

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO
INCERTIDUMBRES EN LA CARGA Y CON PRESENCIA DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA**

ANDRÉS FELIPE PANESSO HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

**FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN**

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PEREIRA, 2013



**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO
INCERTIDUMBRES EN LA CARGA Y CON PRESENCIA DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA**

ANDRÉS FELIPE PANESSO HERNÁNDEZ

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Magister en Ingeniería Eléctrica**

**Director:
Ph.D. Juan José Mora Flórez**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

**FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN**

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PEREIRA, 2013



Nota de aceptación

Director

Ingeniero Electricista Ph.D.

Juan José Mora Flórez

Jurado

Ingeniero Electricista Ph.D.(c)

Ricardo Alberto Hincapié Isaza

Jurado

Ingeniero Electricista M.Sc.

Andrés Felipe Zapata Tapasco

**Director del programa de
Maestría en Ingeniería Eléctrica**

Ingeniero Electricista M.Sc.

Alberto Ocampo Valencia

Pereira, Agosto 16 de 2013

*A aquel que es poderoso para guardaros sin caída,
y presentaros sin mancha delante de su gloria con gran alegría,
al único y sabio Dios, nuestro Salvador,
sea gloria y majestad, imperio y potencia,
ahora y por todos los siglos.
Amén.*

St. Judas 24-25

Agradecimientos

A Dios padre todopoderoso, porque sin él nada sería posible. A mi familia, padre, madre y hermanos por todo su amor y apoyo constante. A mi esposa María del Carmen por acompañarme con su amor en todo este arduo proceso, y a mi hija Camila, quien es la fuerza para completar este proyecto. Al profesor Juan José Mora y la profesora Sandra Milena Pérez, por toda su paciencia y colaboración invaluable. A todos mis compañeros, colegas, estudiantes, profesores y secretarias. Y a todos los que de una u otra forma hicieron posible la realización de este trabajo.

De todo corazón...

Gracias.

Al lector

Las investigaciones en el t3pico de calidad de la energ3a y de la estabilidad de tensi3n en sistemas el3ctricos adem3s de importantes, son de actualidad, sobre todo por la necesidad de ofrecer un excelente servicio por parte de las empresas prestadoras del mismo. En este trabajo se muestra una herramienta con la que se pretende ayudar a los diferentes sectores afectados en la localizaci3n de fallas con nodos de generaci3n distribuidos en el sistema, apoyado en algunos m3todos utilizados para la localizaci3n en sistemas radiales tradicionales, que aunque no son exactos pueden ser muy aproximados. El m3todo que se propone es modelado para los diferentes tipos de fallas que pueden presentarse en una red de distribuci3n por lo que puede ser de gran utilidad.

Adicionalmente, la generaci3n distribuida no ha sido com3nmente tenida en cuenta al momento del desarrollo o de la validaci3n de diversos algoritmos que permitan ubicar con un margen de error muy peque1o el sitio de falla desde los implementos de protecci3n. Por ello, existen diversas consideraciones pr3cticas que permiten hacer de la proliferaci3n de la generaci3n distribuida una variable m3s dentro del estudio y no un problema al momento de analizar una red de distribuci3n. Este trabajo es muestra de ello.

Sin embargo, la principal motivaci3n por la cual se analiza este tema es, entre otros, que en este campo hay mucho por explorar, adem3s del hecho que la informaci3n que se puede adquirir al respecto es escasa. Y por si fuera poco, se puede desprender un gran n3mero de investigaciones a partir de aqu3 y en diversos niveles de estudio, como son los realizados en pregrado y posgrado en el 3rea de potencia el3ctrica.

Por 3ltimo, es un deseo del autor que quienes lean este trabajo, vean en 3ste una inspiraci3n para continuar su formaci3n en el mundo de la ingenier3a de potencia, encaminados a asegurar que la electricidad sea un recurso inagotable de energ3a de alta calidad.

Resumen

La calidad de la energía eléctrica incluye la calidad del suministro y la calidad de la atención al cliente. La calidad del suministro a su vez se considera que la conforman dos partes, la forma de onda y la continuidad. En este proyecto se aborda la continuidad del suministro a través de la localización de fallas, considerando como una variante adicional en la topología tradicional de la red de distribución a los nodos de generación, conocidos como generación distribuida (GD).

El problema de la localización de fallas se encuentra relativamente resuelto en los sistemas de transmisión, donde por las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de diversos equipos, permiten localizar el sitio de falla con una precisión relativamente alta. En sistemas de distribución, sin embargo, la localización de fallas es un problema complejo y aún sin resolver. La complejidad se debe principalmente a la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, derivaciones laterales y desbalances en el sistema y la carga. Además, normalmente, en estos sistemas sólo se cuenta con medidas en la subestación, y un modelo simplificado del circuito. Los principales esfuerzos en la localización han estado orientados al desarrollo de métodos que utilicen el fundamental de la tensión y de la corriente en la subestación, para estimar la reactancia hasta la falla (MORA, 2006).

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son los responsables de la conexión entre el consumidor final y los sistemas de transmisión, para así entregar energía eléctrica al usuario instantáneamente, a una tensión y frecuencia adecuada para el consumo final. La energía eléctrica que llega al cliente final debe ser de una onda sinusoidal pura, es decir, sin perturbaciones, continua y de capacidad acorde con la potencia consumida. Pero la realidad es otra, los sistemas de energía eléctrica, especialmente los de distribución, están sujetos a diversas perturbaciones causadas por el crecimiento de la carga, fallas ocasionadas por fuentes naturales y fallas de equipamientos en la red, entre los más importantes.

En este trabajo se propone un método de localización de fallas en alimentadores primarios, basado en el modelo circuital de la red de distribución de energía eléctrica. A partir de aquí, se obtiene como resultado no sólo un método de localización, sino toda una estrategia que involucra además un método no iterativo que permite estimar de forma aproximada los valores de tensión y corriente hasta el punto de falla, a partir de las mediciones en la cabecera del circuito. Finalmente, como aporte adicional se presenta una extensión de esta estrategia de localización al involucrar el impacto que tiene la generación distribuida sobre una falla y así realizar una estimación del lugar de ocurrencia de dicha perturbación.

Tabla de contenido

	pág.
Agradecimientos	iii
Al lector	iv
Resumen	v
Tabla de contenido	vi
Listado de figuras	ix
Listado de tablas	xii
1. Introducción	1
1.1. Definición del problema	1
1.2. Motivación	3
1.3. Objetivo	4
1.4. Aportes del proyecto	4
1.5. Estructura del documento	5
1.6. Contribuciones derivadas de este proyecto	6
2. Métodos basados en el modelo circuital para la localización de fallas	8
2.1. Introducción	8
2.2. Fundamentos teóricos para los métodos de localización de fallas	8
2.2.1. Tipos de fallas	10
2.2.2. Modelado de fallas paralelo	10
2.2.3. Resistencia de falla	11
A. Resistencia de arco	11
B. Resistencia de tierra	12
2.2.4. Efecto de la conexión a tierra en las cargas	12
2.2.5. Efecto de la resistencia de falla en la localización	14
2.2.6. Efecto de las cargas intermedias	16
2.2.7. Modelo generalizado del sistema para la localización de fallas	17
2.3. Métodos basados en componentes de fase	18
2.3.1. Fallas monofásicas a tierra	19
2.3.2. Fallas bifásicas	20
2.3.3. Fallas bifásicas a tierra	20
2.3.4. Fallas trifásicas	21
2.4. Métodos basados en componentes simétricas	22
2.4.1. Fallas monofásicas a tierra	22
2.4.2. Fallas bifásicas	23
2.4.3. Fallas bifásicas a tierra	24
2.4.4. Fallas trifásicas	26

2.5.	Métodos para la localización de fallas con generación distribuida	27
2.5.1.	Métodos basados en el conocimiento de parámetros del generador distribuido	28
2.5.2.	Métodos basados en el conocimiento de señales del generador distribuido	28
2.6.	Conclusiones	29
3.	Método de barrido no iterativo aplicado a la localización de fallas en sistemas eléctricos radiales	30
3.1.	Introducción.....	30
3.2.	Modelado de los elementos del sistema de distribución	31
3.2.1.	Modelado de las líneas	31
3.2.2.	Modelado de elementos serie	38
3.2.3.	Modelado de elementos en derivación o “shunt”	38
A.	Cargas puntuales	39
B.	Radiales laterales.....	40
3.2.4.	Modelado de transformadores trifásicos	41
3.3.	Método de barrido propuesto	43
3.4.	Ventajas y desventajas del método propuesto	44
3.5.	Conclusiones	44
4.	Método de localización de fallas paralelas en sistemas de distribución radiales con generación distribuida	46
4.1.	Introducción.....	46
4.2.	Aspectos metodológicos básicos	46
4.2.1.	Capacitancia de las líneas.....	47
4.2.2.	Redes no homogéneas	47
4.2.3.	Desbalance del sistema.....	48
4.2.4.	Resistencia de falla.....	48
4.2.5.	Modelo de la carga	48
4.3.	Método de localización propuesto para mediciones en un solo terminal sin presencia de generación distribuida	49
4.3.1.	Falla monofásica a tierra	51
4.3.2.	Falla bifásica	53
4.3.3.	Falla bifásica a tierra	53
4.3.4.	Falla trifásica.....	54
4.4.	Método de localización propuesto con presencia de generadores distribuidos.....	55
4.4.1.	Para mediciones en un solo terminal.....	56
4.4.2.	Para mediciones en ambos terminales.....	56
4.5.	Cálculo de la mínima reactancia de falla.....	58
4.6.	Conclusiones	60
5.	Pruebas y análisis de resultados	61
5.1.	Introducción.....	61
5.2.	Adquisición de los datos de prueba	61

5.3.	Sistema eléctrico de pruebas	63
5.4.	Comparación de magnitudes y ángulos por fase para nodos en falla.....	64
5.5.	Efecto de la propuesta de barrido en la localización de fallas.....	71
5.6.	Pruebas del método de localización de fallas propuesto a carga nominal.....	72
5.6.1.	Comparación de resultados contra otros métodos de localización.....	74
5.7.	Pruebas del método de localización de fallas propuesto ante condiciones de variación de carga	74
5.8.	Pruebas del método de localización de fallas propuesto incluyendo generación distribuida.....	78
5.9.	Conclusiones	81
6.	Conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro	83
6.1.	Conclusiones generales	83
6.2.	Recomendaciones	85
6.3.	Trabajo futuro.....	86
7.	Bibliografía	87
Anexo A.	Sistema de pruebas prototipo.....	97
A.1.	Introducción.....	97
A.2.	Diagrama unifilar	97
A.3.	Parámetros de las líneas	98
A.4.	Parámetros de las cargas.....	100
A.5.	Parámetros de los transformadores.....	101
A.6.	Parámetros de los capacitores shunt.....	102
Anexo B.	Manual para la instalación y aplicación de la interfaz de usuario	103
B.1.	Introducción.....	103
B.2.	Instalación	103
B.3.	Aplicación	104

Listado de figuras

	pág.
Figura 2.1. Esquema típico de una subestación eléctrica con sus protecciones. Fuente: (IEEE, 2002).	13
Figura 2.2. Corriente de secuencia cero en el secundario del transformador D-yn de una subestación durante una falla monofásica a tierra. Fuente: (IEEE, 2007).	13
Figura 2.3. Comportamiento de la corriente de secuencia cero en una red de distribución trifásica sin neutro.	14
Figura 2.4. Diagrama circuital de un tramo trifásico trifilar de la red de distribución previo a una falla.	15
Figura 2.5. Tramo de la Figura 2.4 ante un falla a tierra de la fase <i>a</i>	15
Figura 2.6. Efecto de la resistencia de falla para sistemas sin carga y alimentados por a) dos terminales, y b) un solo terminal.	16
Figura 2.7. Alimentador en una red de distribución con cargas laterales, experimentando una falla.	17
Figura 2.8. Modelo generalizado de un sistema de distribución.	18
Figura 2.9. Falla monofásica de la fase <i>a</i> a tierra.	19
Figura 2.10. Falla línea-línea entre las fases <i>b</i> y <i>c</i>	20
Figura 2.11. Falla doble línea a tierra entre las fases <i>b</i> y <i>c</i>	21
Figura 2.12. Falla trifásica (izquierda) sin conexión a tierra y (derecha) con conexión a tierra.	21
Figura 2.13. Diagrama en redes de secuencia para una falla monofásica a tierra <i>a-g</i>	23
Figura 2.14. Diagrama en redes de secuencia para una falla bifásica <i>b-c</i> con discrepancia entre sus impedancias de falla.	24
Figura 2.15. Diagrama en redes de secuencia para una falla bifásica a tierra <i>b-c-g</i> con discrepancia entre sus impedancias de falla.	25
Figura 2.16. Diagrama en redes de secuencia para una falla trifásica desbalanceada a tierra con discrepancia entre sus impedancias de falla.	26
Figura 3.1. Diagrama tipo π de una línea en un sistema eléctrico de potencia.	32
Figura 3.2. Sección de un alimentador en un sistema de distribución trifásico con acoples.	33
Figura 3.3. Diagrama de elementos conectados en serie al alimentador de la red de distribución.	38
Figura 3.4. Diagrama de una carga conectada en paralelo al alimentador de la red de distribución.	39
Figura 3.5. Generalización de un sistema de distribución de energía eléctrica de configuración radial en estado de falla.	40

Figura 4.1. Diagrama para falla monofásica a tierra.	51
Figura 4.2. Diagrama para falla bifásica.	53
Figura 4.3. Diagrama para falla bifásica a tierra.	54
Figura 4.4. Diagrama para falla trifásica.	55
Figura 4.5. Efecto Infeed en el modelo generalizado del sistema de distribución de la Figura 2.8 con una fuente de generación ubicada antes de la falla.	55
Figura 4.6. Diagrama para falla monofásica a tierra considerando la fuente GD1.	56
Figura 4.7. Modelo generalizado del sistema de distribución de la Figura 2.8 con una fuente de generación ubicada después de la falla.	57
Figura 4.8. Diagrama para falla monofásica a tierra considerando la fuente GD2.	57
Figura 4.9. Sección áurea para un intervalo de operación [a,b].	59
Figura 4.10. Algoritmo de búsqueda de m mediante la sección áurea para obtener $X_{f\min}$. ..	59
Figura 5.1. Interfaz gráfica de la herramienta de variación automática de parámetros, ventana principal.	62
Figura 5.2. Interfaz gráfica de la herramienta de simulación automática de fallas.	62
Figura 5.3. Interfaz gráfica de la herramienta de variación automática de parámetros, modo investigador.	63
Figura 5.4. Sistema de prueba IEEE de 34 barras como es presentado por ATPDraw, para las cargas modeladas con la herramienta <i>Models</i>	64
Figura 5.5. Errores en la localización para una falla monofásica $a-g$ utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).	71
Figura 5.6. Errores en la localización para una falla bifásica $a-b$ utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).	71
Figura 5.7. Errores en la localización para una falla trifásica $a-b-c$ utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).	72
Figura 5.8. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, en condiciones nominales de carga.	73
Figura 5.9. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con variación aleatoria de baja carga.	75
Figura 5.10. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con variación aleatoria de alta carga.	76
Figura 5.11. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con carga nominal y de tipo corriente constante.	77
Figura 5.12. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con carga nominal y de tipo potencia constante.	78
Figura 5.13. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con carga nominal, tipo impedancia constante y generación distribuida en N840.	79
Figura 5.14. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con carga nominal, tipo corriente constante y generación distribuida en N840.	80

Figura 5.15. Errores en la localización para una falla (sup-izq) <i>a-g</i> , (sup-der) <i>a-b</i> , y (inf) <i>a-b-c</i> , con carga nominal, tipo potencia constante y generación distribuida en N840.....	81
Figura A.1. Diagrama unifilar del sistema IEEE de 34 nodos. Fuente: (PES/IEEE, 2010).	97
Figura B.2. Menú de entrada al Set Path de Matlab.....	103
Figura B.3. Vista del Set Path de Matlab.....	104
Figura B.4. Entrada a <i>Validación</i> mediante el Command Window.....	104
Figura B.5. Interfaz gráfica de <i>Validación</i>	105
Figura B.6. Selección de los descriptores de falla y la reducción del circuito.....	105
Figura B.7. Selección de la ruta de almacenamiento de las curvas de desempeño.....	105
Figura B.8. Dialogo recordatorio para validaciones con generación distribuida.....	106
Figura B.9. Vista final de <i>Validación</i>	106
Figura B.10. Dialogo de salida de la interfaz de <i>Validación</i>	106

Listado de tablas

	pág.
Tabla 3.1. Submatrices para la conexión de transformadores reductores.	42
Tabla 3.2. Submatrices para la conexión de transformadores elevadores.....	43
Tabla 4.1. Selección de la fase de referencia de acuerdo al tipo de falla.....	50
Tabla 5.1. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo impedancia constante.	65
Tabla 5.2. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo impedancia constante.	66
Tabla 5.3. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo corriente constante.	67
Tabla 5.4. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo corriente constante.	68
Tabla 5.5. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo potencia constante.	69
Tabla 5.6. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo potencia constante.	70
Tabla 5.7. Comparación del máximo error absoluto obtenido para cada tipo de falla a condición nominal de carga.	74
Tabla A.1. Datos de todos los segmentos de línea del sistema.	98
Tabla A.2. Configuraciones de las líneas aéreas.....	99
Tabla A.3. Datos de las cargas distribuidas a lo largo del sistema.	101
Tabla A.4. Datos de las cargas concentradas en el sistema.	101
Tabla A.5. Datos de los transformadores del sistema IEEE de 34 nodos.	102
Tabla A.6. Datos de los capacitores instalados en el sistema.	102

1. Introducción

1.1. Definición del problema

Los sistemas eléctricos de potencia crecieron rápidamente en los últimos cincuenta años y como consecuencia ha habido un gran incremento en el número y longitud de líneas en operación. Estas líneas experimentan fallas las cuales son causadas por tormentas, rayos, nieve, granizo, averías en el aislamiento, cortocircuitos causados por pájaros y otros objetos externos. En la mayoría de los casos, las fallas eléctricas se manifiestan en daños mecánicos los cuales deben ser reparados antes de restaurar la línea. La restauración puede ser más rápida si la localización de la falla es conocida o estimada con razonable precisión (DAS, 1998).

En el caso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, éstos son los responsables de la conexión entre el consumidor final y los sistemas de transmisión, proveyendo de energía eléctrica al usuario instantáneamente, a una tensión y frecuencia correcta para el consumo final. La energía eléctrica que llega al cliente final debe ser de una onda sinusoidal pura, es decir, sin perturbaciones, continua y de infinita capacidad. Pero la realidad es otra, los sistemas de energía especialmente los de distribución eléctrica están sujetos a diversas perturbaciones causadas por el crecimiento imparable de la carga, fallas ocasionadas por fuentes naturales y fallas de equipamientos en la red, entre los más importantes.

Recientemente, la localización de fallas ha sido de considerable interés para los ingenieros electricistas dedicados al análisis de los sistemas eléctricos de potencia e investigadores de la rama por más de medio siglo. La mayoría de las investigaciones se han enfocado en la ubicación de distintas fallas en líneas de transmisión, principalmente porque el impacto de las fallas en las líneas de transmisión de potencia es mucho mayor que el de las redes de subtransmisión y distribución; además que por su gran longitud, el tiempo requerido para el chequeo físico de las mismas es considerable.

En los sistemas de distribución se ha abordado el problema debido a los requerimientos de continuidad impuestos por los entes reguladores. Por todo lo descrito, la localización de fallas en redes de distribución es un problema creciente y una temática de alta complejidad. Además, se debe involucrar el efecto que tiene sobre las protecciones, la ubicación de nuevas centrales de generación distribuida que cambian la naturaleza radial y unidireccional de las corrientes en los alimentadores.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que las empresas prestadoras del servicio de electricidad normalmente cuentan con información en la subestación de los valores de tensión y corriente durante los eventos de falla, por lo que se dificulta enormemente la labor de estimar dónde ocurre una perturbación en la red del sistema de distribución. De allí que una de las áreas de desarrollo más importantes en las aplicaciones de los sistemas eléctricos de distribución es el monitoreo desde la subestación y la implementación de sistemas inteligentes que puedan evaluar automáticamente disturbios y condiciones, para sacar conclusiones acerca de las causas de un problema, o en algunos casos la predicción de su ocurrencia. La localización de fallas es uno de los tópicos más importantes para mejorar la calidad en los sistemas de distribución, y por ello ha estado ganando terreno en la investigación en la última década.

La localización automática de fallas puede reducir el tiempo de reparación de fallas y tiene un impacto directo en toda la confiabilidad del sistema. La localización de fallas en sistemas eléctricos es un área de significativo interés en la investigación y en la industria. Puede notarse cómo muchas empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica están involucrando a la localización de fallas como parte de su sistema de monitoreo de calidad de la energía e integrada a su vez, con bases de datos eléctricas y sistemas de información geográfica.

Un nuevo elemento a considerar es la generación distribuida, la cual contribuye a incrementar la corriente en todas las fallas. Sin embargo, ésta corriente medida en el relé del alimentador principal, decrece debido a la contribución de las nuevas fuentes de generación las cuales inyectan una parte a la carga. En caso que las centrales de generación distribuida utilicen generadores síncronos, éstos son capaces de mantener la corriente de falla por más tiempo lo que resulta en problemas mayores (TORRES, 2008).

Con el objetivo de aumentar la confiabilidad y calidad del sistema de distribución y por tanto disminuir los costos y las pérdidas asociadas a la indisponibilidad de una línea, el problema de localización de fallas ha sido objeto de estudio durante muchos años. Es de vital importancia en un sistema eléctrico, identificar mediante dispositivos el lugar exacto donde ocurre la falla.

En cuanto al problema estudiado, se han desarrollado diferentes proyectos de investigación que tratan de dar solución a la localización de fallas en líneas de distribución, a través de distintas herramientas matemáticas como por ejemplo los métodos basados en el análisis circuital de la red. Sin embargo, dado que la topología de las redes de distribución es altamente ramificada y no homogénea, se pueden presentar diferentes inconvenientes para localizar una falla, debido a que varios nodos pueden presentar la misma reactancia de falla vista desde la subestación, obteniendo una múltiple localización. Además, estos métodos

requieren de exactitud de los parámetros de la línea y la carga pues son altamente dependientes de ellos.

Finalmente, lo que se pretende con este trabajo de investigación es realizar una serie de implementaciones que permitan abordar el problema de la localización de fallas desde otra perspectiva, procurando mantener al máximo la precisión en la estimación del punto de falla e involucrando aquellas componentes que normalmente son causa de error en las técnicas de localización tradicionales, como la incertidumbre en el modelado de los sistemas de distribución y el impacto de la presencia de generación distribuida.

1.2. Motivación

La continuidad del servicio de energía eléctrica es un tema de gran interés tanto para los empresarios del sector eléctrico (público y privado) como para los usuarios, los cuales son los más beneficiados con un buen servicio. Los sistemas eléctricos actuales deben ser extremadamente fiables, pues los clientes requieren de un servicio continuo y con una adecuada forma de onda. Sin embargo, la red tiene fallas que pueden ser provocadas por tormentas eléctricas o accidentes por el contacto con ramas o animales, como se mencionó anteriormente. Además, diferentes estudios han determinado que aproximadamente el 80% del total de fallas en el sistema de potencia, corresponden a fallas en el sistema de distribución, y del total de fallas en el sistema de distribución, aproximadamente el 70% corresponden a fallas monofásicas a tierra (MORA, 2006).

Por otro lado, los métodos de localización de fallas más rudimentarios consisten en la inspección visual, el seccionamiento, la reparación y posterior energización de los circuitos en falla reportados por los clientes. Estos métodos consumen mucho tiempo debido a la extensión de las redes, y además pueden ser peligrosos para las personas o causar daños en los equipos cuando se energiza el circuito en falla (DAS, 1998). Por esta razón, es oportuno investigar en el desarrollo de nuevas herramientas y aplicarlas a casos tan complejos y de difícil implementación como las metodologías de localización de fallas en sistemas de distribución de energía radiales, considerando que pueden existir fuentes dispersas de energía que originan corrientes bidireccionales.

Para el caso de la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, el método de localización más utilizado es el basado en la medición del fundamental de tensión y corriente en los terminales de la línea, para luego estimar la impedancia equivalente desde el punto de medición. La impedancia estimada a partir de las mediciones, se compara luego con una impedancia equivalente calculada con base en los parámetros de la línea. Este método es preferido por su simplicidad y bajo costo, sin embargo, debido a que la explotación de estos sistemas se hace en forma radial, la opción de medidas en

ambos extremos de la línea no es posible en la práctica (MORA, 2006). Por todo lo anterior, se hace necesaria la implementación de nuevos métodos que permitan la ubicación de una falla con alta precisión y considerando la existencia de posibles nodos de generación distribuidos en el sistema.

