, Myeon-Song; Lee, Seung-Jae; Lee, Duck-Su; Jin, Bo-Gun (2004). A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 19, Numero: 1, Pagina(s): 35 – 41
- Choi, Myeon-Song; Lee, Seung-Jae; Lim, Seong-Il; Lee, Duck-Su; Yang, Xia (2007). A Direct Three-Phase Circuit Analysis-Based Fault Location for Line-to-Line Fault, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 22, Numero: 4, Pagina(s): 2541 - 2547
- Cruz, I. B. N. C.; Lavega, A. P.; Orillaza, J. R. C. (2015). Overview of voltage sag profile estimation, 2015 IEEE Region 10 Conference TENCON

- Dong, Y.; Zheng, Ce; Kezunovic, M. (2013). Enhancing Accuracy While Reducing Computation Complexity for Voltage-Sag-Based Distribution Fault Location. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 28, Numero: 2, Pagina(s): 1202 – 1212
- Fernandes Pereira, R. A.; Wesz da Silva, L. G.; Kezunovic, M.; Sanches Mantovani, J. R. (2009). Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 24, Numero: 2, Pagina(s): 852 - 862
- Gahrooyi, Y. R.; Golkar, M. A. (2007). Voltage Sag Estimation in Radial Distribution Systems with Limited Monitoring Points. 2007 International Conference on Electrical Engineering
- Galijasevic, Z.; Abur, A. (2002). Fault location using voltage measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 17, Numero: 2, Pagina(s): 441 - 445
- Girgis, A. A.; Fallon, C. M.; Lubkemann, D. L. (1993). A fault location technique for rural distribution feeders, IEEE Transactions on Industry Applications, Volume: 29, Numero: 6, Pagina(s): 1170 - 1175
- Guru, B. S.; Hizioglu, H. R. (2003). Maquinas eléctricas y transformadores, tercera edición
- IEEE Power & Energy Society (2009). IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Std 1159

IEEE Power and Energy Society (2014). Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. IEEE Std C37.114, 2014

International Electrotechnical Commission –IEC (2015). Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods, IEC 61000-4-30

Kezunovic, M. (2011). Smart Fault Location for Smart Grids, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 2, Numero: 1, Pagina(s): 11 – 22

Kraikiat, K.; Tayjasanant, T. (2017). Fault location in distribution systems based on analysis of voltage sags, 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)

Li, H.; Mokhar, A. S.; Jenkins, N. (2005). Automatic fault location on distribution network using voltage sags measurements, CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution

Liao, Y. (2008). Fault Location for Single-Circuit Line Based on Bus-Impedance Matrix Utilizing Voltage Measurements. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 23, Numero: 2, Pagina(s): 609 – 617

Liao, Y. (2011). Generalized Fault-Location Methods for Overhead Electric Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 26, Numero: 1, Pagina(s): 53 – 64

- Liao, Y. (2014). A novel method for locating faults on distribution systems. *Electr. Power Syst. Res.*, Volume: 117, Pagina(s): 21–26
- Liu, C.; Tian, L.; Hou, Y.; Gao, Y. (2018). Fault Location of Voltage Sag Based on Optimal Allocation of Monitors, *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*
- Lotfifard, S.; Kezunovic, M.; Mousavi, M. J. (2011). Voltage Sag Data Utilization for Distribution Fault Location, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume: 26, Numero: 2, Pagina(s): 1239 - 1246
- Ma, Dao-zhu; Tian, Li-jun (2016). Practical fault location estimation based on voltage sags magnitude, *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*
- Majidi, M.; Etezadi-Amoli, M.; Sami Fadali, M. (2015). A Novel Method for Single and Simultaneous Fault Location in Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 30, Numero: 6, Página(s): 3368 – 3376
- Mokhlis, H.; Khalid, A. R.; Li, H. Y. (2006). Development of Automated Fault Location Software for Distribution Network, *IEEE International Power and Energy Conference*, 2006
- Mokhlis, H.; Khalid, A. R.; Li, H. Y. (2009). Voltage sags pattern recognition technique for fault section identification in distribution networks”, *IEEE Bucharest PowerTech*

- Mokhlis, H.; Li, H. (2011). Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks, *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, Volume: 33, Numero: 1, Pagina(s): 124–130
- Mora, J. J.; Carrillo, G.; Perez, L. (2006). Fault Location in Power Distribution Systems using ANFIS Nets and Current Patterns, *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Pagina(s): 1-7
- Mora-Florez, J.; Barrera-Nuez, V.; Carrillo-Caicedo, G. (2007). Fault location inower distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis, *IEEE Trans. Power*, Volumen: 22, Numero: 3, Pagina(s): 1715-1721
- Mora-Florez, J.; Melendez, J.; Carrillo-Caicedo, G. (2008). Comparison of impedance fault location methods for power distribution systems, *Elect. Power Syst. Res.* vol. 78 pp. 657-666
- Naidu, S. R.; Guedes da Costa, E.; Andrade, G. V. (2014). Fault location in distribution systems using the voltage sag-duration table, *11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*
- Nouri, H.; Wang, Chun; Davies, T. (2001). An accurate fault location technique for distribution lines with tapped loads using wavelet transform, *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Volume: 3, Pagina(s): 1-4
- Novosel, D.; Hart, D.; Myllymaki, J. (1998). System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads

- Pineda Santos, J. S.; Murillo Mora, C. A. (2012). Metodología para la localización relativa de huecos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica, tesis de pregrado, Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander
- Salazar Jiménez, A. F. (2015). Guía metodológica para el análisis de hundimientos de tensión en el sistema de distribución de la CHEC, tesis de maestría, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia (Manizales)
- Sánchez Correa, S. (2017). Comparación y Análisis de los métodos de localización de fallas en los sistemas de transmisión y distribución. tesis de maestría, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia – Manizales
- Short, T. A.; Sabin, D. D.; McGranaghan, M. F. (2007). Using PQ Monitoring and Substation Relays for Fault Location on Distribution Systems, IEEE Rural Electric Power Conference
- Thomas, D. W. P.; Carvalho, R.J.O.; Pereira, E.T. (2003). Fault location in distribution systems based on traveling waves, IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings

- Trindade, F. C. L.; Freitas, W.; Vieira, J. C. M. (2014). Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 29, Numero: 1, Pagina(s): 251 – 260
- Wang, B.; Xu, W.; Pan, Z. (2005). Voltage Sag State Estimation for Power Distribution Systems, IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 806–812
- Woolley, N. C.; Avendano-Mora, M.; Woolley, A. P.; Preece, R.; Milanović, J. V. (2014). Probabilistic estimation of voltage sags using erroneous measurement information, Electr. Power Syst. Res., vol. 106, pp. 142–150
- Xiaotong, Du; Haotian, Sun; Hao, Yi; Fano, Zhuo; Shanshan, Luo; Jun, Zhang; Xinxiang, Wang; Yongheng, Li (2018). Discussion on Voltage Sag Source Locating Method in Distribution Network, 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)