Las técnicas de localización de fallas basadas en mediciones en un terminal permiten estimar la localización de la falla a partir de la impedancia aparente de la línea vista en el terminal donde se ubican los medidores de tensión y corriente. Para localizar todos los tipos de fallas, deben conectarse medidores de tensión fase-tierra y medidores de corriente en cada fase.

Por último, en este trabajo no se aborda los problemas de la múltiple estimación, la localización de fallas paralelas de alta impedancia o la localización de fallas en serie, pues todas requieren de un tratamiento especial.

1.3. Objetivo

Con la elaboración de este trabajo, se busca proponer un método que permita mejorar la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, considerando centros de generación distribuida y la incertidumbre asociada al valor de la carga en el instante previo a la falla.

1.4. Aportes del proyecto

Este trabajo presenta un nuevo método de localización de fallas paralelas en redes de distribución de energía, como complemento a otros métodos que permiten encontrar un nodo donde pueda estar ocurriendo una alteración en el sistema. Un complemento se ofrece desde el punto de las fuentes de generación distribuidas, las cuales hasta ahora han sido consideradas sólo para evaluar sus efectos sobre las redes de alimentación como son la ferresonancia, protecciones de sobrecorriente, reconectores, entre otros (DUGAN, y otros, 2002). Otro complemento se ofrece desde la variación del tipo de línea, donde la gran mayoría de métodos de localización existentes sólo proponen determinar el punto de falla en una red aérea o subterránea, no una combinación de ambas, lo que hace que esta propuesta desarrolle un método más robusto.

Como se mencionó, la localización de fallas en sistemas de distribución es un tema de estudio que no es reciente, no obstante, esto no implica que no se pueda seguir mejorando y resolviendo muchos de sus problemas. Ahora, ante los retos asociados a centros de

generación distribuida que originan flujos de potencia en ambas direcciones dentro de una línea de distribución, lo cual imposibilita la ejecución del flujo de carga de la misma forma que se hace en los modelos de redes radiales convencionales, y aunque se hiciera como en el caso de algunos flujos de carga trifásicos, el proceso sería largo y bastante costoso computacionalmente.

Por lo anterior, se propone un método que permite estimar la localización de una falla sólo conociendo las tensiones y corrientes en los generadores integrados al sistema y en la subestación, y conociendo además las impedancias serie y paralelo de las secciones de línea en el sistema eléctrico de distribución.

1.5. Estructura del documento

Este documento está dividido en seis capítulos, los cuales tienen como finalidad presentar de forma organizada la investigación desarrollada. El capítulo inicial corresponde a la introducción y contiene la presentación formal del documento.

El segundo capítulo contiene un resumen sobre los fundamentos teóricos de las diferentes técnicas existentes basadas en el modelo circuital del sistema eléctrico de distribución para el análisis de los distintos tipos de fallas paralelas. Además, se presentan algunos conceptos básicos de localización como el efecto de la resistencia de falla en los algoritmos existentes y el efecto de la generación distribuida.

En el capítulo tres se analizan algunos de los conceptos introducidos en el capítulo dos, para finalmente presentar un método de barrido del sistema eléctrico que no requiere de iteraciones para determinar las tensiones y corrientes en una de las barras del tramo bajo falla. Mediante este método se puede obtener el punto de falla de acuerdo a cada técnica de localización y a su vez determinar el valor de la resistencia de falla, a partir de los fasores de tensión y corriente medidos en la subestación.

El capítulo cuatro contiene un método de localización fallas paralelas en sistemas de distribución radiales, aplicando el barrido presentado en el capítulo tres y considerando generadores distribuidos en el sistema. Este método se presenta con detalle para todos los tipos de fallas paralelas en sistemas de distribución, analizado para tramos donde los generadores coincidan en la alimentación desde un mismo terminal o se presente alimentación desde ambos terminales.

En el capítulo cinco se presenta de manera unificada la aplicación de los conceptos de localización de fallas y generación distribuida a los sistemas de distribución de energía, con

el fin de realizar un conjunto de simulaciones y pruebas que permitan determinar la sensibilidad del método de localización propuesto ante incertidumbres en el modelo de carga. Por último, se presenta el análisis de los resultados de las pruebas anteriormente mencionadas.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones generales de la investigación, algunas recomendaciones y el trabajo futuro que surge a partir de los resultados de esta investigación.

Finalmente y adicional a las referencias bibliográficas que sirvieron como fundamento teórico para la realización de este trabajo de grado, se presentan los anexos. El Anexo A contiene las especificaciones y parámetros del sistema eléctrico de prueba, y por último en el Anexo B, se presenta un manual de programación y aplicación de la interfaz desarrollada en esta investigación.

1.6. Contribuciones derivadas de este proyecto

Este proyecto de grado está parcialmente fundamentado en los aportes presentados en un proyecto de grado de ingeniería, tres publicaciones aceptadas en revistas, un resumen aceptado para un simposio, cuatro artículos más en proceso de elaboración y un software para aplicaciones del grupo de investigación. Las publicaciones son:

- [1] A. F. Panesso-Hernández, “Análisis del impacto de la generación distribuida en la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica”, Proyecto de grado en ingeniería eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2010.
- [2] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Errores comunes en el uso de las componentes simétricas para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía”, *Scientia et Technica*, Vol. 2, No. 51, pp. 15-21, Ago. 2012.
- [3] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Localización de fallas monofásicas en sistemas de distribución considerando el efecto capacitivo y la no homogeneidad de las líneas”, *Scientia et Technica*, Vol. 2, No. 52, pp. 189-197, Dic. 2012.
- [4] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectadas a tierra”, *Scientia et Technica*, Vol. 18, No. 1, pp. 60-68, Abr. 2013.
- [5] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, S. M. Pérez-Londoño, “A power system modeling and a forward sweep-based proposal for fault location in power distribution systems”, *VII Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL*, 2013. (Resumen aceptado - Artículo completo enviado)

- [6] A. F. Panesso-Hernández, J. A. Cadena-Zapata, J. J. Mora-Flórez, “Shunt fault location in radial power distribution systems considering capacitive effect and not homogeneous lines”, 2013. (*Artículo en elaboración*)
- [7] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Localización de fallas bifásicas a tierra en sistemas de distribución considerando combinaciones de líneas aéreas y subterráneas”, 2013. (*Artículo en elaboración*)
- [8] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Localización de fallas monofásicas en sistemas de distribución considerando generación distribuida”, 2013. (*Artículo en elaboración*)
- [9] A. F. Panesso-Hernández, J. J. Mora-Flórez, “Estrategia de reducción de la incertidumbre en la localización de fallas paralelas en sistemas de distribución de energía”, 2013. (*Artículo en elaboración*)
- [10] A. F. Panesso-Hernández, “Software para la validación de métodos de localización de fallas basados en el modelo circuital”, En Matlab R2008a, 2013.

El autor también ha participado en el desarrollo de un proyecto de investigación relacionado con este trabajo.

- [11] Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE3), “Desarrollo de estrategias para mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica a partir de la localización de fallas en sistemas de distribución” Universidad Tecnológica de Pereira-CODENSA-Colciencias, 2008-2012.

Finalmente se presentan dos artículos y un proyecto de investigación, que si bien no hacen parte del tópico de localización de fallas, fueron parte fundamental de la formación adquirida como magister en ingeniería.

- [12] A. F. Panesso-Hernández, J. A. Cadena-Zapata, J. J. Mora-Flórez, M. C. Ordoñez-Ordoñez, “Análisis del biogás captado en un relleno sanitario como combustible primario para la generación de energía eléctrica”, *Scientia et Technica*, Vol. 1, No. 47, pp. 23-28, Abr. 2011.
- [13] A. F. Panesso-Hernández, J. A. Cadena-Zapata, J. J. Mora-Flórez, M. C. Ordoñez-Ordoñez, “Estudio del biogás captado en un relleno sanitario para su posible utilización como combustible primario en la generación de energía eléctrica”, *Revista Electrónica Ide@s CONCYTEG*, México, Año 7, No. 88, pp. 1170-1182, Oct. 2012.
- [14] Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE3), “Análisis de implementación de una central de generación de energía eléctrica a partir de los recursos energéticos de los vertederos de residuos sólidos” Universidad Tecnológica de Pereira, 2009-2011.

2. Métodos basados en el modelo circuital para la localización de fallas

2.1. Introducción

Para aumentar la calidad del servicio de electricidad en los sistemas de distribución y por tanto disminuir las pérdidas asociadas a la indisponibilidad de una línea, el problema de detección y localización de fallas ha sido objeto de estudio durante muchos años. Para este problema, se han desarrollado diferentes investigaciones que tratan de dar solución a la localización de fallas incipientes en líneas de distribución a través de distintas herramientas matemáticas como los métodos de análisis basados en el estudio circuital de la red.

Debido a que la topología de las redes de distribución es altamente ramificada y no homogénea, se pueden presentar diferentes inconvenientes para localizar una falla. Uno de ellos es el problema de la múltiple estimación del punto de falla y se debe a que varios nodos pueden presentar la misma impedancia de falla “vista” desde la subestación.

Adicionalmente, existen varios métodos de localización de fallas que se pueden clasificar en aquellos que utilizan las componentes de fase y los que utilizan las componentes de secuencia. En este capítulo se presentan los conceptos básicos asociados a estos métodos.

2.2. Fundamentos teóricos para los métodos de localización de fallas

Algunas técnicas utilizan los datos de tensión y corriente para calcular la impedancia estimada desde la subestación hasta el punto donde está localizada la falla, para determinar la distancia hasta la falla como un porcentaje de la longitud del tramo. Aunque en principio la idea es muy simple, infortunadamente la estimación de la localización de la falla se afecta por muchos factores que en su mayoría, no pueden ser representados en las ecuaciones que hacen parte de la técnica, algunos de ellos se presentan en (IEEE, 2004) y se citan a continuación.

- a. El efecto reactancia, el cual es conocido como el efecto combinado de la corriente de la carga y la resistencia de falla. El valor de la resistencia de falla es particularmente alto (en comparación con la impedancia de los demás elementos del sistema) para fallas a tierra, lo cual representa la mayoría de las fallas en líneas aéreas.
- b. La identificación imprecisa del tipo de falla (fases en falla).

- c. La influencia del efecto mutuo de secuencia cero en los componentes del sistema.
- d. La incertidumbre en los parámetros de línea, especialmente la impedancia de secuencia cero. Esto es en la mayoría de los casos una dificultad para obtener una impedancia precisa de secuencia cero para la línea (Z_{0L}). El valor de Z_{0L} se afecta por la resistividad del terreno, lo que dificulta su medición y puede cambiar su valor. Un error del 20% en Z_{0L} puede introducir un error del 15% en el cálculo de la localización de la falla. Además, esta impedancia no es uniformemente distribuida a lo largo de la longitud de la línea. (Una variación de 100 a 1 en la resistividad del terreno puede producir variaciones alrededor de 2 a 1 en Z_{0L}).
- e. Una insuficiente precisión de los modelos de las líneas del sistema a representar (por ejemplo: líneas no transpuestas son representadas como si fuesen transpuestas, cargado de los capacitores serie conectados en las líneas no es considerado, entre otros).
- f. La presencia de capacitores y reactores en paralelo, los cuales normalmente no son considerados en el análisis de fallas en sistemas de potencia.
- g. El desbalance en el flujo de carga.
- h. Los errores en los medidores, errores en los CTs y PTs, y los bits de resolución de los convertidores y sistemas A/D.
- i. El sistema de filtrado necesario para extraer los fasores de las corrientes y tensiones de fase. Por ejemplo, si las tensiones y corrientes de falla no alcanzan los valores de estado estacionario (como ocurre en las fallas con resistencia variable en el tiempo o fallas que evolucionan) o si la falla es suprimida con un relé de acción menor al tiempo de respuesta nominal del filtro, entonces la localización estimada de la falla puede contener errores substanciales como el debido al aliasing o efecto Nyquist.
- j. Las no linealidades presentes en el sistema. Estas afectan en gran medida las técnicas basadas en las componentes fundamentales de tensión y corriente, pues al presentarse distorsiones en las señales a frecuencia fundamental se varía el valor entregado al algoritmo para la estimación de la localización de la falla.
- k. El desconocimiento del estado de la carga en el instante de la falla.
- l. Las variaciones en la topología del sistema por conexiones entre redes por medio de circuitos suplementarios (esto implica conocer no sólo los parámetros del circuito propio, sino también los parámetros de los circuitos vecinos por si se presenta una circunstancia de éstas).

Los métodos de localización aplicados a sistemas de distribución además de tener que considerar la no homogeneidad de la línea, deben considerar la topología radial y altamente ramificada de la red, la presencia de circuitos laterales monofásicos y la presencia de cargas intermedias. Por si fuera poco, en la actualidad éstos se enfrentan al crecimiento de la generación distribuida y las cargas no lineales, lo cual dificulta en gran medida la localización de una falla existente en alguna línea dentro de la red eléctrica.

Para mejorar la estimación de la localización de la falla, es importante eliminar o reducir los errores causados por suposiciones inadecuadas o por la aplicación imprecisa de los datos a los métodos de localización de falla. El método será más preciso si se dispone de más información del sistema. Por todo lo anterior, se hace necesaria la implementación de nuevos métodos que permitan la ubicación de una falla con un alto grado de precisión y utilizando toda la información disponible.

2.2.1. Tipos de fallas

Una falla en un circuito eléctrico es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente (GRAINGER, y otros, 1996). Los tipos de fallas que experimentan los sistemas de potencia se caracterizan en dos grandes grupos: serie y paralelo (ANDERSON, 1995). Las fallas de tipo serie están asociadas generalmente a la ruptura de conductores, pero éstos no involucran contacto con tierra u otra fase. En cambio, las fallas paralelas están asociadas a cortocircuitos a tierra o con otras fases y este grupo se subdivide en cinco tipos: monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra.

La experiencia ha mostrado que entre 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas monofásicas a tierra (o línea a tierra), que se originan en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Aproximadamente en 5% de las fallas intervienen las tres fases, estas son llamadas fallas trifásicas simétricas (GRAINGER, y otros, 1996).

2.2.2. Modelado de fallas paralelo

Según el (IEEE, 2000), una falla eléctrica es una discontinuidad que se presenta entre dos bloques de energía, uno de suministro (fuente) y uno de consumo (sumidero); Las fallas son de especial cuidado por las perturbaciones que se provocan dadas las altas corrientes y temperaturas que se pueden presentar.

El modelado clásico de las fallas en los sistemas de potencia utiliza la teoría de las componentes simétricas (ANDERSON, 1995) o redes de secuencia, con la idea de llevar los fasores desbalanceados del sistema en estado de falla a un balance entre ellos. Esto se logra mediante la transformación de las magnitudes originales por fase de un sistema trifásico a tres sistemas trifásicos completamente balanceados, y de este modo tratar la falla como si sólo existiera la fase afectada. Sin embargo, debido a que los sistemas de distribución presentan los problemas mencionados en la Sección 2.2, en los últimos años se ha estado migrando nuevamente a las componentes de fase, es decir considerar en todo momento las fases involucradas con sus fasores sin transformar.

2.2.3. Resistencia de falla

La resistencia de falla se divide en dos grandes componentes, la resistencia de arco y la resistencia de tierra. La resistencia de falla no es constante, ya que generalmente varía con el tiempo debido al alargamiento del arco hasta su extinción definitiva. Adicionalmente, en fallas bifásicas es común que la resistencia se deba enteramente al arco (DAS, 1998).

Sin embargo, para las fallas que incluyan la participación de la tierra, la resistencia de falla está compuesta por ambas componentes. La resistencia a tierra incluye las resistencias de contacto entre el conductor y la tierra, y la resistencia de la ruta para el flujo de corriente en el terreno para situaciones donde el conductor toca el suelo. Las situaciones en que un conductor hace contacto con una torre, la resistencia de tierra incluye la resistencia del contacto entre el conductor y la torre, y la resistencia del terreno para el flujo de corriente en el suelo y los cimientos de la torre.

Además, en un sistema donde las fases involucradas en la falla cambian con el tiempo se dice que estas han evolucionado, es decir, que en el transcurso de un tipo de falla evoluciona a otro tipo de falla durante el mismo evento y variando a su vez la resistencia de la misma, lo que dificulta aún más la localización mediante componentes fundamentales de tensión y corriente. El presente trabajo se fundamenta en fallas de carácter permanente donde la resistencia de falla no cambia durante la perturbación.

A. Resistencia de arco

La resistencia de arco depende de la longitud del mismo y de la corriente que por él circule, tal como lo sugiere la ecuación (2.1).

$$R_{arc} = \frac{8750 \times L_{arc}}{I_f^{1.4}} \quad (2.1)$$

Donde: R_{arc} es la resistencia del arco en Ohms.

L_{arc} es la longitud del arco en pies mientras permanece en el aire.

I_f es la corriente eficaz del arco en Amperes.

La longitud del arco inicialmente es igual al espacio desde el conductor hasta la torre, o entre dos conductores, pero ésta puede aumentar debido al alargamiento del arco causado por el viento, convección y la propagación electromagnética (WARRINGTON, 1968). Se ha sugerido que la resistencia de arco puede ser expresada en términos de la separación de los conductores, velocidad del viento y del tiempo como se expresa en la ecuación (2.2).

$$R_{arc} = \frac{8750 \times (d+3 \times U \times T_{arc})}{I_f^{1.4}} \quad (2.2)$$

Donde: d es la separación entre conductores en pies.

U es la velocidad del viento en millas/hora.

T_{arc} es la duración del arco en segundos.

Esta debe ser aplicada con cuidado porque existen ciertos límites en los cuales el arco puede estirarse sin que éste se extinga. No obstante, la resistencia de arco puede modelarse de diferentes formas según el caso (CUBILLOS, y otros, 2008).

B. Resistencia de tierra

La resistencia de tierra es la suma de la resistencia al pie de la torre en el punto de falla y la resistencia del terreno en la ruta de la corriente desde la falla hasta la fuente, sólo si los conductores aéreos son aislados o no se utilizan. La resistencia dominante en un circuito en falla es la resistencia de contacto entre el conductor y la ruta de la corriente a través de la tierra para conductores que caen sobre un terreno. Generalmente, las resistencias de contacto son más grandes que las presentadas al pie de las torres (DAS, 1998).

Las resistencias de falla son pequeñas para cortocircuitos entre fases pues estos no exceden unos cuantos Ohms. Sin embargo, las resistencias de falla son mucho más grandes para fallas a tierra debido a que las resistencias al pie de la torre pueden ser de hasta 10Ω o incluso superior. Las resistencias de falla son excepcionalmente grandes para el caso donde los conductores entran en contacto con los árboles o para conductores rotos sobre el pavimento seco. Los rangos para la resistencia de falla pueden ir desde unos cuantos Ohms hasta cientos de Ohms. Un buen indicador de valores de la resistencia de falla está dado en (AGGARWAL, y otros, 1997b), donde se presentan valores estadísticos siempre inferiores a 40Ω al igual que en (DAGENHART, 2000).

2.2.4. Efecto de la conexión a tierra en las cargas

En (PANESSO, y otros, 2013) se muestra como un gran número de técnicas empleadas para la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución como (DAS, 1998), (MIRZAI, y otros, 2010), (NOVOSEL, y otros, 1998) ó (PENKOV, y otros, 2005), utilizan las componentes simétricas para la estimación del lugar de la falla. Además, en todos ellos se tiene dentro de sus ecuaciones fundamentales la componente de secuencia cero, directa o indirectamente, como elemento clave para el modelado matemático de fallas a tierra y su

posible ubicación, debido a que existe cierta relación entre la corriente de esta secuencia medida en la subestación con la corriente de falla en algún lugar del circuito radial.

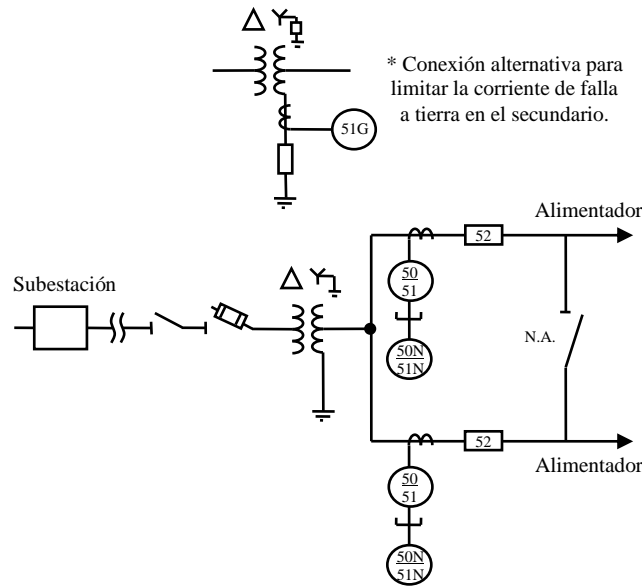


Figura 2.1. Esquema típico de una subestación eléctrica con sus protecciones. Fuente: (IEEE, 2002).

De acuerdo al estándar (IEEE, 2002) (ver Figura 2.1), es recomendable implementar en las subestaciones una conexión D-yn en los transformadores, debido a que estas aíslan la corriente de secuencia cero en el secundario en caso de una falla aguas arriba del punto de conexión, es decir se cuenta con una protección adicional.

De igual forma, en caso de una falla aguas abajo del transformador, la corriente de secuencia cero no circularía por las líneas conectadas al primario del mismo, como se muestra en la Figura 2.2.

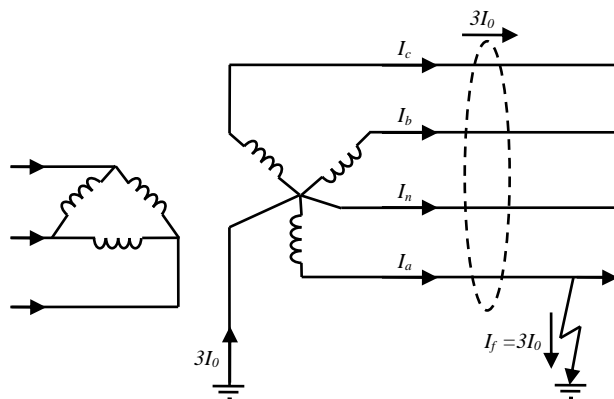


Figura 2.2. Corriente de secuencia cero en el secundario del transformador D-yn de una subestación durante una falla monofásica a tierra. Fuente: (IEEE, 2007).

Sin embargo, aún existen sistemas de distribución cuyos transformadores presentan conexión a tierra en el devanado que tiene conexión a la red primaria, lo cual puede perjudicar la precisión de los métodos de localización. Otra variable que puede afectar el comportamiento de estos métodos es la susceptancia de las líneas subterráneas, puesto que en el caso de las redes subterráneas su efecto puede ser considerable (PANESSO, y otros, 2012b). Adicionalmente, como se explica en (HOU, y otros, 2005), en caso de una falla de alta impedancia, serían éstas las encargadas de suplir la corriente necesaria para alimentar la corriente de falla en sistemas aislados.

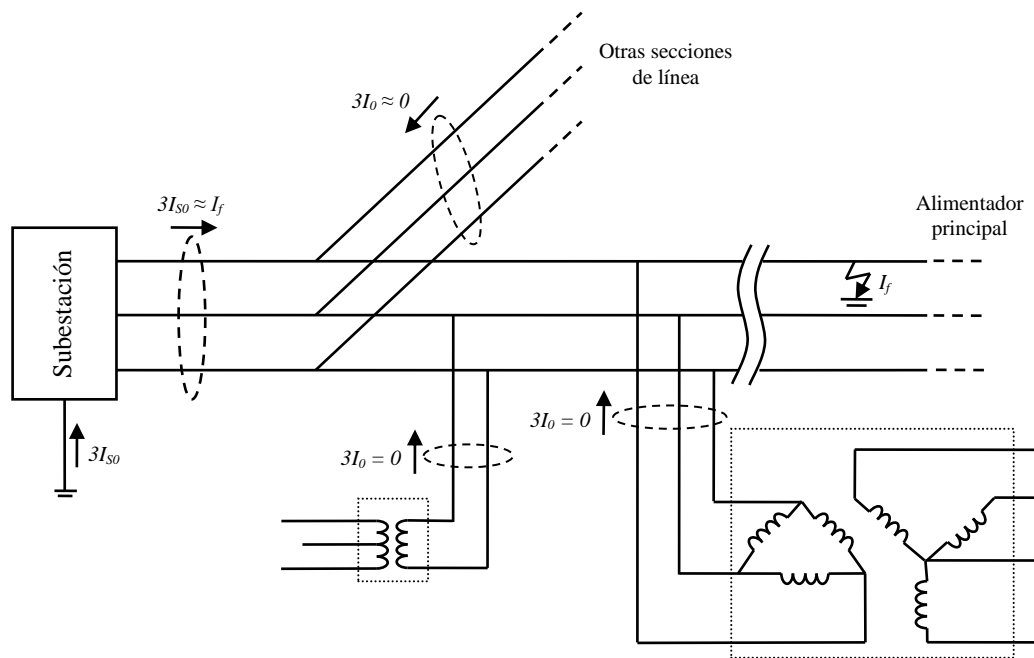


Figura 2.3. Comportamiento de la corriente de secuencia cero en una red de distribución trifásica sin neutro.

Finalmente, la Figura 2.3 muestra como la corriente de secuencia cero obtenida a partir de mediciones en la subestación, puede ser considerada como la misma corriente de falla a tierra para sistemas radiales que se encuentren conectados de acuerdo al estándar (IEEE, 2002).

2.2.5. Efecto de la resistencia de falla en la localización

Los métodos de localización de fallas en su mayoría operan sólo en un tramo red para determinar la distancia a la falla con base en mediciones en uno de sus terminales o en ambos. La Figura 2.4 y la Figura 2.5 muestran respectivamente, un diagrama circuital unifilar de un tramo de red antes y durante una falla.

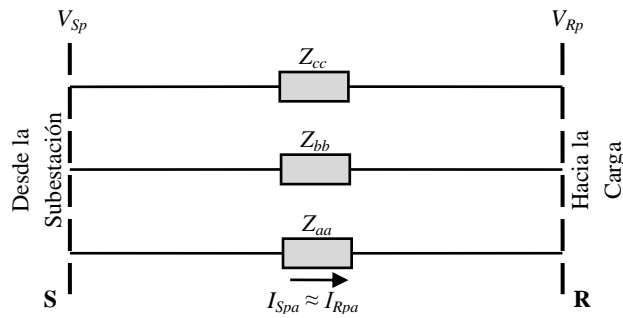


Figura 2.4. Diagrama circuital de un tramo trifásico trifilar de la red de distribución previo a una falla.

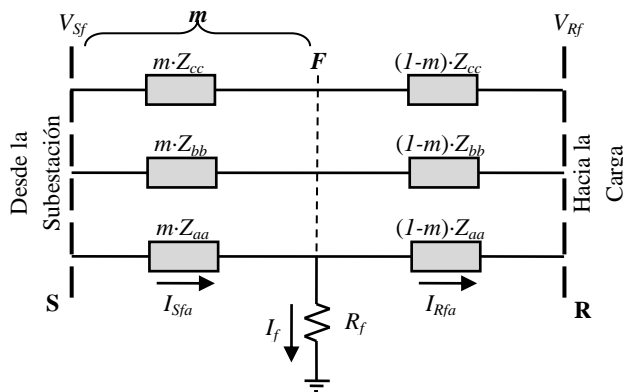


Figura 2.5. Tramo de la Figura 2.4 ante un falla a tierra de la fase *a*.

Para calcular la distancia a la falla desde el terminal inicial del tramo (S), se requiere de información precisa de las tensiones y corrientes por fase (o mínimo sólo la fase que experimenta la falla) en ese punto.

En el caso de los sistemas de transmisión, que normalmente tienen alimentación por ambos terminales de la línea, se presenta un incremento en el valor de la impedancia con el aumento de la resistencia de falla. Este fenómeno es ocasionado por la corriente que proviene de la fuente equivalente del otro extremo de la línea, que normalmente no está en fase con la corriente medida, tal como se muestra en la Figura 2.6a). I_{Sf} es la corriente de falla medida en la barra S; I_f es la corriente de falla total que es igual a la suma de I_{Sf} e I_{Rf} . El problema radica en que no se conoce la corriente I_{Rf} . La admitancia aparente Z_m estimada con los valores medidos en S es igual a la impedancia $mZ_{línea}$ más la resistencia de falla R_f afectada por las dos corrientes de falla (MORA, 2006). Este fenómeno en los sistemas de transmisión es similar al efecto causado en los sistemas de distribución por el flujo bidireccional ocasionado por la presencia de generadores distribuidos.

Para los sistemas de distribución convencionales y como consecuencia de la presencia de la resistencia de falla, el valor de la impedancia aparente, es decir la estimada a partir de las

medidas de tensión y corriente en la subestación, es mayor que la impedancia de línea desde la subestación hasta el punto de falla. Para este caso, la reactancia desde la subestación hasta el sitio de falla permanece constante, con cualquier valor de resistencia de falla y si no se considera el efecto de la carga. En la Figura 2.6b) se presenta el caso para una falla con una resistencia R_f , a un porcentaje m de la distancia SR de la línea (WARRINGTON, 1968).

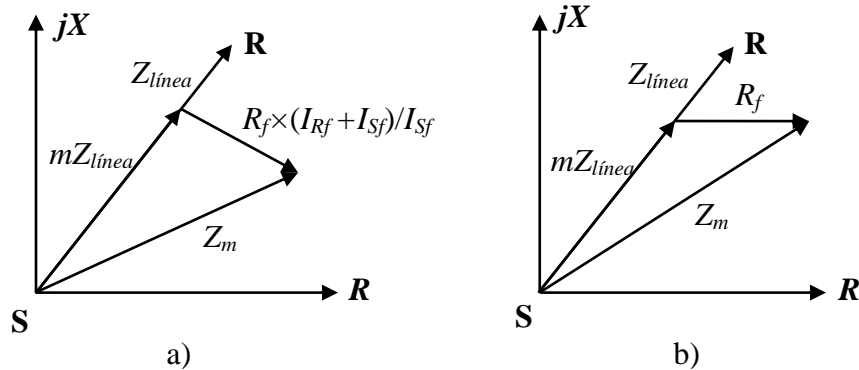


Figura 2.6. Efecto de la resistencia de falla para sistemas sin carga y alimentados por a) dos terminales, y b) un solo terminal.

Donde Z_m es la impedancia aparente vista desde la barra S , y $mZ_{línea}$ representa la impedancia de la línea hasta el punto de la falla.

En la gran mayoría de artículos relacionados con la localización de fallas se hace referencia a la *resistencia* de falla, como parámetro fundamental de un modelo lineal básico que representa muy bien el efecto de la impedancia de falla en el sistema de distribución. También existen algunos algoritmos que consideran algún modelo para el fenómeno del arco eléctrico en su desarrollo como (ALAMUTI, y otros, 2010) o (RADOJEVIĆ, 2007). Lo ideal es que el método de localización a implementar tenga en cuenta los efectos dinámicos de la impedancia de falla y en consecuencia la variación en la corriente por las líneas (MORALES, y otros, 2007). Sin embargo, considerar los efectos dinámicos de la falla complica los cálculos y en ocasiones, los resultados no son los mejores, por esta razón no se tienen en cuenta para esta investigación.

2.2.6. Efecto de las cargas intermedias

Las cargas intermedias causan problemas en la exactitud de la estimación de la distancia, debido a que la corriente medida en la subestación, no corresponde a la corriente de falla sino a la suma de ésta con la de carga a la tensión de falla. Estas corrientes no siempre son fáciles de estimar, sobre todo si no se cuenta con un modelo adecuado de la carga. Por tanto, la impedancia medida generalmente no corresponde a la de la línea entre la

subestación y el sitio de falla (MORA, 2006). En otras palabras, para una correcta estimación del punto de falla, la localización depende en gran medida de la resistencia de falla y del tamaño y característica de las cargas (DAS, 1998). En la Figura 2.7 se muestra una sola línea conectada a una fuente, este alimentador tiene dos cargas conectadas y experimenta una falla en el punto F.

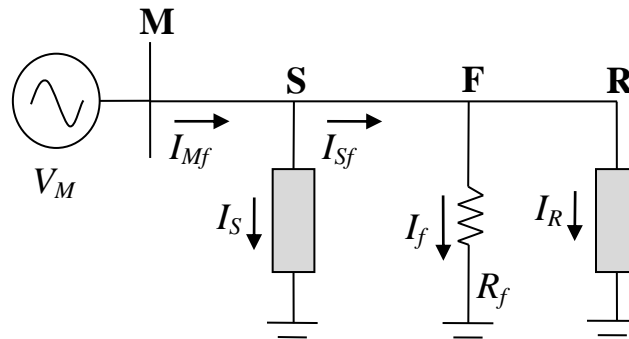


Figura 2.7. Alimentador en una red de distribución con cargas laterales, experimentando una falla.

La corriente de falla I_f se expresa matemáticamente por medio de la ecuación (2.3).

$$\begin{aligned} I_f &= I_{Sf} - I_R \\ \Rightarrow I_f &= I_{Mf} - I_S - I_R \end{aligned} \quad (2.3)$$

Donde: I_f es la corriente de falla en el punto de falla F.

I_{Mf} es la corriente de línea durante la falla en la barra M.

I_S e I_R son las corrientes de carga durante la falla en los nodos S y R respectivamente.

Las tensiones V_S y V_R , en los nodos S y R respectivamente, dependen en gran medida de la resistencia de falla, la impedancia de la línea y las cargas conectadas. Las corrientes de carga I_S e I_R , dependen de las tensiones V_S y V_R , y también de las características de las cargas. Para valores grandes de resistencia de falla, V_S y V_R podrían ser grandes haciendo que las corrientes de carga sean comparables a la corriente de falla. Todo esto introduce errores sustanciales en la medición o estimación de la distancia al punto de falla, si no se toman las precauciones apropiadas en el planteamiento del método de localización.

2.2.7. Modelo generalizado del sistema para la localización de fallas

En (MORA, 2006) encontramos que para el análisis de los diferentes modelos de localización de fallas, se utiliza un modelo unificado del sistema de distribución. Este

modelo contiene todos los elementos utilizados para el desarrollo de cada método de localización.

En la Figura 2.8 se presenta un modelo unifilar generalizado en el cual los parámetros de las líneas pueden ser considerados como concentrados o distribuidos según el método. La presencia de cargas intermedias y su modelado, también es un aspecto que cada método puede tratar de diferente forma. Finalmente, una de las mayores diferencias entre los métodos es la consideración de la presencia de circuitos laterales que se desprenden del alimentador principal. Para la mayoría de los circuitos reales, las medidas se tienen únicamente en la subestación (barra M).

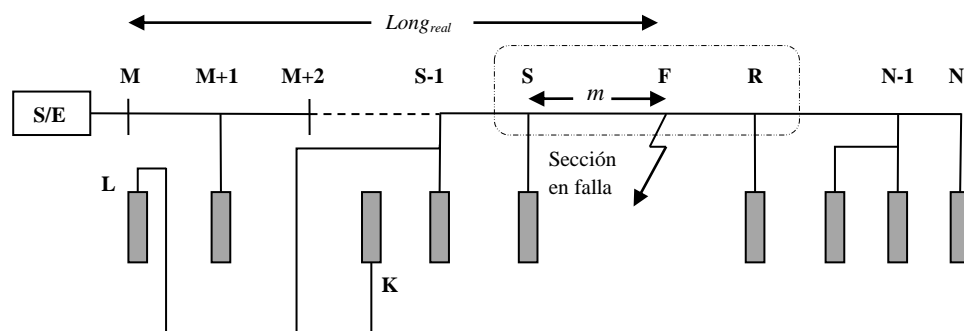


Figura 2.8. Modelo generalizado de un sistema de distribución.

En la Figura 2.5 se presenta un modelo trifilar generalizado para una sección de línea bajo falla, entre el nodo S y R de un sistema de distribución como el mostrado en la Figura 2.8, donde R_f representa la resistencia de falla en el nodo F, localizado a una distancia m del nodo S.

Se puede notar que los sistemas de distribución de energía son en su mayoría de naturaleza trifásica, por lo que los métodos utilizados para solucionar el problema de la localización en estos sistemas deben tener en cuenta el hecho de que para cada tipo de falla, puede variar el modelo matemático que lo describe.

2.3. Métodos basados en componentes de fase

Teniendo en cuenta que los sistemas eléctricos de distribución son de naturaleza desbalanceada y que para localizar una falla en donde no se encuentran involucradas todas las fases del tramo, algunos autores como (CHOI, y otros, 2004) y (MORALES, y otros, 2009) prefieren aprovechar del efecto reactancia para desprestigiar las fases no involucradas en la falla y eliminar el efecto que tiene la carga durante la perturbación, modelando la falla

de forma simple, con menos ecuaciones y sin necesidad de realizar transformaciones que puedan ser costosas computacionalmente. A continuación se enseña un análisis para el modelado de los diferentes tipos de fallas paralelas presentes en los sistemas eléctricos.

2.3.1. Fallas monofásicas a tierra

Este tipo de falla es la más común y suele ser causada por descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con estructuras puestas a tierra, o incluso con la tierra misma.

En la Figura 2.9 se presenta el diagrama de conexiones para una falla monofásica a tierra o línea-tierra en la barra F.

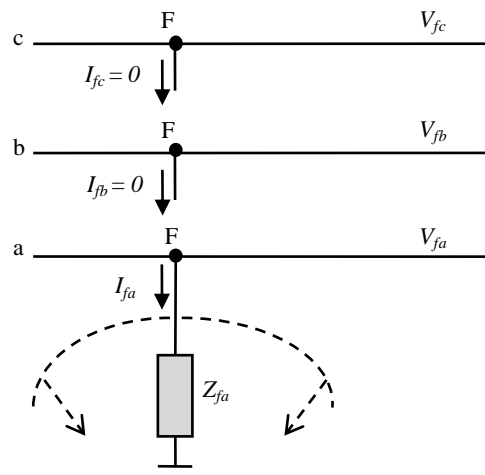


Figura 2.9. Falla monofásica de la fase a a tierra.

En este tipo de falla únicamente se observa la impedancia de falla Z_{fa} , dónde ésta puede llegar a ser la combinación de dos resistencias diferentes, una resistencia propia del arco y la resistencia de contacto a tierra, es decir que es la suma de dos impedancias en serie como se presenta en la ecuación (2.4).

$$Z_{fa} = Z_{arc} + Z_g \quad (2.4)$$

En el modelado clásico de fallas, ésta es la más estudiada no sólo por su ocurrencia sino además por su modelamiento, pues al involucrar sólo una fase en el proceso y tener ésta una única impedancia, sólo se requiere conocer la corriente de falla y la tensión en F para determinar la ubicación e impedancia de falla.

2.3.2. Fallas bifásicas

En la Figura 2.10 se representa una falla entre dos líneas a través de una impedancia Z_f , la cual suele ser modelada como la combinación de la impedancia de falla de ambas fases vistas individualmente.

$$Z_f = Z_{fb} + Z_{fc} \quad (2.5)$$

Al igual que en la falla de naturaleza monofásica, en la bifásica o línea-línea sólo se observa la impedancia de falla Z_f , pudiendo ser ésta una representación simplificada de la suma de dos impedancias en serie como se presenta en la ecuación (2.5). Estas fallas son comunes por el contacto de animales y ramas de árboles con las redes aéreas de conductores desnudos.

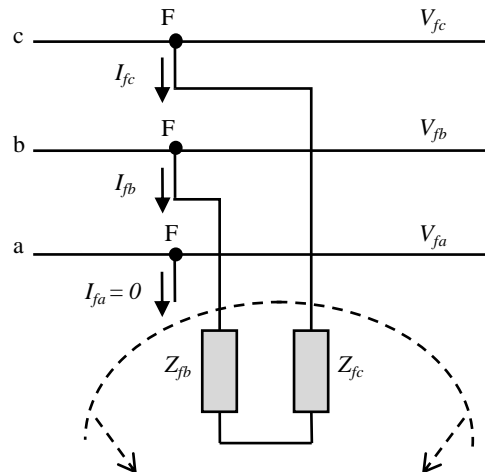


Figura 2.10. Falla línea-línea entre las fases b y c .

Esta falla es la segunda más estudiada, y al igual que la monofásica a tierra debido a su alta tasa de ocurrencia.

2.3.3. Fallas bifásicas a tierra

Una falla bifásica a tierra o doble línea-tierra es la combinación de tres impedancias diferentes en una misma barra, aunque no es muy común en los sistemas eléctricos, puede ocurrir, por lo que también requiere ser estudiada. En la Figura 2.11 se presenta un diagrama circuital de una falla entre las fases b y c con la tierra del sistema.

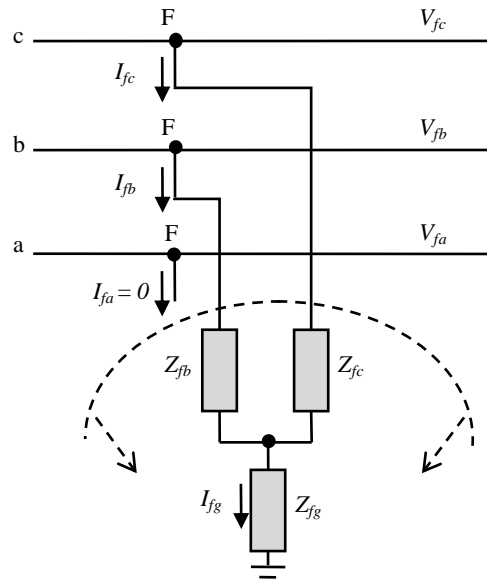


Figura 2.11. Falla doble línea a tierra entre las fases *b* y *c*.

En la Figura 2.11 las impedancias de falla Z_{fb} y Z_{fc} corresponden a cada una de las fases bajo falla, y al mismo tiempo se representa el elemento de la falla a tierra entre las fases por medio de la impedancia Z_g .

2.3.4. Fallas trifásicas

Estas fallas son muy poco comunes en los sistemas de distribución, ya que normalmente se presentan por errores humanos o por la evolución de otro tipo de falla. En la Figura 2.12 se muestran las dos representaciones de las fallas trifásicas de acuerdo a su conexión a tierra.

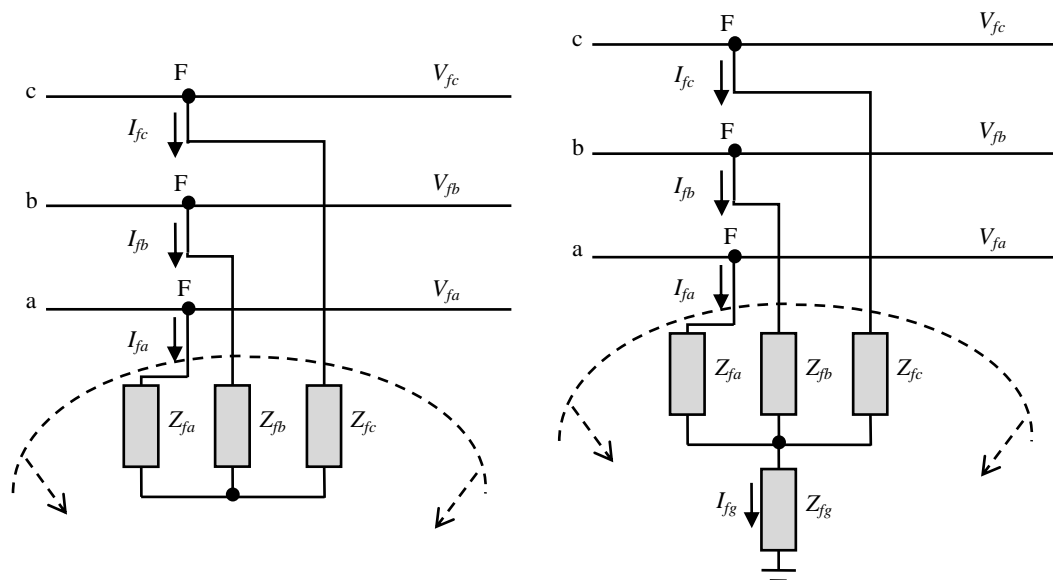


Figura 2.12. Falla trifásica (izquierda) sin conexión a tierra y (derecha) con conexión a tierra.

2.4. Métodos basados en componentes simétricas

La mayoría de las fallas que ocurren en un sistema de distribución son de carácter desbalanceado dada la naturaleza de estos sistemas, y una de las herramientas más poderosas para tratar con circuitos polifásicos desbalanceados es el método de las componentes simétricas desarrollado en (FORTESCUE, 1918). Mediante el uso de esta herramienta se puede descomponer cualquier sistema desbalanceado en un conjunto de n fasores totalmente balanceados, facilitando el análisis del sistema bajo falla. Para el caso de sistemas trifásicos, éstas secuencias equivalentes se conocen como red de secuencia positiva, negativa y cero (1 , 2 y 0 respectivamente).

Como se mencionó en la Apartado 2.2.2, el modelado clásico de las fallas en los sistemas de potencia utiliza la teoría de las componentes simétricas de (FORTESCUE, 1918). Para transformar el modelo de los diferentes tipos de fallas en sistemas equilibrados primero se debe obtener las componentes de secuencia de las tensiones y corrientes del sistema, y luego se determina la conexión de las redes de secuencia. A partir del modelo de falla, es necesario calcular las tensiones y corrientes de secuencia para finalmente obtener los valores de fase.

Las redes de secuencia se indican esquemáticamente por rectángulos que encierran una línea que constituye la referencia de la red, esto en un punto que representa la localización de la barra bajo falla en el sistema eléctrico.

2.4.1. Fallas monofásicas a tierra

Cómo se observa en la Figura 2.9, al contener sólo una impedancia de falla ésta se analiza fácilmente, dado que al realizar la transformación a redes de secuencia de las corrientes involucradas en la barra bajo falla, se tiene que $I_{fb} = I_{fc} = 0$, lo que indica que sólo existe una corriente en el modelo que realmente afecta la impedancia de falla y es la corriente en la fase fallada, en este caso la corriente I_{fa} . A realizar la transformación de las corrientes de falla a componentes simétricas se tiene la expresión en (2.6).

$$\frac{I_{fa}}{3} = I_{fa}^0 = I_{fa}^1 = I_{fa}^2 \quad (2.6)$$

A partir de allí se obtiene la relación entre las tensiones de secuencia en (2.7) y finalmente el modelo.

$$V_{fa}^0 + V_{fa}^1 + V_{fa}^2 = 3Z_{fa}I_{fa}^0 \quad (2.7)$$

Puede notarse como en la Figura 2.13 se conectan en serie las redes de las tres secuencias, quedando las ecuaciones de falla en función de una única corriente, lo cual se presenta de la misma forma en (ANDERSON, 1995).

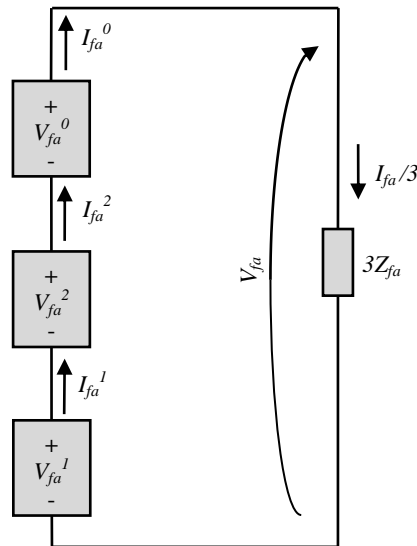


Figura 2.13. Diagrama en redes de secuencia para una falla monofásica a tierra *a-g*.

Este modelo se puede implementar en métodos de localización tanto en sistemas de distribución como de transmisión.

2.4.2. Fallas bifásicas

Al igual que para la falla monofásica, la bifásica de la Figura 2.10 contiene sólo una impedancia de falla, y por tanto al realizar la transformación a redes de secuencia de las corrientes involucradas en la barra bajo falla, se tiene que $I_{fa} = 0$, lo que indica que sólo existe una corriente en el modelo que realmente afecta la impedancia de falla y es la corriente que circula entre las fases falladas, en este caso la corriente $I_{fb} = -I_{fc} = I_f$. A realizar la transformación de las corrientes de falla a componentes simétricas se tiene la expresión en (2.8).

$$\begin{aligned} j \frac{\sqrt{3}}{3} I_{fb} &= I_{fa}^1 = -I_{fa}^2 \\ I_{fa}^0 &= 0 \end{aligned} \quad (2.8)$$

A partir de allí se obtiene la relación entre las tensiones de secuencia en (2.9) y finalmente el modelo.

$$V_{fa}^1 - V_{fa}^2 = (Z_{fb} + Z_{fc}) I_{fa}^1 \quad (2.9)$$

Puede notarse como en la Figura 2.14 sólo se conectan en serie las redes de las secuencias positiva y negativa, quedando las ecuaciones de falla en función de alguna de estas corrientes, lo cual se también se presenta en (ANDERSON, 1995).

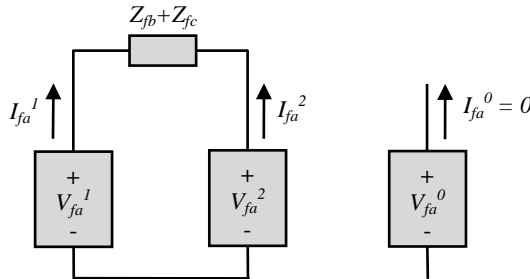


Figura 2.14. Diagrama en redes de secuencia para una falla bifásica $b-c$ con discrepancia entre sus impedancias de falla.

2.4.3. Fallas bifásicas a tierra

A partir de la Figura 2.11 se tiene que en un evento de este tipo se involucran más impedancias de falla, lo que incrementa el número de ecuaciones necesarias para obtener una adecuada estimación del punto de falla. Puede comprobarse que la suma de las corrientes de secuencia de la fase a son cero, pues es la única fase que no se encuentra directamente conectada en el evento de falla, tal como se muestra en (2.10).

$$\begin{aligned} I_{fa}^0 + I_{fa}^1 + I_{fa}^2 &= I_{fa} = 0 \\ \Rightarrow I_{fa}^0 &= -(I_{fa}^1 + I_{fa}^2) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Luego se simplifica cada una de las ecuaciones del sistema presentado en (PANESSO, y otros, 2012a) después de realizar la transformación en componentes simétricas, obteniendo las ecuaciones en (2.11), que representan respectivamente las tensiones de secuencia cero, positiva, y negativa para la fase no fallada a .

$$\begin{aligned} V_{fa}^0 - r_{01} \cdot I_{fa}^1 - r_{02} \cdot I_{fa}^2 - 3Z_{fg} \cdot I_{fa}^0 &= -Z_{fg} \cdot I_{fa}^0 + V_{fa}/3 \\ V_{fa}^1 - Z_{f1} \cdot I_{fa}^1 - r_{12} \cdot I_{fa}^2 &= -Z_{fg} \cdot I_{fa}^0 + V_{fa}/3 \\ V_{fa}^2 - r_{21} \cdot I_{fa}^1 - Z_{f2} \cdot I_{fa}^2 &= -Z_{fg} \cdot I_{fa}^0 + V_{fa}/3 \end{aligned} \quad (2.11)$$

Nótese que las ecuaciones en (2.11) están igualadas a la misma expresión. Además, puede observarse una constante r que corresponde a la ganancia de una fuente de tensión controlada por corriente (FVCC), el cual es un elemento que puede representar adecuadamente el efecto que tiene la corriente de una secuencia diferente sobre la red de

secuencia analizada. Para el caso de la falla *b-c-g*, los parámetros corresponden a los presentados en (2.12).

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle -150^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle 150^\circ \cdot Z_{fc}) \\
 r_{02} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle 150^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle -150^\circ \cdot Z_{fc}) \\
 r_{12} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle -90^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle 90^\circ \cdot Z_{fc}) \\
 r_{21} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle 90^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle -90^\circ \cdot Z_{fc}) \\
 Z_{f1} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle -30^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle 30^\circ \cdot Z_{fc}) \\
 Z_{f2} &= \frac{\sqrt{3}}{3} (1\angle 30^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle -30^\circ \cdot Z_{fc})
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

Para las ecuaciones mostradas en (2.12), en la Figura 2.15 se realiza un diagrama en redes de secuencia que las represente de tal forma que facilite su comprensión y aplicación en futuros métodos de localización de fallas.

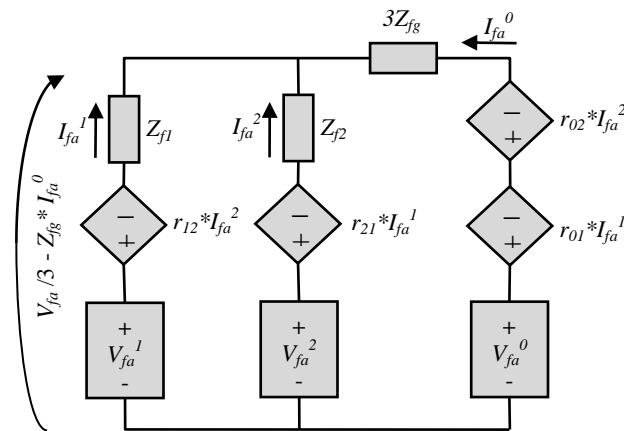


Figura 2.15. Diagrama en redes de secuencia para una falla bifásica a tierra *b-c-g* con discrepancia entre sus impedancias de falla.

Para el caso de la representación de fallas bifásicas a tierra presentada por (PANESSO, y otros, 2012a), sólo en caso que Z_{fb} sea igual a Z_{fc} en (2.12), el resultado sería el mismo sistema de ecuaciones y el mismo diagrama en redes de secuencia al presentado en (SAHA, y otros, 2010), (GRAINGER, y otros, 1996), (MORA, 2006), (ANDERSON, 1995) y (DAS, 1998), para fallas bifásicas a tierra.

2.4.4. Fallas trifásicas

Para plantear un modelo que represente adecuadamente una falla de esta naturaleza, utilizando componentes simétricas, se partirá del hecho que todas las fases y la tierra están involucradas en el evento (Figura 2.12), incluyendo la impedancia de tierra. Por lo anterior, se puede utilizar cualquiera de las fases como referencia de las redes de secuencia, en este caso y por simplicidad se hace referencia nuevamente a la fase *a*. Siguiendo el mismo procedimiento presentado en (PANESSO, y otros, 2012a) para la falla *b-c-g*, se tienen las corrientes en (2.13).

$$\begin{aligned} I_{fa}^0 + I_{fa}^1 + I_{fa}^2 &= I_{fa} \neq 0 \\ \Rightarrow 3I_{fa}^0 &= I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Luego se simplifica cada una de las ecuaciones del sistema presentado en (PANESSO, y otros, 2012a), obteniendo las ecuaciones que representan las tensiones de secuencia cero, positiva, y negativa para la fase *a* en (2.14).

$$\begin{aligned} V_{fa}^0 - Z_{f0} \cdot I_{fa}^0 - r_{01} \cdot I_{fa}^1 - r_{02} \cdot I_{fa}^2 - 3Z_{fg} \cdot I_{fa}^0 &= 0 \\ V_{fa}^1 - r_{02} \cdot I_{fa}^0 - Z_{f0} \cdot I_{fa}^1 - r_{01} \cdot I_{fa}^2 &= 0 \\ V_{fa}^2 - r_{01} \cdot I_{fa}^0 - r_{02} \cdot I_{fa}^1 - Z_{f0} \cdot I_{fa}^2 &= 0 \end{aligned} \quad (2.14)$$

Las ecuaciones en (2.14) definen los arreglos circuitales presentados en la Figura 2.16. Las anteriores ecuaciones no pueden ser representadas en un único circuito de secuencia que los enlace, ya que no se tiene una relación aritmética directa entre las corrientes de las secuencias 0, 1 y 2.

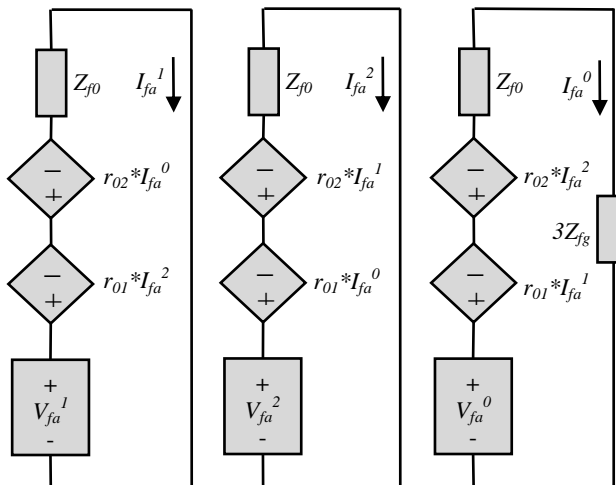


Figura 2.16. Diagrama en redes de secuencia para una falla trifásica desbalanceada a tierra con discrepancia entre sus impedancias de falla.

Para las constantes de las FVCC que se muestran en la Figura 2.16, en (2.15) se presenta su relación con todas las impedancias. Puede observarse cómo todas las corrientes de secuencia guardan cierta dependencia con las impedancias de falla de todas las fases involucradas en el evento.

$$\begin{aligned}r_{01} &= \frac{1}{3}(Z_{fa} + 1\angle-120^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle120^\circ \cdot Z_{fc}) \\r_{02} &= \frac{1}{3}(Z_{fa} + 1\angle120^\circ \cdot Z_{fb} + 1\angle-120^\circ \cdot Z_{fc}) \\Z_{f0} &= \frac{1}{3}(Z_{fa} + Z_{fb} + Z_{fc})\end{aligned}\tag{2.15}$$

Al igual que para el caso bifásico a tierra, al hacer Z_{fa} igual a Z_{fb} y a Z_{fc} en (2.15), el resultado sería el mismo del sistema dado en (SAHA, y otros, 2010), (GRAINGER, y otros, 1996), (MORA, 2006), (ANDERSON, 1995) y (DAS, 1998), para fallas trifásicas a tierra. Además en caso de tratarse de una falla trifásica sin conexión a tierra, la única diferencia es que $I_{fa}^0 = 0$, por lo que la red de secuencia cero de la Figura 2.16 quedaría abierta, igual que obtenida para la falla línea-línea.

2.5. Métodos para la localización de fallas con generación distribuida

En los sistemas de distribución actuales se observa una creciente presencia de pequeños centros de generación en los mismos centros de consumo. Estos pequeños nodos generadores deterioran el comportamiento de los métodos de localización de fallas clásicos utilizados en sistemas de distribución, debido a que todos estos se fundamentan en la característica radial del sistema de potencia analizado y su flujo de carga sólo se presenta en una dirección, es decir desde la subestación hacia las cargas del sistema.

En (PANESSO, 2010) se presenta un análisis más detallado del impacto que tiene la generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica y sobre todo en los métodos de localización de fallas paralelas. En este análisis se muestra como en un sistema prototipo la cantidad de generadores, su potencia y ubicación perjudican sustancialmente el comportamiento de los diferentes métodos, hasta el punto de alcanzar errores absolutos en la estimación de alrededor del 100%.

Debido a este problema, en los últimos años se ha estado estudiando un poco más la posibilidad de mejorar los métodos para estimar el punto de falla en un sistema radial, buscando que éstos sean cada vez más precisos, robustos y con la menor información

requerida. A continuación se presenta una pequeña reseña de los métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida.

2.5.1. Métodos basados en el conocimiento de parámetros del generador distribuido

Estos métodos aunque son los más conocidos, son los más difíciles de implementar en un sistema de distribución real, esto debido a que para que éstos obtengan una buena estimación del punto de falla requieren información detallada de la fuente de generación distribuida, es decir, que en el caso de tratarse de un generador sincrónico se requiere de la impedancia transitoria, subtransitoria y de estado estable, para que el método alcance una buena convergencia en la localización como en (NÚÑEZ, 2010), (BRETAS, y otros, 2006), (NÚÑEZ, y otros, 2010), (EL-FOULY, y otros, 2009) y (PENKOV, y otros, 2005).

Otros autores como (EVRENOSOGLU, y otros, 2005), simplemente prefieren hacer uso de las ondas viajeras a partir del conocimiento de la red y todos los elementos a lo largo del sistema para determinar el punto de falla con la ayuda del diagrama de Bewley (BEWLEY, 1931). La principal desventaja de estos métodos es el conocimiento pleno de la red en cada instante, pues cualquier mínima modificación en ésta hace que el nomograma obtenido del sistema en el instante de falla, el cuál entrega información sobre las ondas que viajan en el mismo hacen que el método de localización se pueda ver afectado.

Por otra parte, autores como (CHEN, 1995), (FARAG, y otros, 2011) o (BRAHMA, 2011), simplemente realizan las mismas aproximaciones de los sistemas de transmisión de energía de topología radial en los sistemas eléctricos de distribución.

2.5.2. Métodos basados en el conocimiento de señales del generador distribuido

Como se puede observar en (VOLKER, 2005), (DUGAN, y otros, 2002) y (JENKINS, y otros, 2000), se tiene variadas formas de generación de energía embebidos en los sistemas de distribución, lo que indica que asumir que los métodos de localización en sistemas radiales siempre van a depender del modelo del generador distribuido es un gran problema. Sobre todo, si se considera el hecho de que durante una falla no es adecuado simular de igual forma el comportamiento de una fuente como la solar fotovoltaica a nivel casero, con las celdas de combustible o la cogeneración.

Debido a esto, en la actualidad se presenta la localización de fallas en sistemas radiales con generación distribuida como la creación de algoritmos que operen con base en las mediciones de tensión y corriente en ambos extremos de la línea y sin considerar bajo ninguna circunstancia el modelo de la fuente que genera el flujo en sentido opuesto a la

corriente que desciende desde la subestación, como se propone en (OROZCO, y otros, 2012) y (BEDOYA, y otros, 2012).

2.6. Conclusiones

El artículo presentado en (PANESSO, y otros, 2012a) muestra de forma detallada un análisis del resultado de incluir desequilibrios en los valores de las resistencias de falla en el lugar de ocurrencia del evento cuando se trabaja con componentes simétricas. Por tanto, como resultado de esta investigación se propone un modelo completo en componentes de secuencia que puede ser utilizado para el desarrollo de nuevas metodologías aplicables al estudio de fallas paralelas en sistemas eléctricos.

Los resultados del estudio del efecto que tiene la discrepancia en los valores de la resistencia de falla, muestra una clara reducción del desempeño que tiene la aplicación de las componentes simétricas en las diferentes metodologías tal como están planteadas. Cabe destacar que la robustez de algunos métodos existentes permite que los errores no sean tan pronunciados, pero otros métodos más simples podrían alcanzar errores mayores.

También se hace necesaria una revisión detallada de los métodos basados en el modelo que utilizan componentes simétricas, pues los resultados pueden variar de acuerdo al desbalance propio de cada circuito y esto también se encuentra reflejado en trabajos como (BERMAN, y otros, 1998), (GAMPA, y otros, 2010) y (FERRAZ, 2010).

Se destaca que los modelos circuitales presentados en la Figura 2.15 y Figura 2.16, pueden servir de base para la formulación de una metodología alternativa basada en componentes simétricas, buscando una mayor aproximación a los modelos de localización de fallas propios de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Esta formulación implica un mayor número de variables y a su vez, un mayor número de ecuaciones, lo que permite involucrar más elementos en la búsqueda de una solución para encontrar el punto de falla en el sistema de distribución, reduciendo a su vez los problemas causados por las múltiples soluciones por flujos de carga en sistemas desbalanceados, tal como se presenta en (WANG, y otros, 2003).

Por último y como se resaltó en varios apartados de este capítulo, debe tenerse en cuenta que las aproximaciones que se realizan para los sistemas de transmisión de energía no siempre son válidas para los sistemas de distribución.

3. Método de barrido no iterativo aplicado a la localización de fallas en sistemas eléctricos radiales

3.1. Introducción

La localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica es fundamental en la buena calidad del servicio de energía debido a que permite restaurar rápidamente el sistema luego de una interrupción por un evento de falla. En la actualidad, se encuentran publicados algunos métodos de localización de fallas paralelas en sistemas eléctricos basados en el modelo circuital de la red de distribución que permiten estimar de manera eficiente el punto de falla (DAS, 1998), (MORA, 2006), (SAHA, y otros, 2010). Estos métodos dependen de los fasores de tensión y corriente en el inicio del tramo bajo falla.

Algunos autores presentan desarrollos que permiten observar la reactancia aparente del sistema a partir de información suministrada en la subestación (MORALES, y otros, 2007), incluir efectos capacitivos de las redes (SALIM, y otros, 2011), estimar la corriente de carga aguas abajo de la falla (SALIM, y otros, 2009), e incluso considerar variaciones en las cargas (LEE, y otros, 2004), pero para ello se utilizan aproximaciones que pueden reducir la eficiencia de las técnicas.

En general, los métodos de flujo de carga en sistemas de distribución se pueden clasificar en dos grandes grupos: 1) modificaciones de los métodos utilizados en sistemas de potencia y 2) métodos de barrido, que son los más utilizados. Dentro de los métodos de barrido (conocidos también como métodos *Backward/Forward Sweep*) se encuentran: a) el método de la suma de corrientes, b) método de la suma de potencia y c) método de la suma de impedancias (GALLEGO, y otros, 2009). El mayor problema de éstos es la enorme dependencia de un conocimiento completo de los parámetros y la topología del sistema, además los métodos de barrido iterativo generalmente parten de una carga que en el instante de falla no es conocida, incluyendo la localización e impedancia de falla, hasta obtener el punto de operación medido en la subestación. Por lo anterior, se propone como mejora partir del punto de operación de la red conocido en la subestación y de los valores nominales de carga del sistema para realizar un único barrido.

El método que se presenta permite estimar de forma aproximada las tensiones y corrientes en el inicio del tramo bajo falla, utilizando sólo los valores de impedancia o admitancia del sistema hasta el punto de falla y las mediciones por fase en la subestación para el circuito analizado, lo cual permite reducir los errores en la estimación del lugar de una falla al incluir elementos como la capacitancia de las líneas y la no homogeneidad entre tramos.

3.2. Modelado de los elementos del sistema de distribución

Los sistemas de distribución de energía tienen un gran número de elementos a lo largo de sus redes que requieren de modelos adecuados, y deben ser tenidos en cuenta para un desempeño óptimo de cualquier estimador de los parámetros del sistema en cualquiera de sus puntos. Esto es muy importante sobre todo en sistemas donde se cuenta con pocos elementos que ayuden a obtener información confiable de los parámetros.

Para el método que se presenta en este documento se requiere representar todos los elementos del sistema en forma de matrices haciendo uso de los parámetros de transmisión, de modo que permita la determinación confiable de tensiones y corrientes en cualquier punto del sistema, pero sólo con base en la medición de tensiones y corrientes por fase en la cabecera del circuito, es decir que se conoce el punto de operación del sistema en el momento de la falla.

En (DORF, y otros, 2000) se hace referencia a los parámetros de transmisión por su facilidad para describir la transmisión por cable y por línea. Además, describe los parámetros de transmisión $[A]$, $[B]$, $[C]$ y $[D]$ como elementos que representan, respectivamente, la razón de tensión en el circuito abierto, la impedancia de transferencia negativa en corto circuito, la admitancia de transferencia en circuito abierto y la razón de corriente negativa en corto circuito.

3.2.1. Modelado de las líneas

Normalmente, para los sistemas eléctricos es posible conocer los parámetros de sus redes a partir de información extraída de la base de datos de cualquier empresa distribuidora. El modelo más utilizado para representar las redes de los sistemas de distribución, es un modelo de línea en serie que desprecia la admitancia paralelo, lo cual es una buena aproximación dado que en estos sistemas la longitud de los tramos son relativamente cortas.

Sin embargo, últimamente se puede apreciar como en (SALIM, y otros, 2011), (SALIM, y otros, 2009), (MIRZAI, y otros, 2010) y (HOU, y otros, 2005), sus autores muestran cómo el efecto capacitivo puede ser considerable cuando se trata de localizar una falla. Además, no se debe despreciar el efecto capacitivo de una línea si ésta se encuentra ligeramente cargada, si es muy larga o si se tienen tramos subterráneos, debido a que éstos cables tienen una mayor admitancia paralelo por kilómetro que las líneas aéreas (KERSTING, 2002).

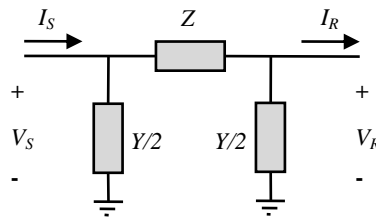


Figura 3.1. Diagrama tipo π de una línea en un sistema eléctrico de potencia.

En la Figura 3.1 se presenta el modelo de una línea cuyos parámetros se encuentran agrupados en dos partes iguales en los extremos de la misma, a este modelo se le conoce como *circuito nominal π* de una línea (GRAINGER, y otros, 1996). Este modelo de parámetros concentrados es adecuado para las redes de los sistemas de distribución ya que típicamente éstos no tienen más que unos cuantos kilómetros entre puntos de carga o cambios de configuración.

Las ecuaciones (3.1)-(3.3) permiten obtener los parámetros de tensión y corriente al inicio (envío S) y al final de una línea (recibo R) como la presentada en la Figura 3.1.

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$V_S = V_R + Z \left(I_R + \frac{Y}{2} V_R \right) \quad (3.2)$$

$$I_S = I_R + \frac{Y}{2} V_R + \frac{Y}{2} V_S \quad (3.3)$$

Entonces se obtienen los elementos de la matriz de transmisión de (3.1) en (3.4).

$$\begin{cases} A = \frac{Z \cdot Y}{2} + 1 & B = Z \\ C = Y \left(\frac{Z \cdot Y}{4} + 1 \right) & D = \frac{Z \cdot Y}{2} + 1 \end{cases} \quad (3.4)$$

Luego, si se tiene un sistema que contiene más de una línea y cuyos parámetros no pueden ser debidamente representados por medio de un sistema unifilar, se debe utilizar una metodología que permita estimar las medidas en un punto del sistema a partir de las tensiones y corrientes tomadas en la subestación. Por ello se repite el procedimiento realizado para una sola línea pero para un sistema trifásico trifilar.

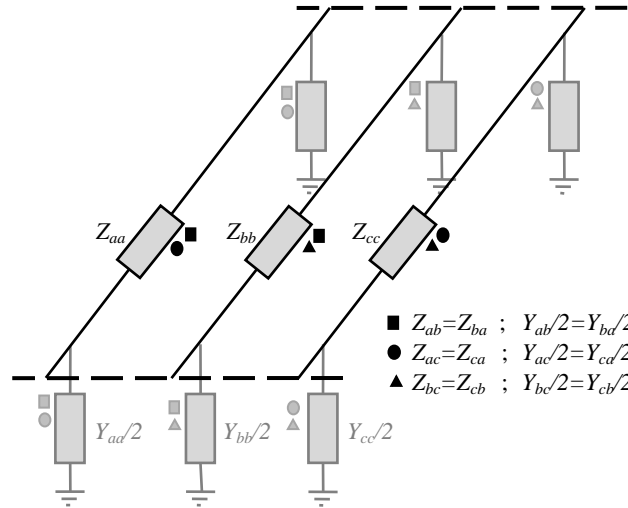


Figura 3.2. Sección de un alimentador en un sistema de distribución trifásico con acoples.

A partir de la Figura 3.2 se obtienen los parámetros de impedancia y admitancia de las líneas a lo largo del sistema eléctrico, tal como se muestra en (3.5).

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}, \quad [Y'] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Entonces se obtienen las corrientes que circulan a través de la impedancia concentrada de cada línea, comenzando por la línea a , de donde se obtiene (3.6).

$$\begin{aligned} I_{La} &= I_{Ra} + \frac{Y_{aa}}{2} V_{Ra} + \frac{Y_{ab}}{2} (V_{Ra} - V_{Rb}) + \frac{Y_{ac}}{2} (V_{Ra} - V_{Rc}) \\ &= I_{Ra} + \left(\frac{Y_{aa}}{2} + \frac{Y_{ab}}{2} + \frac{Y_{ac}}{2} \right) V_{Ra} - \frac{Y_{ab}}{2} V_{Rb} - \frac{Y_{ac}}{2} V_{Rc} \end{aligned} \quad (3.6)$$

De igual forma se obtienen las expresiones en (3.7) para las corrientes que circulan por la impedancia para las líneas b y c .

$$\begin{aligned} I_{Lb} &= I_{Rb} - \frac{Y_{ba}}{2} V_{Ra} + \left(\frac{Y_{ba}}{2} + \frac{Y_{bb}}{2} + \frac{Y_{bc}}{2} \right) V_{Rb} - \frac{Y_{bc}}{2} V_{Rc} \\ I_{Lc} &= I_{Rc} - \frac{Y_{ca}}{2} V_{Ra} - \frac{Y_{cb}}{2} V_{Rb} + \left(\frac{Y_{ca}}{2} + \frac{Y_{cb}}{2} + \frac{Y_{cc}}{2} \right) V_{Rc} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Luego se organizan las corrientes de línea en forma matricial, resultando la ecuación simplificada (3.8).

$$\begin{bmatrix} I_{La} \\ I_{Lb} \\ I_{Lc} \end{bmatrix} = [Y] \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

En (3.9) se redefine la matriz de admitancia.

$$[Y] \equiv \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} + Y_{ab} + Y_{ac} & -Y_{ab} & -Y_{ac} \\ -Y_{ba} & Y_{ba} + Y_{bb} + Y_{bc} & -Y_{bc} \\ -Y_{ca} & -Y_{cb} & Y_{ca} + Y_{cb} + Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Conocidas las corrientes I_L de cada línea, se encuentran las tensiones en el lado de envío por medio del sistema de ecuaciones (3.10).

$$\begin{aligned} V_{Sa} &= Z_{aa}I_{La} + Z_{ab}I_{Lb} + Z_{ac}I_{Lc} + V_{Ra} \\ V_{Sb} &= Z_{ba}I_{La} + Z_{bb}I_{Lb} + Z_{bc}I_{Lc} + V_{Rb} \\ V_{Sc} &= Z_{ca}I_{La} + Z_{cb}I_{Lb} + Z_{cc}I_{Lc} + V_{Rc} \end{aligned} \quad (3.10)$$

La ecuación (3.10) se arregla matricialmente como se presenta en (3.11) y se coloca en función de las variables de recibo en (3.12), utilizando la expresión (3.8).

$$\begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} = [Z] \begin{bmatrix} I_{La} \\ I_{Lb} \\ I_{Lc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} &= [Z] \left([Y] \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \right) + \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} \\ &= ([Z][Y] + [I]) \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + [Z] \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Donde $[I]$ corresponde a la matriz identidad. Para obtener una expresión más generalizada, (3.12) se reescribe como en (3.13), donde se obtiene un sistema de 3 ecuaciones con 6 incógnitas.

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} = [[Z][Y] + [I]] \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + [Z] \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Luego, para conocer el valor de las corrientes de envío, éstas se estiman en función de las variables de recibo en (3.14).

$$\begin{aligned} I_{Sa} &= I_{La} + \frac{Y_{aa}}{2} V_{Sa} + \frac{Y_{ab}}{2} (V_{Sa} - V_{Sb}) + \frac{Y_{ac}}{2} (V_{Sa} - V_{Sc}) \\ &= I_{La} + \left(\frac{Y_{aa}}{2} + \frac{Y_{ab}}{2} + \frac{Y_{ac}}{2} \right) V_{Sa} - \frac{Y_{ab}}{2} V_{Sb} - \frac{Y_{ac}}{2} V_{Sc} \end{aligned} \quad (3.14)$$

De igual forma, se obtiene (3.15) para las corrientes de envío por las líneas b y c .

$$\begin{aligned} I_{Sb} &= I_{Lb} - \frac{Y_{ba}}{2} V_{Sa} + \left(\frac{Y_{ba}}{2} + \frac{Y_{bb}}{2} + \frac{Y_{bc}}{2} \right) V_{Sb} - \frac{Y_{bc}}{2} V_{Sc} \\ I_{Sc} &= I_{Lc} - \frac{Y_{ca}}{2} V_{Sa} - \frac{Y_{cb}}{2} V_{Sb} + \left(\frac{Y_{ca}}{2} + \frac{Y_{cb}}{2} + \frac{Y_{cc}}{2} \right) V_{Sc} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Luego se organizan las corrientes de envío en forma matricial en (3.16).

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} &= [Y] \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{La} \\ I_{Lb} \\ I_{Lc} \end{bmatrix} \\ &= [Y] \left(([Z][Y] + [I]) \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + [Z] \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \right) + [Y] \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \\ &= [Y](2[I] + [Z][Y]) \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix} + ([Y][Z] + [I]) \begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Finalmente se acomoda (3.16) de forma que resulte un único sistema, como el que se presenta en (3.17), el cual también es de 3 ecuaciones con 6 incógnitas.

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y](2[I] + [Z][Y]) & [Y][Z] + [I] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \\ I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Las ecuaciones (3.13) y (3.17) se integran en un solo sistema de ecuaciones como se muestra en (3.18), de modo que se obtenga un sistema de igual cantidad de ecuaciones e incógnitas.

$$\begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \\ I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z][Y] + [I] & [Z] \\ [Y](2[I] + [Z][Y]) & [Y][Z] + [I] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \\ I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

En resumen, (3.18) puede expresarse de forma simplificada como una matriz de transmisión $[A]$, $[B]$, $[C]$ y $[D]$, tal como se muestra en (3.19).

$$\begin{bmatrix} [V_{Sabc}] \\ [I_{Sabc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A] & [B] \\ [C] & [D] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [V_{Rabc}] \\ [I_{Rabc}] \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Donde:

$$\begin{aligned} [A] &= [Z][Y] + [I] & [B] &= [Z] \\ [C] &= [Y](2[I] + [Z][Y]) & [D] &= [Y][Z] + [I] \end{aligned} \quad (3.20)$$

De acuerdo a lo presentado en las ecuaciones (3.5)-(3.20), es posible desarrollar el procedimiento de forma más general, de modo que también se pueda incluir redes con neutro, líneas en doble circuito, el efecto de la tierra (corrección de Carson), entre otros.

Las expresiones (3.21)-(3.31) muestran un desarrollo generalizado para cualquier tipo de línea.

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix}, \quad [Y'] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$[Y'] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n Y_{1i} & -Y_{12} & \dots & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & \sum_{i=1}^n Y_{2i} & \dots & -Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \dots & \sum_{i=1}^n Y_{ni} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

A partir de las ecuaciones anteriores se obtiene la corriente que circula a través de la impedancia de cada línea como se muestra en (3.23)-(3.24).

$$I_{Li} = I_{Ri} + \left(\sum_{j=1}^n \frac{Y_{ij}}{2} \right) V_{Ri} - \left(\sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{Y_{ij}}{2} \right) V_{Rj} \quad (3.23)$$

$$[I_L] = [Y][V_R] + [I_R] \quad (3.24)$$

Luego, (3.25)-(3.27) presentan las tensiones en el nodo de envío en función de las tensiones y corrientes por fase en el nodo de recibo.

$$V_{Si} = \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_{Lj} + V_{Ri} \quad (3.25)$$

$$[V_S] = [Z][I_L] + [V_R] \quad (3.26)$$

$$\Rightarrow [V_S] = ([Z][Y] + [I])[V_R] + [Z][I_R] \quad (3.27)$$

De igual forma, en (3.28)-(3.30) se presentan las corrientes en el nodo de envío en función de las tensiones y corrientes por fase en el nodo de recibo.

$$I_{Si} = I_{Li} + \left(\sum_{j=1}^n \frac{Y_{ij}}{2} \right) V_{Si} - \left(\sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{Y_{ij}}{2} \right) V_{Sj} \quad (3.28)$$

$$[I_S] = [Y][V_S] + [I_L] \quad (3.29)$$

$$\Rightarrow [I_S] = [Y](2[I] + [Z][Y])[V_R] + ([Y][Z] + [I])[I_R] \quad (3.30)$$

Finalmente se obtiene (3.31), la cual es una expresión generalizada.

$$\therefore \begin{bmatrix} [V_S] \\ [I_S] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z][Y] + [I] & [Z] \\ [Y](2[I] + [Z][Y]) & [Y][Z] + [I] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_R] \\ [I_R] \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Donde los elementos de la matriz de transmisión son los mismos presentados en la ecuación (3.20). Nótese que las matrices resultantes $[A]$, $[B]$, $[C]$ y $[D]$ en (3.31) son todas cuadradas y de dimensión $n \times n$, por lo que puede ser necesario realizar una reducción de las

dimensiones de la matriz (técnica de reducción de Kron), tal como las realizadas en (ANDERSON, 1995) hasta obtener matrices cuadradas de 3x3.

3.2.2. Modelado de elementos serie

Una gran ventaja de utilizar este método para realizar un flujo de carga en un circuito radial, es la consideración de elementos conectados en serie a las líneas y que se encuentran en muchos de los sistemas de potencia actuales. Este es el caso de los capacitores, reactores, compensadores activos de potencia, reconectores, entre otros, y que puedan utilizarse para mejorar el servicio prestado a los usuarios de energía eléctrica.

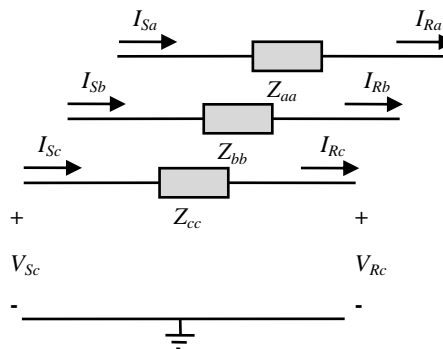


Figura 3.3. Diagrama de elementos conectados en serie al alimentador de la red de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, los elementos serie son aquellos que se someten a una diferencia de potencial entre sus terminales y cuya corriente de entrada es igual a la de salida (Figura 3.3). Para estos elementos ubicados a lo largo del sistema se tiene la misma representación general de (3.19), con los elementos matriciales que se presentan en (3.32).

$$\begin{aligned} [A] &= [I] & [B] &= [\Psi] \\ [C] &= [0] & [D] &= [I] \end{aligned} \quad (3.32)$$

Donde $[\Psi]$ es una matriz que contiene el modelo que representa la impedancia de cada elemento por separado, sea capacitor, inductor o algún otro dispositivo conectado a la red que requiera ser incluido, como los varistores de óxido-metal (MOVs), entre otros.

3.2.3. Modelado de elementos en derivación o “shunt”

El modelo de los elementos conectados en paralelo a las líneas es similar al caso presentado para los elementos conectados en serie, con la diferencia que estos últimos elementos están sometidos a un potencial de fase, el cual es igual tanto para el nodo de envío como de recibo (Figura 3.4).

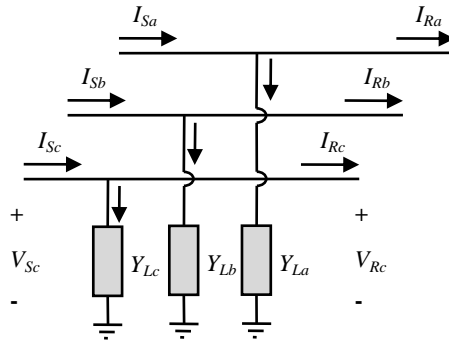


Figura 3.4. Diagrama de una carga conectada en paralelo al alimentador de la red de distribución.

En (3.33) se modela la variación de la corriente, cuando elementos de esta índole se encuentran conectados al radial bajo estudio.

A. Cargas puntuales

Los sistemas de distribución tienen cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas, conectadas tanto en delta como en estrella. De acuerdo a la conexión que exista entre líneas o con respecto a la referencia, sólo se altera el valor de la admitancia en la carga ubicada en el punto N de la red eléctrica, en otras palabras, el parámetro $[C]$ de la matriz de transmisión.

$$\begin{aligned} [A] &= [I] & [B] &= [0] \\ [C] &= [Y_{LN}] & [D] &= [I] \end{aligned} \quad (3.33)$$

Además de esto, si se desea incluir el modelo de carga dentro de la matriz $[C]$, es posible hacerlo mediante un modelo de carga como el que se presenta en (DAS, 1998) y (SRINIVASAN, y otros, 1989), de modo que la admitancia de carga vista en el nodo se representaría como se muestra en (3.34).

$$Y_{LNi} = \left(G_{Ni} \left| \frac{V_{fi}}{V_{pi}} \right|^{n_p-2} + jB_{Ni} \left| \frac{V_{fi}}{V_{pi}} \right|^{n_q-2} \right), \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.34)$$

Donde: Y_{LNi} es la admitancia de la carga puntual en la fase i del nodo N .

G_{Ni} es la constante proporcional de conductancia de la carga N en la fase i .

B_{Ni} es la constante proporcional de susceptancia de la carga N en la fase i .

V_{pi} y V_{fi} son respectivamente la tensión en la fase i del nodo N en pre-falla y durante la falla.

n_p y n_q son las constantes de respuesta para las componentes activa y reactiva de la carga respectivamente.

Si Y_{LNi} es obtenida a una tensión especificada (en este caso a la tensión de pre-falla o la nominal) y además n_p y n_q son conocidas, los valores de G_{Ni} y B_{Ni} pueden ser calculados. Luego, los valores de G_{Ni} y B_{Ni} pueden también ser utilizados para calcular Y_{LNi} ante cualquier otra tensión en N .

Los valores de n_p y n_q para los tres tipos de carga se presentan como sigue:

$$n_p = n_q = 0 \rightarrow \text{para carga de tipo potencia constante}$$

$$n_p = n_q = 1 \rightarrow \text{para carga de tipo corriente constante}$$

$$n_p = n_q = 2 \rightarrow \text{para carga de tipo impedancia (admitancia) constante}$$

En caso de ausencia de los valores exactos de las constantes n_p y n_q , estas pueden ser asumidas.

B. Radiales laterales

Uno de los mayores inconvenientes para localizar fallas en un sistema de distribución son todos los posibles caminos que tiene la corriente que sale desde la subestación hacia un posible nodo en falla. En un circuito como el de la Figura 3.5, para conocer los valores de tensión y corriente en el punto de falla, es necesario determinar el valor de la admitancia equivalente de todos los radiales laterales equivalentes vistos por el radial analizado (BEDOYA, 2010), (BEDOYA, y otros, 2011).

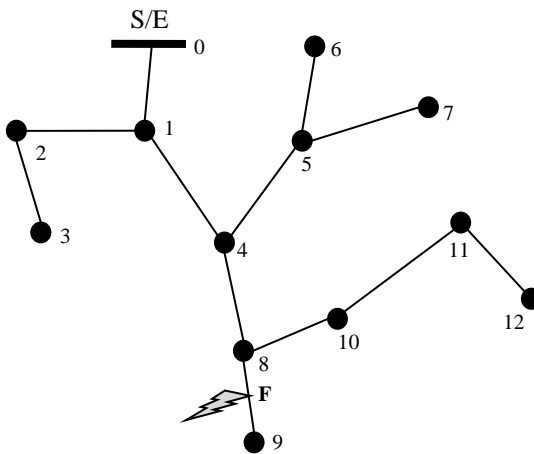


Figura 3.5. Generalización de un sistema de distribución de energía eléctrica de configuración radial en estado de falla.

Por ejemplo, en caso de una falla ubicada en el tramo comprendido entre los nodos 8 y 9 de la Figura 3.5, se requiere conocer la admitancia equivalente vista por el radial (0-1-4-8-9)

en cada uno de sus nodos; esto es, se requiere de la admitancia vista por este radial en los nodos 1, 4 y 8. De (BEDOYA, y otros, 2012) se tiene la ecuación (3.34), la cual presenta como se obtiene la admitancia equivalente por el radial ubicado en el nodo N a partir de información de los parámetros del sistema aguas abajo del mismo.

$$[C] = [Y_N^{eq}] = [Y_N] + ([Z_N] + [Y_{N+1}]^{-1})^{-1} \quad (3.34)$$

Donde: $[Y_N^{eq}]$ es la admitancia equivalente de las cargas y los tramos laterales en el punto N .

$[Y_N]$ es la matriz de admitancia de los otros tramos ubicados en el nodo N .

$[Z_N]$ es la matriz de impedancias de la línea comprendidas entre los nodos N y $N+1$.

$[Y_{N+1}]$ es la matriz de admitancia equivalente en el punto $N+1$.

Para un nodo cualquiera “ N ” en el que se encuentren simultáneamente cargas laterales puntuales y radiales equivalentes, la matriz $[C]$ es igual a la suma de ambas matrices de admitancia.

$$[C] = [Y_{LN}] + [Y_N^{eq}] \quad (3.35)$$

Una técnica similar es utilizada por (SALIM, y otros, 2011) para determinar la corriente que fluye hacia el circuito aguas abajo del punto de falla.

3.2.4. Modelado de transformadores trifásicos

Los transformadores son elementos conectados en cascada con las líneas del sistema de distribución, cuyo acople al sistema causa variaciones en tensión y corriente. Por esta razón deben tener un tratamiento un poco diferente al presentado hasta ahora para los demás elementos. En (CHOQUE, y otros, 2009) y (WANG, y otros, 2004) se presenta un modelo generalizado en matrices de admitancias, el cual se muestra en (3.36) para las diferentes conexiones de transformadores.

$$\begin{bmatrix} [I_{Sabc}] \\ [I_{Rabc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{pp}] & [Y_{ps}] \\ [Y_{sp}] & [Y_{ss}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [V_{Sabc}] \\ [V_{Rabc}] \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Donde $[Y_{trafo}] = [[Y_{pp}] [Y_{ps}]; [Y_{sp}] [Y_{ss}]]$ se puede convertir a una matriz de transmisión que relaciona los mismos elementos como se muestra en (3.37). Los subíndices p y s de las matrices indican primario y secundario respectivamente.

$$\begin{aligned}
 [A] &= -[Y_{sp}]^{-1}[Y_{ss}] & [B] &= [Y_{sp}]^{-1} \\
 [C] &= [Y_{ps}] - [Y_{pp}][Y_{sp}]^{-1}[Y_{ss}] & [D] &= [Y_{pp}][Y_{sp}]^{-1}
 \end{aligned}
 \tag{3.37}$$

Al igual que en los modelos presentados en las secciones anteriores, se muestra el caso de sistemas trifilares donde las submatrices $[A]$, $[B]$, $[C]$ y $[D]$ son de dimensión 3×3 .

En las ecuaciones (3.38)-(3.40) se tiene las matrices $[YI]$, $[YII]$ y $[YIII]$, las cuales generalizan las conexiones más comunes para transformadores trifásicos reductores y elevadores, como se muestra en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2, respectivamente.

$$[YI] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot y_t \tag{3.38}$$

$$[YII] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot y_t \tag{3.39}$$

$$[YIII] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot y_t \tag{3.40}$$

Donde y_t es la admitancia de dispersión del transformador en p.u.

Conexión		Admitancia Propia		Admitancia Mutua	
Prim.	Secun.	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
Yg	Yg	YI	YI	$-YI$	$-YI$
Yg	Y	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Yg	Δ	YI	YII	$YIII$	$YIII^t$
Y	Yg	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Y	Y	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Y	Δ	YII	YII	$YIII$	$YIII^t$
Δ	Yg	YII	YI	$YIII$	$YIII^t$
Δ	Y	YII	YII	$YIII$	$YIII^t$
Δ	Δ	YII	YII	$-YII$	$-YII$

Tabla 3.1. Submatrices para la conexión de transformadores reductores.

Conexión		Admitancia Propia		Admitancia Mutua	
Prim.	Secun.	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
Yg	Yg	YI	YI	$-YI$	$-YI$
Yg	Y	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Yg	Δ	YI	YII	$YIII^t$	$YIII$
Y	Yg	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Y	Y	YII	YII	$-YII$	$-YII$
Y	Δ	YII	YII	$YIII^t$	$YIII$
Δ	Yg	YII	YI	$YIII^t$	$YIII$
Δ	Y	YII	YII	$YIII^t$	$YIII$
Δ	Δ	YII	YII	$-YII$	$-YII$

Tabla 3.2. Submatrices para la conexión de transformadores elevadores.

Finalmente, en el anexo de (CHOQUE, y otros, 2009) se describe el proceso para la determinación de la matriz de admitancia para cualquier conexión de bancos de transformadores con taps en ambos lados.

3.3. Método de barrido propuesto

Debido a que en la práctica, los valores conocidos de tensión y corriente por fase siempre se encuentran en la cabecera del circuito, se requiere de una expresión que permita obtener información de esos mismos valores por fase pero en el tramo de falla. Para ello, es necesario modelar cada tramo de línea, elemento serie, nodo de carga o transformador del circuito a una forma de matriz $[A]$, $[B]$, $[C]$ y $[D]$ como en la ecuación (3.41).

$$\begin{bmatrix} [V_{Ri_abc}] \\ [I_{Ri_abc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_i] & [B_i] \\ [C_i] & [D_i] \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [V_{Si_abc}] \\ [I_{Si_abc}] \end{bmatrix}, \forall i = 1, 2, \dots, \# \text{tramos} \quad (3.41)$$

Partiendo del hecho que se conocen los parámetros de cualquier sistema eléctrico, como las matrices de impedancia y de susceptancia por tramo de línea (ecuaciones (3.20), (3.32), (3.33) y (3.37)), es posible obtener las tensiones y corrientes de cualquier sección del sistema eléctrico sólo con conocer las tensiones y corrientes en uno de los tramos. Esto resulta muy útil para el caso de los sistemas de distribución de energía en estado de falla, pues no es necesario realizar un flujo de carga trifásico cuando ocurre un evento de esta naturaleza, además que esto sería inútil sin el conocimiento pleno del valor de la impedancia de falla y de su ubicación en el sistema.

$$\begin{bmatrix} [V_{RN}] \\ [I_{RN}] \end{bmatrix} = \left(\prod_{i=1}^N \begin{bmatrix} [A_i] & [B_i] \\ [C_i] & [D_i] \end{bmatrix} \right)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [V_{S/E}] \\ [I_{S/E}] \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Además, y considerando que todos los elementos en el sistema de distribución se encuentran conectados en cascada, de acuerdo al modelado presentado en la Sección 3.2, la ecuación (3.42) permite encontrar los valores de tensión y corriente por fase para cualquier punto del sistema.

Para utilizar estas expresiones en un método de localización de falla cualquiera, sólo hay que aplicarlas tramo a tramo hasta llegar a la sección en estado de falla estimado por el método de localización.

3.4. Ventajas y desventajas del método propuesto

Como principales características del método aquí propuesto se pueden mencionar su fácil implementación en un sistema radial que contenga cargas puntuales con diferentes modelos, la posibilidad de incluir elementos en cascada como los transformadores reguladores, la posibilidad de incluir el efecto de la tierra o conductores de neutro y la inserción de la rama capacitiva en las líneas, lo cual es una ventaja sobre todo para los escenarios de alta impedancia de carga (o baja cargabilidad del sistema).

En contraste se tiene que este método al igual que sus antecesores, requiere de un conocimiento exacto del estado de las cargas instaladas a lo largo de la red eléctrica, pero este defecto puede ser mitigado mediante la aplicación de modelos probabilísticos de las cargas para cada hora del día y cada día de la semana; de esta forma se puede estimar con una menor incertidumbre las admitancias equivalentes en el radial analizado en el momento de la falla.

3.5. Conclusiones

En este capítulo se presenta un método que permite estimar de forma aproximada las tensiones y corrientes en el tramo de falla, utilizando sólo los valores de impedancia serie y admitancia paralelo de todo el sistema y las mediciones por fase en la cabecera del circuito. Además, permite tener una mejor estimación de todo el sistema en caso de una falla en cualquier parte del circuito a partir del conocimiento del punto de operación, lo que permite reducir los errores en la estimación del punto de falla.

Este método resulta ser muy útil para mejorar el desempeño de las diferentes técnicas de localización de fallas paralelas, ya que no requiere información de lo que hay conectado aguas abajo del punto de falla para una adecuada localización. La mayor diferencia de los métodos de barrido con respecto al método propuesto, es que los primeros requieren información completa de todo el sistema para conocer el punto de operación del mismo, es decir que para conocer las tensiones y corrientes en cualquier punto del sistema radial, se requiere de un barrido exhaustivo que además de requerir los valores de carga, necesita información exacta de la localización y de la impedancia de falla.

A partir de esto, se presenta un método de solución de flujo de carga radial en un sistema del cual se tiene información de las tensiones y corrientes en la subestación del circuito, y que además no requiere de un proceso iterativo tramo a tramo. Todo esto se reduce a una mayor eficiencia en el tiempo de cómputo y en el uso de memoria, lo que implica rapidez en la restauración del servicio, es decir que finalmente, una adecuada localización del punto de falla permite mejorar los índices de continuidad en los sistemas de potencia al reducir los tiempos de interrupción del servicio de energía eléctrica.

4. Método de localización de fallas paralelas en sistemas de distribución radiales con generación distribuida

4.1. Introducción

La continuidad del suministro eléctrico es parte esencial de la calidad de la energía eléctrica en sistemas de distribución y éste se relaciona estrechamente con la detección y la localización de fallas permanentes en la red. Por esto, la importancia de la búsqueda de metodologías que permitan estimar de forma precisa el lugar de ocurrencia de una falla en un sistema de potencia radial.

Dadas las medidas que adoptan los diferentes entes encargados de regular el servicio eléctrico para cada país y considerando que las empresas encargadas de prestar este servicio están trabajando en la reducción de los índices de discontinuidad de sus respectivos sistemas, la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica son un tópico de mucha importancia para este fin. La buena calidad del servicio de energía es fundamental para atender la demanda al restaurar el sistema en menor tiempo después de una interrupción por un evento de falla.

Para el caso colombiano, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su resolución 097 de 2008 (CREG, 2008), establece los parámetros de medición de calidad del servicio de energía para los Sistemas de Distribución Local (SDL) a partir de dos indicadores base, el IRAD y el ITAD. Con la localización oportuna de fallas permanentes en el sistema, es posible reducir no solo los tiempos de interrupción sino también, el número de eventos de falla, mediante la adecuada programación de mantenimiento preventivo en puntos críticos de su sistema.

El método que se presenta en este capítulo permite estimar el punto de falla a partir de las mediciones en la cabecera del circuito de los valores fundamentales de tensión y corriente por fase, además del conocimiento de los valores de impedancia y admitancia de los elementos del sistema hasta el punto de falla.

4.2. Aspectos metodológicos básicos

En (MORA, 2006) y (SAHA, y otros, 2010) se encuentra un amplio número de métodos y posibles estrategias que pueden ser implementadas en los sistemas de transmisión para la localización precisa del lugar de una falla. Esto es posible gracias a que estos sistemas

normalmente emplean medidas en ambos terminales, sus líneas presentan transposición, los desbalances de tensión en términos porcentuales son mínimos, además de tener información permanente del estado de los centros de generación y de consumo, lo que permite reducir la incertidumbre de las metodologías de localización al tener información más precisa del estado del sistema en todos los tramos de sus circuitos.

Para los sistemas de distribución típicos la realidad es muy diferente pues además de no incluir ninguno de los aspectos físicos listados anteriormente, se debe agregar la falta de información del estado de las cargas para cada situación que se requiera. Por lo tanto, las técnicas empleadas para localizar fallas en sistemas de transmisión no son útiles para los sistemas de distribución de energía eléctrica. A continuación se describe con mayor detalle algunos de estos aspectos y cómo éstos afectan la localización de fallas.

4.2.1. Capacitancia de las líneas

El modelo más utilizado para representar las redes de los sistemas de distribución es el modelo de línea corto, el cual consiste sólo en impedancias en serie que se conectan entre ellas tramo a tramo. Esta aproximación que despreja la admitancia paralelo de estas líneas es válida para el análisis en estado estable y cerca del punto de plena carga del sistema, pues en éstos, las longitudes de sus tramos son relativamente cortas.

Sin embargo, puede apreciarse como últimamente se considera el efecto capacitivo de las líneas cortas en los métodos de localización de fallas, pues en (SALIM, y otros, 2011), (SALIM, y otros, 2009), (MIRZAI, y otros, 2010) y (HOU, y otros, 2005), sus autores muestran cómo esta capacitancia puede ser de considerable atención cuando se trata de localizar una falla.

Además, en (KERSTING, 2002) se encuentra que no es recomendable desprejar el efecto capacitivo de una línea si ésta se encuentra ligeramente cargada o cuando se tienen tramos subterráneos, algo que es común en algunos sistemas de media tensión.

4.2.2. Redes no homogéneas

Las redes de los sistemas de distribución no son homogéneas, ya que generalmente presentan diferentes calibres de conductor en un mismo circuito (redes telescópicas). Según (MORALES, y otros, 2007), esto hace necesario el tener cuidado cuando se utilizan los métodos de localización que emplean distancias, puesto que la distancia a una falla no es equivalente a la proporción de línea. Adicionalmente, algunos sistemas presentan combinaciones de tramos aéreos y subterráneos que hacen más complicada la realización de cálculos en algunos métodos de localización clásicos. Otros métodos más recientes

incluyen este aspecto dándole un tratamiento particular a cada tramo de este tipo (MIRZAI, y otros, 2010). Otro aspecto importante es la posibilidad de encontrarse con tramos monofásicos, bifásicos o trifásicos, lo que en métodos como el presentado en (GIRGIS, y otros, 1993) se resuelve mediante la implementación de un procedimiento para el caso trifásico y otro para el caso de tramos monofásicos.

4.2.3. Desbalance del sistema

Muchos de los métodos de localización empleados en sistemas de transmisión utilizan componentes simétricas, lo cual es válido dado el balance que presentan los mismos. Para los sistemas de distribución también se encuentran muchas técnicas que emplean redes de secuencia para resolver el problema de la localización de la falla (NOVOSEL, y otros, 1998) y (DAS, 1998). Sin embargo esto no es adecuado, pues se requiere que el sistema esté perfectamente balanceado a lo largo de toda su red para que se generen tres impedancias de secuencia independientes y no existan componentes de secuencias mixtas que no permiten la realización de cálculos exactos. En (CHOI, y otros, 2004) y (PANESSO, y otros, 2012a) se observa como el emplear redes de secuencia para estimar la distancia de falla en sistemas de distribución no es adecuado, además de inducir a grandes errores en sistemas donde el desbalance es considerable.

4.2.4. Resistencia de falla

En sistemas de transmisión es común ignorar el efecto de la resistencia de falla y se utilizan los métodos de localización sin tener en cuenta efectos como el de la reactancia (WARRINGTON, 1968). Debido a que a mayor tensión las impedancias de las cargas son más altas, para el caso de los sistemas de distribución una falla de 40Ω , no se puede considerar como pequeña con respecto a la carga (MORA, 2006), por ello un elemento que incluyen en sus cálculos la mayoría de métodos de localización más recientes es el valor de la resistencia de falla.

4.2.5. Modelo de la carga

Como se observa en (MARÍN, 2012), uno de los parámetros que más afecta a los métodos de localización de fallas es la variación de la carga y esto incluye un modelado adecuado de la misma, mientras que en (HERRERA, 2013) se observa en detalle cuál es el comportamiento de los diferentes métodos de localización ante variaciones en el modelo de carga.

Sin embargo, es difícil conocer el modelo exacto de la carga en el instante de la falla, por lo que un análisis de sensibilidad de los métodos de localización considerando variaciones en

el modelo de la misma y un conocimiento previo del modelo *tipo* de cada carga puede contribuir a que un método sea más robusto.

4.3. Método de localización propuesto para mediciones en un solo terminal sin presencia de generación distribuida

Para estimar de forma precisa el punto de falla en un tramo de red se debe disponer de expresiones que permitan obtener las tensiones y corrientes en el nodo de envío. Estas expresiones a su vez, deben involucrar la mayor de cantidad de variables del sistema para tener un mejor desempeño del método de localización, por tanto, en el sistema de ecuaciones presentado en (4.1) y (4.3) se consideran los aspectos mencionados en la Sección 4.2.

$$\begin{aligned} [A_p] &= m^2[Z][Y] + [I] \\ [B_p] &= m[Z] \\ [C_p] &= m[Y](m^2[Z][Y] + 2[I]) \\ [D_p] &= m^2[Y][Z] + [I] \end{aligned} \tag{4.1}$$

Donde: m es la distancia a la falla en p.u.

$[Z]$ es la matriz de impedancia de la sección bajo falla en Ohms.

$[Y]$ es la matriz de admitancia de la sección bajo falla en Mhos.

$[I]$ es la matriz identidad de dimensión 3×3 .

De aquí que las ecuaciones matriciales presentadas en (4.1) y (4.3) consideran la longitud del tramo hasta el punto de falla F , es decir que este análisis es válido tanto antes como durante la falla. En resumen, estos sistemas de ecuaciones pueden expresarse de forma simplificada como una matriz de transmisión $[A_p]$, $[B_p]$, $[C_p]$ y $[D_p]$, como se presenta en (4.2), dónde ésta puede ser muy útil al momento de determinar la admitancia nodal de una carga en el instante de la falla aplicando las expresiones indicadas en el Apartado 3.2.3.

$$\begin{bmatrix} [V_{Sp_abc}] \\ [I_{Sp_abc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_p] & [B_p] \\ [C_p] & [D_p] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{Fp_abc}] \\ [I_{Fp_abc}] \end{bmatrix} \tag{4.2}$$

Además de lo descrito en los párrafos anteriores, cuando el tramo analizado experimenta un evento de falla, se debe involucrar el valor de la distancia a la falla m . Esta formulación se describe con mayor detalle en el Capítulo 2, la cual también se puede observar en (PANESSO, y otros, 2012b).

$$\begin{aligned}
 [A_f] &= m^2[Z][Y] + [I] \\
 [B_f] &= m[Z] \\
 [C_f] &= m[Y](m^2[Z][Y] + 2[I]) \\
 [D_f] &= m^2[Y][Z] + [I]
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

De este modo el cálculo de tensiones y corrientes hasta el punto de falla F se calcula mediante las matrices $[A_f]$, $[B_f]$, $[C_f]$ y $[D_f]$ de la expresión (4.4).

$$\begin{bmatrix} [V_{Sf_abc}] \\ [I_{Sf_abc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_f] & [B_f] \\ [C_f] & [D_f] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{Ff_abc}] \\ [I_{Ff_abc}] \end{bmatrix}
 \tag{4.4}$$

En (4.2) y (4.4) se tiene un sistema de 6 ecuaciones con 7 incógnitas, por lo que se hace necesaria la búsqueda de un procedimiento que permita estimar el valor de m de la mejor forma. Este procedimiento se describe con mayor detalle en la Sección 4.5. En todo caso, para que sea más precisa la obtención del valor de m , se parte de los procedimientos especificados en el Apartado 4.3.1 hasta el Apartado 4.3.4, para generar un nuevo conjunto de ecuaciones para cada tipo de falla, tal que ayuden a reducir la incertidumbre en la búsqueda de la distancia de falla. Puede observarse que los valores de tensión y corriente para cada fase están en función de la distancia a la falla.

Como puede notarse, en el método de localización desarrollado en este capítulo se utilizan expresiones que relacionan las tensiones y corrientes en la barra de envío (S), recibo (R) y en el punto de falla (F) en valores de fase, por lo que requiere una conversión a redes de secuencia de los valores en el punto F para calcular la distancia m de acuerdo al tipo de falla. Por tanto se debe tomar una referencia de fase diferente para cada tipo de falla (DAS, 1998), como se muestra en la Tabla 4.1.

Referencia Fase a	Referencia Fase b	Referencia Fase c
falla <i>a-g</i>	falla <i>b-g</i>	falla <i>c-g</i>
falla <i>b-c</i>	falla <i>c-a</i>	falla <i>a-b</i>
falla <i>b-c-g</i>	falla <i>c-a-g</i>	falla <i>a-b-g</i>
falla <i>a-b-c</i>		

Tabla 4.1. Selección de la fase de referencia de acuerdo al tipo de falla.

De la ecuación (4.4) se obtienen los valores de tensión y corriente en el punto de falla ($[V_{Ff_abc}]$ e $[I_{Ff_abc}]$) y se transforman a valores en redes de secuencia o componentes simétricas empleando (4.5).

$$\begin{bmatrix} [V_{Ff_012}] \\ [I_{Ff_012}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [T]^{-1} & [0] \\ [0] & [T]^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{Ff_abc}] \\ [I_{Ff_abc}] \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Donde: $[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$, $a=e^{j \times 2\pi/3}$, para la fase a como referencia.

A continuación se muestra cómo se puede obtener una expresión que permita computar la distancia a la falla con base a las tensiones y corrientes en el punto F, para los cuatro tipos de fallas consideradas en esta investigación.

4.3.1. Falla monofásica a tierra

Los tensiones y corrientes en el punto de falla se calculan por medio de las expresiones que se muestran en (PANESSO, y otros, 2012b). Allí se desarrolla una representación matricial de los parámetros transmisión de los diferentes tramos del sistema, permitiendo determinar las tensiones y corrientes en cualquier punto del sistema con base en las medidas disponibles en la subestación, de esta forma se calculan las tensiones y corrientes en el nodo de envío S de un tamo específico durante la falla.

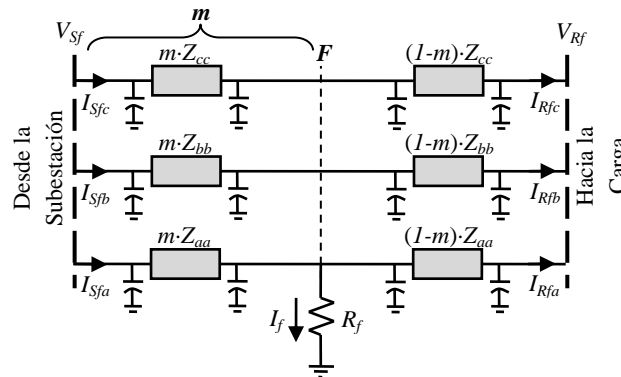


Figura 4.1. Diagrama para falla monofásica a tierra.

Luego de calcular la tensión y la corriente en el nodo de envío, se procede a obtener la corriente que alimenta a la carga, por medio de la carga acumulada hasta ese punto del sistema, la corriente que circula por la resistencia de falla se calcula por la expresión (4.6). Esta expresión se obtiene de la suma de corrientes en el punto de falla de la Figura 4.1 utilizando las fases involucradas en el disturbio eléctrico. Esta expresión contiene la corriente hacia la falla desde la barra de envío $[I_{Sff}]$, la corriente que fluye por la resistencia de falla $[I_f]$ y la corriente que sale hacia la carga desde la barra fallada $[I_{FRf}]$.

$$[I_f] = [I_{SFf}] - [I_{FRf}] \quad (4.6)$$

Para obtener la corriente que proviene desde la barra S hacia la falla, se sigue el procedimiento establecido en la expresión (4.4), tal como se muestra en (4.7).

$$\begin{bmatrix} [V_{Ff_abc}] \\ [I_{SFf_abc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_f] & [B_f] \\ [C_f] & [D_f] \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [V_{Sf_abc}] \\ [I_{Sf_abc}] \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Luego, para obtener la corriente que fluye hacia la carga desde la barra fallada, es necesario estimar la impedancia de carga vista desde el nodo R del sistema de potencia y para esto se asume el sistema en estado de pre-falla. A partir de las tensiones y corrientes en la sección analizada se estima la impedancia de carga como se muestra en (4.8).

$$\begin{aligned} Z_{Ra} &= \frac{V_{Rp_a} - (Z_{aa} \cdot I_{Rp_a} + Z_{ab} \cdot I_{Rp_b} + Z_{ac} \cdot I_{Rp_c})}{I_{Rp_a}} \\ Z_{Rb} &= \frac{V_{Rp_b} - (Z_{ba} \cdot I_{Rp_a} + Z_{bb} \cdot I_{Rp_b} + Z_{bc} \cdot I_{Rp_c})}{I_{Rp_b}} \\ Z_{Rc} &= \frac{V_{Rp_c} - (Z_{ca} \cdot I_{Rp_a} + Z_{cb} \cdot I_{Rp_b} + Z_{cc} \cdot I_{Rp_c})}{I_{Rp_c}} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Entonces, la matriz de impedancia de carga vista desde la barra R se define en (4.9).

$$[Z_{Rp}] = \begin{bmatrix} Z_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{Rc} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Como la corriente $[I_{FRf_abc}]$ depende de la distancia de falla, la impedancia de carga y de la tensión en el punto de falla estimado, ésta se calcula utilizando la ecuación matricial (4.10).

$$[I_{FRf_abc}] = \left[(1 - m)[Z] + [Z_{Rp}] \right]^{-1} \cdot [V_{Ff_abc}] \quad (4.10)$$

Donde: $[Z]$ es la matriz de impedancia serie de la línea en el tramo SR.

$[V_{Ff_abc}]$ es la tensión de falla en el punto F.

$[I_{FRf_abc}]$ es la corriente de carga en estado de falla.

Tomando las cantidades anteriormente calculadas y llevadas a redes de secuencia en el punto de falla (ANDERSON, 1995), se plantea la expresión (4.11), en la que se toma una

referencia de acuerdo con la Tabla 4.1. Allí se involucra la tensión y la corriente de falla que para el caso monofásico son valores de secuencia cero.

$$X_f = \text{imag} \left\{ \frac{V_{f0}}{I_{f0}} \right\} \quad (4.11)$$

Por último se estima la distancia de falla m , por medio de una relación entre la tensión y la corriente de falla, y se obtiene la mínima reactancia de falla, dado la naturaleza resistiva de la impedancia de falla. Este procedimiento se describe con mayor detalle en la Sección 4.5.

4.3.2. Falla bifásica

Realizando un análisis similar al caso monofásico, se obtiene las tensiones y corrientes en el nodo de envío del circuito de la Figura 4.2 durante la falla.

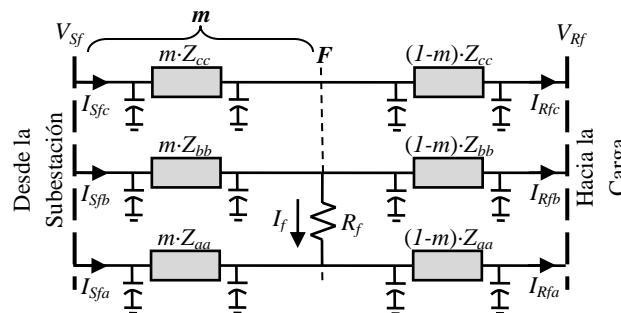


Figura 4.2. Diagrama para falla bifásica.

Se toma la referencia de acuerdo con la Tabla 4.1 y se procede llevar estas cantidades a redes de secuencia en el punto de falla llegando a una expresión tal como (4.12), en la que se involucran los valores de secuencia positiva y negativa.

$$X_f = \text{imag} \left\{ \frac{V_{f1} - V_{f2}}{I_{f1} - I_{f2}} \right\} \quad (4.12)$$

4.3.3. Falla bifásica a tierra

Se realiza un análisis similar al caso bifásico, primero se obtiene las tensiones y corrientes en el nodo de envío durante la falla, tal como se observa en la Figura 4.3.

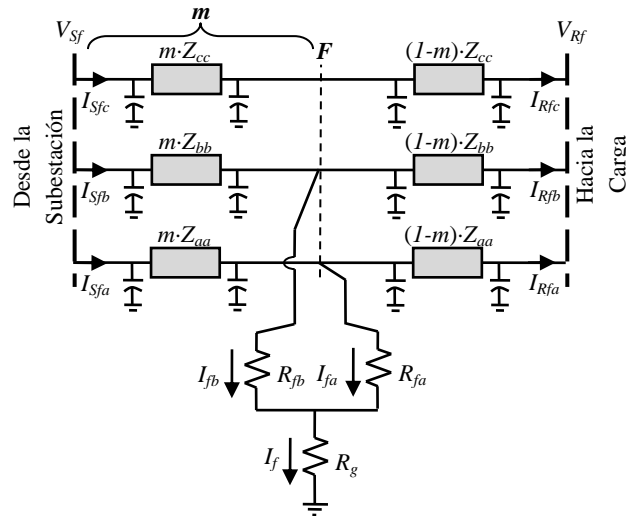


Figura 4.3. Diagrama para falla bifásica a tierra.

Se toma la referencia de acuerdo con la Tabla 4.1 y se procede a llevar estas cantidades a redes de secuencia en el punto de falla, llegando a una expresión tal como se presenta en (4.13), donde se involucran los valores de secuencia cero, positiva y negativa.

$$X_f = \text{imag} \left\{ \frac{(V_{f0} - V_{f1}) + (I_{f1} - I_{f0}) \frac{V_{f1} - V_{f2}}{I_{f1} - I_{f2}}}{3I_{f0}} \right\} \quad (4.13)$$

4.3.4. Falla trifásica

Por último, para una falla trifásica y realizando un procedimiento similar a los ya mencionados, se obtiene una expresión como (4.14), en la que se incluyen los valores de secuencia positiva.

$$X_f = \text{imag} \left\{ \frac{V_{f1}}{I_{f1}} \right\} \quad (4.14)$$

Esta expresión se obtiene del análisis realizado al tramo bajo falla de la Figura 4.4.

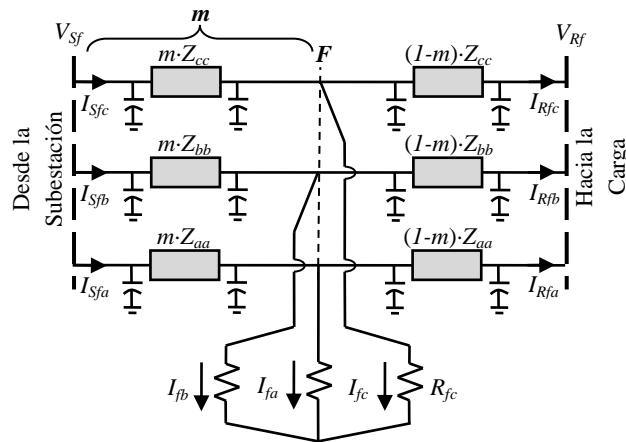


Figura 4.4. Diagrama para falla trifásica.

4.4. Método de localización propuesto con presencia de generadores distribuidos

En (BLACKBURN, y otros, 2006) se expresa que la configuración de los dispositivos de protección para una fase bajo falla dependerá de las características del sistema de potencia y de la fase a la cual el generador distribuido se encuentre conectado. Esto es importante para configurar el retardo de las protecciones y tengan una adecuada sensibilidad, considerando alimentaciones a la corriente de falla desde otras fuentes que puedan estar conectadas a la línea y así determinar adecuadamente la detección y localización de una falla en cualquier tramo de la red eléctrica.

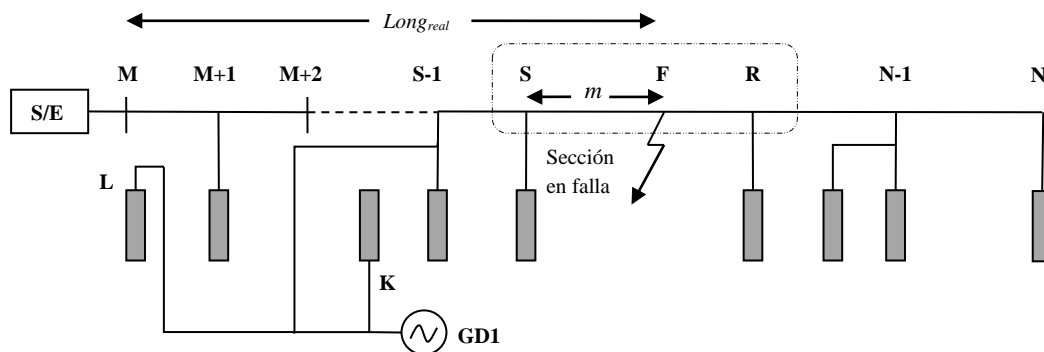


Figura 4.5. Efecto Infeed en el modelo generalizado del sistema de distribución de la Figura 2.8 con una fuente de generación ubicada antes de la falla.

Cuando el sistema eléctrico tiene una configuración compleja donde existen varias fuentes interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto conocido como “efecto infeed” como el que se muestra en la Figura 4.5. Este efecto causa un incremento en el valor de la corriente hacia la impedancia vista por el relé en la barra M

donde se encuentran los medidores para fallas más allá de una barra en común (S-1), con lo cual el relé ve las fallas más allá de su ubicación real F.

4.4.1. Para mediciones en un solo terminal

En este capítulo se hace hincapié en la estrategia que se debe seguir en caso de tener más de un elemento aportando energía a la falla y cuyas mediciones coincidan en el mismo terminal de un determinado tramo de la red eléctrica. Se puede observar que este caso es similar a contar con una sola fuente aportando corriente a la falla y considerando que la corriente que ahora circula por la barra de envío es la suma fasorial de la corriente suministrada por ambas fuentes de energía.

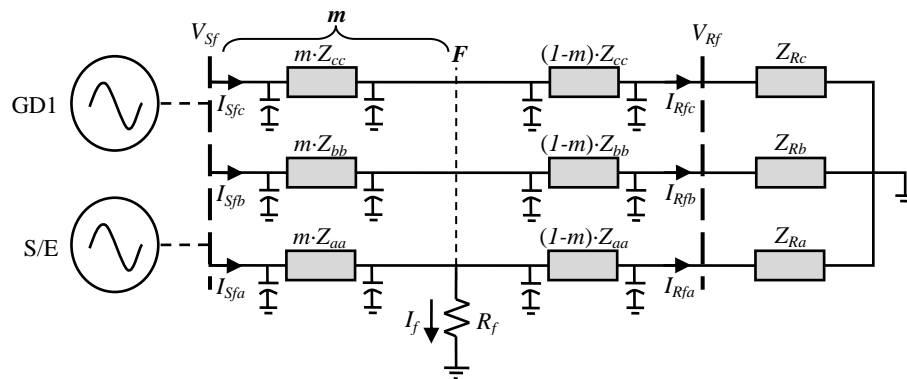


Figura 4.6. Diagrama para falla monofásica a tierra considerando la fuente GD1.

De lo anterior y con base al diagrama circuital de la Figura 4.6 se obtiene la ecuación (4.15), para el caso en el que coinciden las mediciones tanto de la subestación como de la central distribuida en el mismo terminal de la sección bajo falla.

$$\begin{aligned} [V_{sf}] &= [V_{sf_S/E}] = [V_{sf_GD1}] \\ [I_{sf}] &= [I_{sf_S/E}] + [I_{sf_GD1}] \end{aligned} \quad (4.15)$$

Luego estas tensiones y corrientes son utilizadas en las expresiones de la Sección 4.3 para estimar el punto de falla en el sistema de distribución de energía.

4.4.2. Para mediciones en ambos terminales

En este caso se tiene que la falla es alimentada por corrientes desde ambos terminales de la sección analizada, tal como se muestra en la Figura 4.7, por lo que ahora se hace necesario realizar una ligera modificación a las consideraciones planteadas hasta esta sección requiriendo de una visión más detallada del tramo bajo falla.

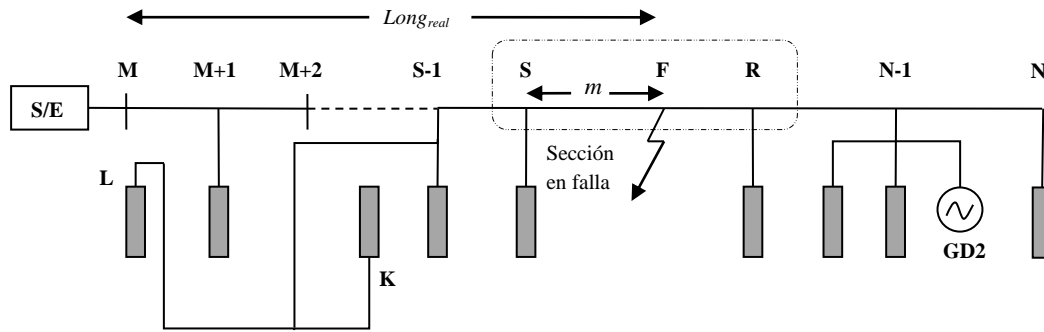


Figura 4.7. Modelo generalizado del sistema de distribución de la Figura 2.8 con una fuente de generación ubicada después de la falla.

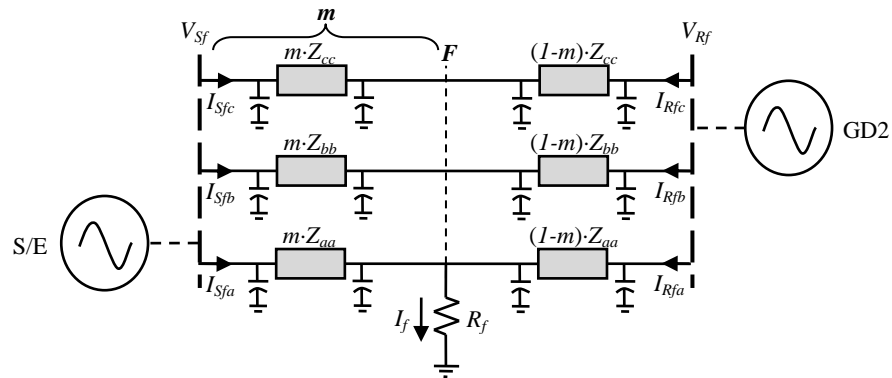


Figura 4.8. Diagrama para falla monofásica a tierra considerando la fuente GD2.

Luego, de la Figura 4.8 se tiene las expresiones en (4.16).

$$\begin{aligned}
 [V_{Sf}] &= [V_{Sf_S/E}] \\
 [V_{Rf}] &= [V_{Rf_GD2}] \\
 [I_{Sf}] &= [I_{Sf_S/E}] \\
 [I_{Rf}] &= [I_{Rf_GD2}]
 \end{aligned}
 \tag{4.16}$$

Puede observarse como la corriente no fluye desde la barra de falla hacia la carga sino en sentido contrario, debido al aporte de energía de la central de generación distribuida ubicada aguas abajo del punto de falla, por lo que la ecuación (4.10) se reemplaza por el vector columna $[I_{Rf}]$, dando lugar a la expresión (4.17). Finalmente se aplica el procedimiento de la Sección 4.3 tal como allí aparece.

$$[I_{FRf}] = -[I_{Rf}]
 \tag{4.17}$$

Con esto se tiene un procedimiento completo para la localización de falla en alimentadores primarios de un sistema de distribución radial que tenga o no generación distribuida.

4.5. Cálculo de la mínima reactancia de falla

Entonces ahora que se tiene una expresión para determinar la impedancia de falla a partir de la relación entre la tensión y la corriente en el punto F para cada tipo de falla.

$$Z_f(m) = R_f(m) + j \times X_f(m) \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} R_f(m) &= \text{real}\{Z_f(m)\} \\ X_f(m) &= \text{imag}\{Z_f(m)\} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Pero la resistencia de falla depende de las tensiones y corrientes por cada fase k en el punto F y a su vez éstas son funciones de m .

$$R_f(m) = \text{real}\left\{\frac{V_{f,k}(m)}{I_{f,k}(m)}\right\} \Leftrightarrow X_f(m) = X_{fmin} \quad (4.13)$$

Por tanto, la distancia a la falla se obtiene cuando el valor absoluto de la parte imaginaria de (4.11) en (4.12) es mínima, tal como se muestra en (4.13), para lo cual se requiere iterar m para todos los posibles puntos del tramo. Esto puede representar muchas simulaciones y un gasto innecesario de tiempo de procesamiento, sobre todo para sistemas de gran tamaño.

Para reducir el número de iteraciones de m , es necesario aplicar una herramienta de minimización unidimensional que permita hacerlo de forma más eficiente y en menor tiempo (MARTÍN, y otros, 2008). Para este caso se procede a implementar el *método de búsqueda de la sección áurea* el cual recibe su nombre gracias a que la reducción se hace en proporción a un valor r (4.14), el cual es conocido como la “sección áurea”.

$$r = \frac{\sqrt{5} - 1}{2} \cong 0,618033988749895 \dots \quad (4.14)$$

En la Figura 4.9 se muestra cómo a partir de un intervalo definido (longitud del tramo) se busca el valor mínimo de una función (reactancia de falla) mediante la reducción del intervalo de búsqueda iteración a iteración.

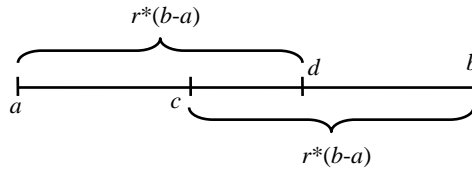


Figura 4.9. Sección áurea para un intervalo de operación [a,b].

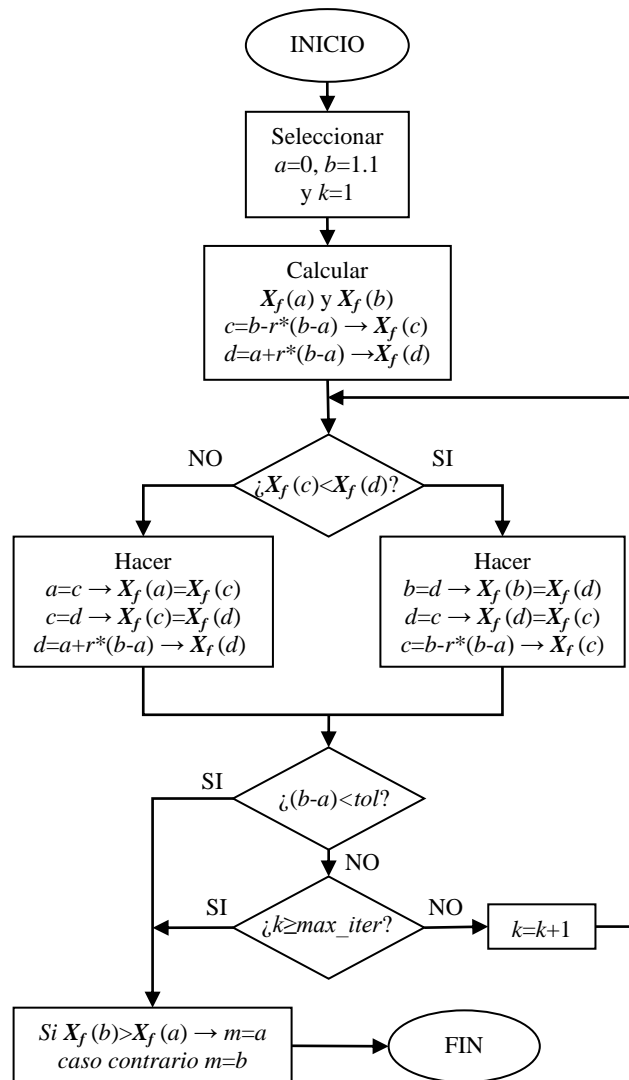


Figura 4.10. Algoritmo de búsqueda de m mediante la sección áurea para obtener $X_{f\min}$.

Para aplicar el método de búsqueda de la sección áurea en la metodología de localización propuesta, es necesario seguir los pasos que se describen en el siguiente algoritmo.

INICIO.

- i. Se toman los valores del fundamental de tensión y corriente por fase en la cabecera del circuito.

- ii. Se identifica el tipo de falla.
 - iii. Se selecciona la fase de referencia de acuerdo a la Tabla 4.1.
 - iv. Si existe generación distribuida, ir al paso v. Caso contrario, ir al paso vii.
 - v. Se identifican los nodos que contienen generación distribuida.
 - vi. Se toman los valores del fundamental de tensión y corriente por fase en los generadores distribuidos.
 - vii. Se modela el tramo a analizar de acuerdo al número de fases aplicando las expresiones en (4.3).
 - viii. Se actualizan los valores de tensión y corriente en los nodos de envío y recibo del tramo a analizar.
 - ix. Se implementa el algoritmo de la Figura 4.10.
 - x. Si $m > 1$, calcular los valores de tensión y corriente por fase en el nodo de recibo para el tramo analizado y pasar al siguiente tramo, luego volver al paso vii. Caso contrario, ir al paso xi.
 - xi. Imprimir la distancia a la falla m y la resistencia de falla R_f .
- FIN.

4.6. Conclusiones

En este capítulo se presenta un método que permite estimar de forma aproximada la distancia de falla en un radial específico del sistema de distribución ante un evento de falla permanente utilizando sólo los valores de impedancia serie y admitancia paralelo de las líneas, además de las mediciones por fase disponibles en la subestación y en los generadores distribuidos. Adicional a esto y con la ayuda del barrido presentado en el Capítulo 3, se involucra en el método las no homogeneidades presentes en las líneas, redes aéreas y subterráneas, los modelos de carga y los desbalances en las medidas.

Una de las mayores bondades del presente método es la posibilidad de aplicación en sistemas reales por medio de la estimación de la distancia a la falla partiendo de información disponible en la subestación, lo que permite reducir los tiempos de restauración en el servicio de energía luego de la acción de disparo de algún elemento de protección en la red aguas arriba de la falla. Además, no requiere información histórica de las fallas ocurridas en el mismo sistema, sino sólo conocer la topología actual de la red y un estimado de las cargas del sistema eléctrico.

Finalmente, una adecuada localización del punto de falla permite mejorar los tiempos de respuesta por parte del personal de mantenimiento de las empresas y a su vez los índices de continuidad en los sistemas de potencia al reducir los tiempos de interrupción del servicio de energía eléctrica.

5. Pruebas y análisis de resultados

5.1. Introducción

Con base en el análisis previo de los métodos estudiados en este trabajo, en este capítulo se presentan algunos resultados obtenidos para diferentes escenarios, en los que se pretende poner a prueba algunas características funcionales del método propuesto de localización de fallas incluyendo variaciones en el factor de carga y modelado de la misma, además de validar el desempeño del método cuando se integra un nodo de generación distribuida, y así evaluar su viabilidad para ser implementado en un sistema real.

El método se valida en una red aérea trifásica trifilar con algunos ramales monofásicos (Anexo A), donde se verifica la efectividad del método de localización frente a variaciones en los flujos por las líneas debido a la generación dentro del sistema y establecer un rango de precisión de la propuesta.

Por último, todos los errores presentados en este documento se expresan como error absoluto en la estimación de la falla, utilizando la ecuación que se presenta en (5.1). La principal ventaja de expresar los errores en esta forma es la comparación de la diferencia de distancias para todos los puntos del radial con respecto a la longitud total del mismo.

$$\%Error = \frac{Long_{real} - Long_{est}}{Long_{total}} \times 100\% \quad (5.1)$$

Donde $Long_{est}$ es la distancia estimada desde la subestación hasta la falla por el método de localización, mientras $Long_{real}$ es la distancia a la cual se simula el evento de falla medido desde la subestación y $Long_{total}$ es la longitud total del radial sobre el que realiza la prueba.

5.2. Adquisición de los datos de prueba

Para la adquisición de los datos de entrada para los diferentes circuitos simulados, es necesaria la utilización de herramientas de software como el ATPDraw y Matlab. El simulador ATPDraw permite realizar una simulación en régimen transitorio o estacionario de los circuitos modelados, ante cualquier evento presentado en el sistema de potencia. Por otro lado, Matlab es un software de ambiente amigable para implementar y probar algoritmos. También permite describir e implementar matemáticamente la técnica propuesta, además de ofrecer una visualización gráfica de los procesos.

Para el trabajo que se presenta, las señales de entrada de los métodos basados en el modelo son las tensiones y corrientes a frecuencia fundamental registradas en la subestación. Obtener esta información además de la caracterización de cada elemento, es muy fácil gracias a la utilización de la herramienta de variación automática de parámetros (*HVA_MBM*) presentada en la Figura 5.1, la cual contiene un simulador automático de fallas desarrollado por el grupo de Investigación en Calidad de la Energía Eléctrica y Estabilidad – ICE³, cuya interfaz se presenta en la Figura 5.2 (*simulacionRf*) sobre la plataforma GUI de Matlab.



Figura 5.1. Interfaz gráfica de la herramienta de variación automática de parámetros, ventana principal.



Figura 5.2. Interfaz gráfica de la herramienta de simulación automática de fallas.

En la Figura 5.3 se presenta la interfaz de la herramienta de variación automática de parámetros que permite la modificación aleatoria de cargas y parámetros del sistema con el fin de evaluar la robustez de los diferentes métodos de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.

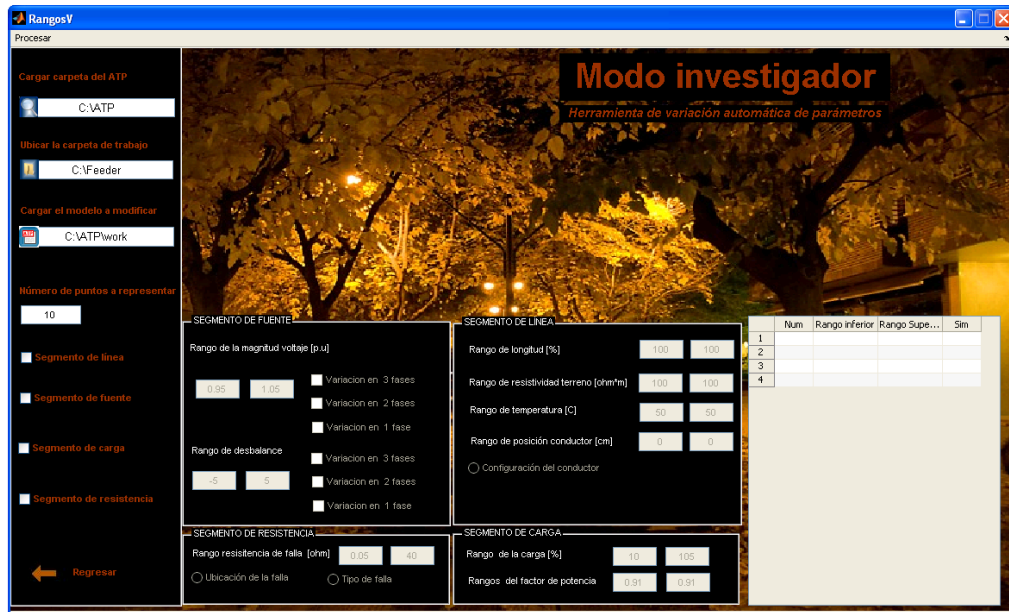


Figura 5.3. Interfaz gráfica de la herramienta de variación automática de parámetros, modo investigador.

5.3. Sistema eléctrico de pruebas

El sistema utilizado para las pruebas realizadas al método propuesto de localización de fallas paralelas es una modificación del sistema de 34 barras de la IEEE, la cual es una red de distribución de 24.9kV que se caracteriza por sus laterales monofásicos y trifásicos, además de la naturaleza de sus cargas que proporciona un desbalance notable en sus fases. Allí se observa el desempeño del método de localización frente a diferentes valores de resistencia de falla.

El circuito IEEE de 34 barras se obtiene de los “test feeders” del “Distribution System Analysis Subcommittee” del “Institute of Electrical and Electronics Engineers” (PES/IEEE, 2010). Este sistema de prueba presenta como característica adicional diferentes modelos de carga a lo largo del mismo como son impedancia, potencia y corriente constante.

El diagrama unifilar del sistema de prueba prototipo utilizado en el ATPDraw se muestra en la Figura 5.4. Como complemento, puede observarse el diagrama unifilar de este sistema de prueba en la Figura A.1. Las características físicas y los parámetros de los elementos que lo componen se presentan en detalle en el Anexo A.

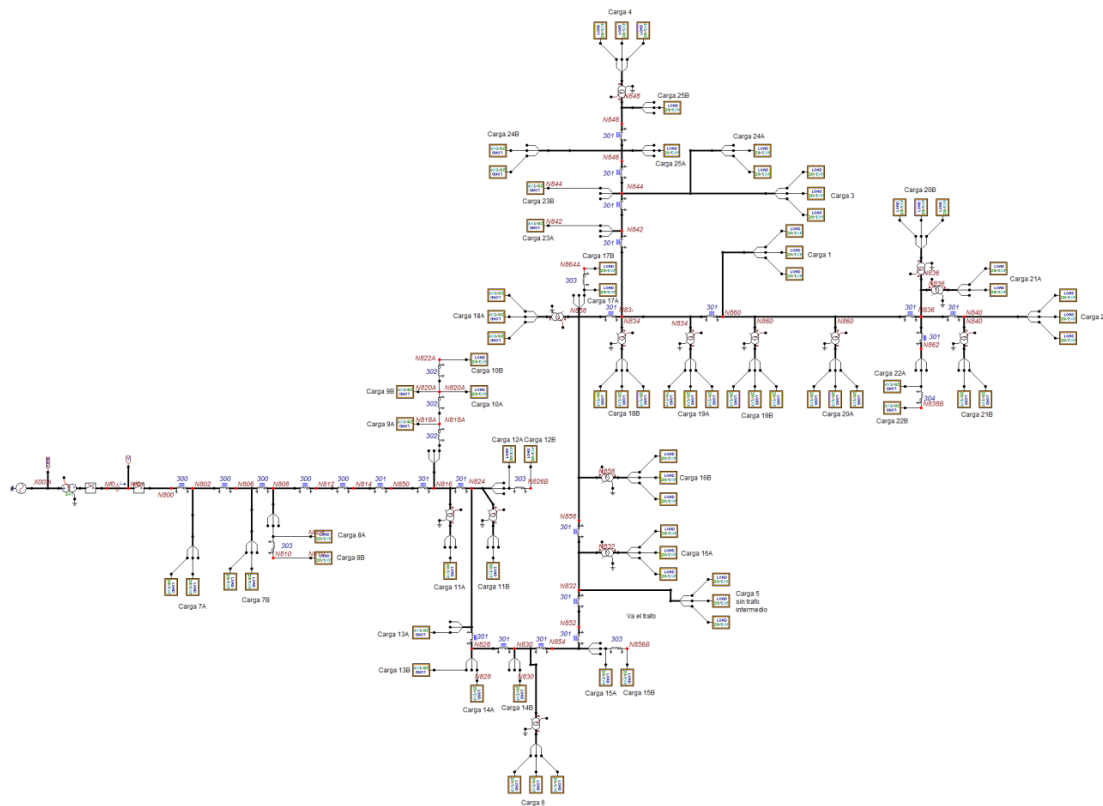


Figura 5.4. Sistema de prueba IEEE de 34 barras como es presentado por ATPDraw, para las cargas modeladas con la herramienta *Models*.

Para los múltiples análisis se tendrá en cuenta sólo el alimentador principal del sistema mostrado, el cual se compone de diecinueve nodos. Luego, se le adiciona generación distribuida en la barra N840 del alimentador principal de la Figura 5.4 y se simula para el sistema con y sin generación distribuida fallas paralelas de tipo monofásicas, bifásicas y trifásicas; cada una de estas para seis valores de resistencia de falla ($R_f = 0.5, 8, 16, 24, 32$ y 40Ω). Los gráficos de estimación de la distancia de falla presentados en este capítulo, muestran los resultados de los métodos de localización en todos los nodos del alimentador principal que va desde la subestación (N800) hasta la barra (N848).

5.4. Comparación de magnitudes y ángulos por fase para nodos en falla

Para verificar que esta propuesta de barrido unidireccional en sistemas eléctricos radiales es adecuada para la obtención de fasores de tensión y corriente por fase, en cualquier punto del sistema y ante un evento de falla, se simula una falla monofásica con resistencia de 10Ω entre la fase *a* y tierra (falla *a-g*) en todos los nodos a lo largo del radial principal del circuito de prueba. Luego, se obtienen los fasores de tensión y corriente para cada barra y

finalmente se realiza una comparación entre los valores de la simulación proporcionados por el ATPDraw y los calculados implementando el barrido propuesto. Los resultados de esta comparación para cargas del tipo impedancia constante se presentan en la Tabla 5.1 y la Tabla 5.2.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]
800	sim.	5,9830	-88,704	14,0779	-152,759	14,0129	87,604
800	calc.	5,9830	-88,704	14,0779	-152,759	14,0129	87,604
802	sim.	5,7619	-88,183	14,1715	-153,295	14,0518	88,167
802	calc.	5,7619	-88,170	14,1711	-153,294	14,0518	88,166
806	sim.	5,6223	-87,854	14,2319	-153,624	14,0754	88,522
806	calc.	5,6222	-87,836	14,2304	-153,623	14,0750	88,518
808	sim.	3,8633	-83,628	14,9843	-157,245	14,2693	92,852
808	calc.	3,8631	-83,348	14,9536	-157,257	14,2529	92,805
812	sim.	2,8260	-80,956	15,3112	-158,988	14,2229	95,199
812	calc.	2,8264	-80,304	15,2495	-159,026	14,1870	95,116
814	sim.	2,3283	-79,537	15,3566	-159,769	14,1104	96,209
814	calc.	2,3258	-78,484	15,2605	-159,853	14,0620	96,096
816	sim.	2,3229	-79,499	15,3558	-159,770	14,1073	96,220
816	calc.	2,3203	-78,442	15,2592	-159,855	14,0587	96,107
824	sim.	2,1557	-78,464	15,3215	-159,807	14,0093	96,548
824	calc.	2,3494	-70,984	15,1132	-159,783	13,9458	96,046
828	sim.	2,1429	-78,386	15,3195	-159,809	14,0011	96,574
828	calc.	2,3648	-71,520	15,2262	-159,579	13,9178	96,139
830	sim.	1,8730	-76,708	15,2427	-159,820	13,8018	97,103
830	calc.	2,0285	-70,100	15,1121	-159,706	13,7142	96,715
832	sim.	1,5210	-74,404	15,0145	-159,727	13,4496	97,735
832	calc.	1,5317	-69,737	14,8175	-159,787	13,3339	97,462
834	sim.	1,4427	-73,866	14,9363	-159,686	13,3518	97,867
834	calc.	1,4386	-69,404	14,7384	-159,768	13,2631	97,601
836	sim.	1,4078	-73,724	14,9484	-159,688	13,3400	97,947
836	calc.	1,2299	-74,247	14,7258	-159,217	13,1560	97,175
840	sim.	1,4015	-73,701	14,9522	-159,687	13,3386	97,961
840	calc.	1,3287	-73,896	14,9436	-159,968	13,1957	97,239
850	sim.	2,3282	-79,535	15,3566	-159,769	14,1103	96,209
850	calc.	2,3256	-78,482	15,2604	-159,853	14,0619	96,096
852	sim.	1,5210	-74,405	15,0146	-159,727	13,4497	97,735
852	calc.	1,5318	-69,737	14,8176	-159,787	13,3340	97,462
854	sim.	1,8670	-76,670	15,2401	-159,820	13,7969	97,114
854	calc.	2,0205	-70,076	15,1086	-159,708	13,7090	96,727
858	sim.	1,4842	-74,153	14,9793	-159,710	13,4044	97,799
858	calc.	1,4740	-69,905	14,7723	-159,801	13,2845	97,543
860	sim.	1,4276	-73,800	14,9402	-159,686	13,3451	97,903
860	calc.	1,2790	-74,237	14,7447	-159,194	13,1838	98,111

Tabla 5.1. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo impedancia constante.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]
800	sim.	613,627	-89,191	28,6548	-176,845	26,3905	56,197
800	calc.	613,627	-89,191	28,6548	-176,845	26,3905	56,197
802	sim.	591,170	-88,667	28,8831	-177,301	26,4028	56,562
802	calc.	591,170	-88,667	28,8833	-177,301	26,4025	56,563
806	sim.	576,994	-88,336	27,8916	-177,499	25,4491	56,679
806	calc.	576,994	-88,336	29,0246	-177,571	26,4077	56,777
808	sim.	398,458	-84,086	28,6683	179,249	24,5372	58,951
808	calc.	398,459	-84,086	30,9251	179,352	26,4563	58,977
812	sim.	293,276	-81,421	28,7348	177,159	24,6407	59,804
812	calc.	293,278	-81,421	30,9618	177,443	26,5582	59,760
814	sim.	242,903	-80,034	29,4813	175,978	24,7570	59,882
814	calc.	242,907	-80,034	31,6661	176,414	26,6733	59,831
816	sim.	242,351	-79,998	29,4885	175,971	24,7569	59,882
816	calc.	242,355	-79,997	31,6740	176,408	26,6728	59,832
824	sim.	223,643	-78,800	29,6284	175,568	24,6178	59,957
824	calc.	217,672	-79,351	31,8388	176,089	26,5628	59,936
828	sim.	222,346	-78,728	26,2921	175,458	24,3448	59,970
828	calc.	216,494	-79,271	28,7681	175,410	26,3138	60,024
830	sim.	195,123	-77,102	26,6892	174,960	24,1981	59,780
830	calc.	191,561	-77,540	29,0794	175,220	26,3113	59,919
832	sim.	158,950	-74,909	26,4676	173,045	23,2354	59,280
832	calc.	159,289	-75,174	29,4265	174,207	26,4180	59,659
834	sim.	150,622	-74,434	25,6631	172,103	22,2193	59,157
834	calc.	151,522	-74,639	29,0638	173,759	25,7703	59,601
836	sim.	141,736	-73,539	4,8358	-179,503	2,3135	50,460
836	calc.	143,763	-74,006	5,2457	178,182	2,3193	49,827
840	sim.	140,337	-73,628	1,4103	178,502	1,9491	50,227
840	calc.	141,757	-74,118	1,7021	177,750	1,9304	51,560
850	sim.	242,886	-80,033	29,4816	175,978	24,7570	59,883
850	calc.	242,890	-80,033	31,6663	176,414	26,6733	59,831
852	sim.	158,957	-74,910	26,4674	173,045	23,2354	59,279
852	calc.	159,296	-75,175	29,4264	174,207	26,4179	59,659
854	sim.	193,754	-77,049	26,0779	174,460	23,1669	59,776
854	calc.	191,010	-77,501	29,0872	175,214	26,3125	59,917
858	sim.	155,106	-74,692	26,0445	172,788	22,8112	59,008
858	calc.	155,939	-74,917	29,4898	174,134	26,4353	59,609
860	sim.	145,815	-73,876	7,7286	178,129	6,4272	58,005
860	calc.	145,193	-74,091	8,2496	178,105	6,2666	60,268

Tabla 5.2. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo impedancia constante.

Puede notarse que las diferencias entre los valores simulados y los calculados por la metodología propuesta para las magnitudes y ángulos en las diferentes tensiones y corrientes por fase son muy pequeñas. Esto muestra que con sólo conocer los parámetros del sistema y aprovechando las mediciones en la cabecera del circuito, es posible tener una

buena estimación del estado de las magnitudes del sistema en cualquiera de sus nodos partiendo del punto de operación del sistema en el instante de falla. Luego, se realiza la misma simulación para cargas de tipo corriente constante, los resultados de esta comparación se presentan en la Tabla 5.3 y la Tabla 5.4.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]
800	sim.	5,9622	1,314	14,0328	-62,987	13,9448	177,307
800	calc.	5,9622	1,314	14,0328	-62,987	13,9448	177,307
802	sim.	5,7411	1,842	14,1259	-63,509	13,9805	177,867
802	calc.	5,7411	1,855	14,1255	-63,508	13,9805	177,865
806	sim.	5,6015	2,175	14,1861	-63,830	14,0019	178,219
806	calc.	5,6015	2,194	14,1845	-63,829	14,0015	178,215
808	sim.	3,8398	6,253	14,8808	-67,449	14,1512	-177,503
808	calc.	3,8394	6,536	14,8497	-67,462	14,1344	-177,550
812	sim.	2,8010	8,953	15,2023	-69,118	14,0459	-175,211
812	calc.	2,8011	9,619	15,1389	-69,159	14,0095	-175,295
814	sim.	2,3025	10,387	15,2471	-69,855	13,8845	-174,242
814	calc.	2,2996	11,465	15,1485	-69,943	13,8354	-174,358
816	sim.	2,2971	10,425	15,2462	-69,855	13,8806	-174,231
816	calc.	2,2941	11,508	15,1472	-69,944	13,8313	-174,347
824	sim.	2,1294	11,478	15,2109	-69,869	13,7576	-173,911
824	calc.	2,3226	19,045	14,9999	-69,849	13,6938	-174,422
828	sim.	2,1167	11,557	15,2086	-69,869	13,7474	-173,886
828	calc.	2,3335	18,588	15,0963	-69,672	13,6672	-174,338
830	sim.	1,8461	13,279	15,1239	-69,847	13,4979	-173,373
830	calc.	1,9976	20,070	14,9762	-69,761	13,4123	-173,778
832	sim.	1,4942	15,647	14,8865	-69,699	13,0625	-172,757
832	calc.	1,4961	20,465	14,6705	-69,792	12,9429	-173,045
834	sim.	1,4160	16,204	14,8064	-69,642	12,9414	-172,627
834	calc.	1,5376	26,492	14,5217	-69,697	12,8409	-173,158
836	sim.	1,3816	16,345	14,8126	-69,644	12,9292	-172,552
836	calc.	2,3071	30,308	15,3094	-69,277	13,7245	-173,646
840	sim.	1,3755	16,366	14,8153	-69,644	12,9283	-172,540
840	calc.	2,3988	30,441	15,4941	-69,065	13,7653	-173,576
850	sim.	2,3024	10,388	15,2470	-69,855	13,8844	-174,242
850	calc.	2,2994	11,466	15,1485	-69,943	13,8352	-174,357
852	sim.	1,4942	15,646	14,8866	-69,699	13,0626	-172,757
852	calc.	1,4962	20,465	14,6706	-69,792	12,9431	-173,045
854	sim.	1,8401	13,317	15,1212	-69,846	13,4919	-173,363
854	calc.	1,9896	20,095	14,9726	-69,763	13,4058	-173,766
858	sim.	4,4156	26,333	14,4670	-67,237	12,5276	-174,728
858	calc.	4,3447	28,034	14,2445	-67,355	12,4108	-175,000
860	sim.	1,4011	16,272	14,8077	-69,642	12,9333	-172,593
860	calc.	2,3651	30,359	15,3276	-69,254	13,7559	-173,718

Tabla 5.3. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo corriente constante.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]
800	sim.	613,6721	0,711	32,2308	-87,703	31,3465	145,407
800	calc.	613,6721	0,711	32,2308	-87,703	31,3465	145,407
802	sim.	591,2653	1,235	32,2631	-88,085	31,3439	145,811
802	calc.	591,2653	1,235	32,2633	-88,086	31,3436	145,812
806	sim.	577,1211	1,565	31,1339	-88,265	30,3643	145,955
806	calc.	577,1211	1,565	32,2846	-88,310	31,3427	146,052
808	sim.	399,5824	5,845	32,4516	-92,214	29,4514	148,546
808	calc.	399,5833	5,845	34,7500	-92,038	31,4100	148,573
812	sim.	294,4595	8,504	31,4792	-93,566	29,5949	149,733
812	calc.	294,4618	8,504	33,8113	-93,256	31,5516	149,678
814	sim.	244,1153	9,877	31,6773	-94,387	29,7397	150,023
814	calc.	244,1188	9,877	33,9750	-93,953	31,6947	149,949
816	sim.	243,5634	9,913	31,6789	-94,391	29,7415	150,025
816	calc.	243,5667	9,914	33,9773	-93,956	31,6961	149,952
824	sim.	224,8817	11,100	31,6447	-94,685	29,6585	150,170
824	calc.	218,9115	10,554	33,9837	-94,162	31,6544	150,099
828	sim.	223,5852	11,172	28,4893	-94,819	29,3802	150,198
828	calc.	217,7344	10,634	31,3350	-94,715	31,4239	150,169
830	sim.	196,3741	12,789	28,6404	-95,139	29,3346	150,161
830	calc.	192,8154	12,354	31,4192	-94,791	31,5262	150,195
832	sim.	159,8768	14,963	27,9180	-96,768	28,1017	149,737
832	calc.	160,6050	14,695	31,4818	-95,573	31,7072	150,122
834	sim.	151,3351	15,426	26,8622	-97,661	26,8430	149,655
834	calc.	147,5877	14,843	31,1187	-95,948	31,1031	150,064
836	sim.	139,7008	16,654	5,4257	-89,971	2,8482	141,844
836	calc.	130,0415	15,506	16,1256	-95,447	14,1606	156,250
840	sim.	137,8119	16,500	1,5886	-91,277	1,2536	139,241
840	calc.	128,1139	15,428	13,0764	-96,463	12,8015	156,576
850	sim.	244,0981	9,878	31,6775	-94,387	29,7397	150,024
850	calc.	244,1015	9,878	33,9751	-93,954	31,6947	149,949
852	sim.	159,8844	14,963	27,9179	-96,767	28,1017	149,737
852	calc.	160,6120	14,695	31,4818	-95,573	31,7072	150,122
854	sim.	194,5833	12,849	27,8184	-95,596	27,8952	150,011
854	calc.	192,2655	12,393	31,4216	-94,795	31,5286	150,196
858	sim.	123,6130	23,740	27,3760	-96,526	27,5646	149,194
858	calc.	126,9316	22,991	31,4627	-95,315	31,6665	149,857
860	sim.	145,0386	16,147	8,7327	-92,106	8,4838	149,706
860	calc.	131,2223	15,410	16,1400	-95,439	14,1287	156,422

Tabla 5.4. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo corriente constante.

Para el caso de cargas modeladas como corriente constante, se observa una diferencia entre los ángulos simulados y calculados un poco mayores a los de las cargas modeladas como impedancia constante. Finalmente, se repite la simulación de la falla monofásica a tierra de

10 Ω para cargas de tipo potencia constante, los resultados de esta comparación se presentan en la Tabla 5.5 y la Tabla 5.6.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]	V [kV]	θ_v [°]
800	sim.	5,9243	1,351	13,9559	-63,373	13,8175	176,757
800	calc.	5,9243	1,351	13,9559	-63,373	13,8175	176,757
802	sim.	5,7031	1,891	14,0489	-63,867	13,8463	177,307
802	calc.	5,7031	1,904	14,0485	-63,867	13,8463	177,306
806	sim.	5,5634	2,232	14,1091	-64,171	13,8628	177,653
806	calc.	5,5634	2,251	14,1075	-64,171	13,8623	177,649
808	sim.	3,8034	6,668	14,8732	-67,459	13,9029	-178,186
808	calc.	3,8032	6,955	14,8416	-67,472	13,8854	-178,234
812	sim.	2,7914	9,361	15,2437	-69,034	13,8451	-175,562
812	calc.	2,7914	10,033	15,1782	-69,077	13,8079	-175,639
814	sim.	2,3052	10,720	15,3324	-69,742	13,7343	-174,389
814	calc.	2,3021	11,802	15,2308	-69,831	13,6842	-174,495
816	sim.	2,2995	10,755	15,3318	-69,742	13,7309	-174,381
816	calc.	2,2964	11,845	15,2297	-69,832	13,6806	-174,488
824	sim.	2,1467	11,677	15,3203	-69,785	13,6906	-173,744
824	calc.	2,3403	19,200	15,1054	-69,767	13,6246	-174,267
828	sim.	2,1346	11,723	15,3184	-69,791	13,6905	-173,716
828	calc.	2,3470	18,808	15,1846	-69,629	13,6119	-174,189
830	sim.	1,8692	13,175	15,2326	-69,833	13,5118	-173,115
830	calc.	2,0158	20,032	15,0655	-69,779	13,4268	-173,530
832	sim.	1,5203	15,334	15,0342	-69,718	13,1143	-172,393
832	calc.	1,5095	20,136	14,7956	-69,847	12,9871	-172,691
834	sim.	1,4412	15,808	14,9458	-69,684	12,9905	-172,263
834	calc.	1,4110	20,260	14,6968	-69,845	12,8814	-172,539
836	sim.	1,4047	15,852	14,9014	-69,727	12,9784	-172,204
836	calc.	2,1475	27,731	15,2283	-69,564	13,7017	-173,125
840	sim.	1,3969	15,855	14,8801	-69,725	12,9678	-172,210
840	calc.	2,2302	28,008	15,3564	-69,396	13,7338	-173,070
850	sim.	2,3044	10,720	15,3318	-69,741	13,7331	-174,395
850	calc.	2,3013	11,809	15,2301	-69,830	13,6830	-174,502
852	sim.	1,5204	15,333	15,0343	-69,718	13,1144	-172,393
852	calc.	1,5097	20,137	14,7957	-69,847	12,9873	-172,691
854	sim.	1,8636	13,210	15,2310	-69,833	13,5088	-173,095
854	calc.	2,0081	20,050	15,0629	-69,782	13,4232	-173,508
858	sim.	0,1604	10,854	15,0196	-70,928	13,3933	-171,790
858	calc.	0,1565	54,293	14,7696	-71,113	13,2599	-172,065
860	sim.	1,4262	15,878	14,9456	-69,687	12,9819	-172,226
860	calc.	2,1974	27,831	15,2929	-69,513	13,7327	-173,171

Tabla 5.5. Comparación de tensiones nodales ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo potencia constante.

Barra		Fase a		Fase b		Fase c	
		I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]	I [A]	θ_I [°]
800	sim.	613,7401	0,533	38,2871	-88,899	40,5315	144,244
800	calc.	613,7401	0,533	38,2871	-88,899	40,5315	144,244
802	sim.	591,4268	1,053	37,9376	-89,179	40,5611	144,698
802	calc.	591,4268	1,053	37,9379	-89,179	40,5608	144,698
806	sim.	577,3425	1,381	36,5474	-89,322	39,5735	144,883
806	calc.	577,3426	1,381	37,7259	-89,339	40,5867	144,973
808	sim.	400,0338	5,546	32,9857	-91,032	39,2085	148,095
808	calc.	400,0347	5,546	35,3395	-90,938	41,2360	148,106
812	sim.	294,7135	8,288	30,6052	-92,182	34,6326	149,165
812	calc.	294,7158	8,289	33,0661	-91,950	36,6428	149,128
814	sim.	244,1318	9,696	30,1547	-92,943	32,5334	149,376
814	calc.	244,1347	9,695	32,5859	-92,579	34,5409	149,319
816	sim.	243,5891	9,732	30,1490	-92,949	32,5321	149,438
816	calc.	243,5920	9,732	32,5812	-92,584	34,5382	149,380
824	sim.	224,4744	10,989	29,9158	-93,236	30,4485	148,740
824	calc.	218,5226	10,437	32,4054	-92,760	32,5109	148,739
828	sim.	223,1686	11,074	26,9439	-93,251	29,9794	148,881
828	calc.	217,3348	10,530	30,2227	-93,153	32,1241	148,895
830	sim.	195,8654	12,765	27,3136	-93,788	28,7356	148,977
830	calc.	192,3133	12,325	30,5480	-93,442	31,0324	149,071
832	sim.	158,8477	14,912	26,1404	-95,473	26,7168	148,065
832	calc.	160,1698	14,638	30,4672	-94,255	30,9329	148,964
834	sim.	150,3696	15,273	25,0011	-96,474	25,6189	148,021
834	calc.	152,5298	15,183	30,3650	-94,660	30,5140	148,853
836	sim.	141,4119	16,041	4,9003	-87,553	2,7193	138,143
836	calc.	135,1534	15,890	18,9313	-93,805	14,9893	151,881
840	sim.	139,8745	15,928	1,4653	-88,576	1,3999	139,165
840	calc.	133,3156	15,862	16,6330	-94,333	13,8484	151,457
850	sim.	244,1335	9,695	30,1538	-92,946	32,5797	149,458
850	calc.	244,1365	9,695	32,5855	-92,581	34,5861	149,398
852	sim.	158,8553	14,911	26,1404	-95,472	26,7168	148,065
852	calc.	160,1768	14,638	30,4672	-94,255	30,9329	148,964
854	sim.	193,3513	12,835	26,1584	-94,185	26,5862	148,336
854	calc.	191,7520	12,365	30,5432	-93,448	30,9845	149,037
858	sim.	165,9154	11,191	26,4183	-96,649	25,4888	147,895
858	calc.	167,6951	11,060	31,3821	-95,111	30,2363	149,079
860	sim.	145,6203	15,820	7,8093	-89,787	7,2176	145,912
860	calc.	136,5121	15,734	18,4422	-93,424	14,9233	152,105

Tabla 5.6. Comparación de corrientes de recibo ante una falla monofásica con cargas modeladas como de tipo potencia constante.

Nótese para el caso de las cargas de tipo potencia constante que los resultados son muy similares a los otros dos tipos de cargas previamente presentadas.

Con la comparación entre las magnitudes y ángulos de las tensiones y corrientes en el nodo de recibo de cada sección bajo falla, se aprecia para esta propuesta de barrido no iterativo la posibilidad de combinar diferentes tipos de cargas y elementos conectados a lo largo del sistema eléctrico radial.

5.5. Efecto de la propuesta de barrido en la localización de fallas

Adicionalmente, se realiza una prueba de localización utilizando el método propuesto en (NOVOSEL, y otros, 1998) para los tres tipos de fallas más comunes en la literatura especializada. Las pruebas son realizadas primero considerando el método original, y luego considerando una versión modificada la cual incluye la metodología propuesta para actualizar tensiones y corrientes tramo a tramo.

Las Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7 muestran el comportamiento del método de localización de fallas en el sistema de prueba para fallas paralelas de naturaleza monofásica a tierra, bifásica y trifásica, respectivamente.

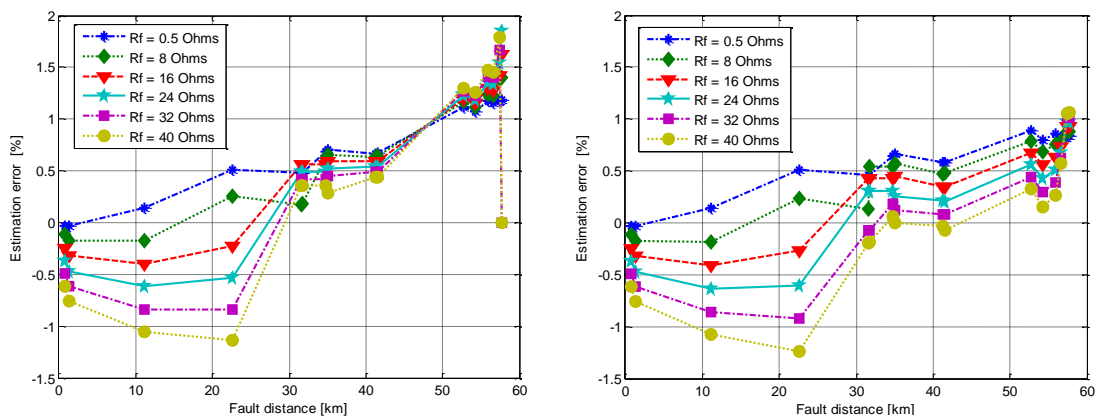


Figura 5.5. Errores en la localización para una falla monofásica *a-g* utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).

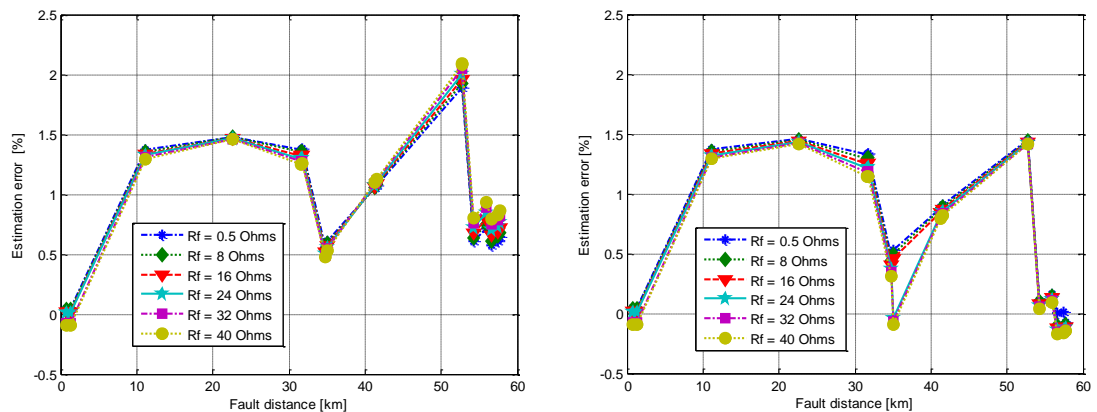


Figura 5.6. Errores en la localización para una falla bifásica *a-b* utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).

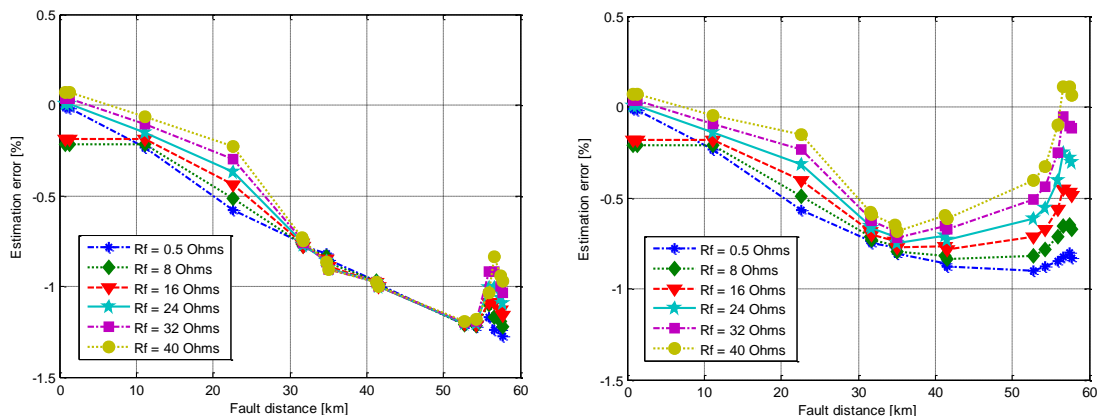


Figura 5.7. Errores en la localización para una falla trifásica *a-b-c* utilizando el método original (izquierda) y aplicando el barrido propuesto (derecha).

Los pares de figuras consideran la opción de incluir o no la metodología propuesta para estimar las tensiones y corrientes al inicio de la sección de línea en estado de falla. Para los tres tipos de fallas simuladas, el comportamiento de la técnica de localización propuesta por (NOVOSEL, y otros, 1998) es mejorada debido a la aproximación propuesta utilizada para estimar tensiones y corrientes en la sección bajo falla frente a cualquiera de las resistencias de falla presentadas.

5.6. Pruebas del método de localización de fallas propuesto a carga nominal

El método de localización propuesto se pone a prueba para los diferentes tipos de falla mencionados en la Sección 2.3 como son la falla monofásica, bifásica y trifásica, en las que se consideran 6 resistencias de falla entre 0.5Ω y 40Ω . La Figura 5.8 muestra el comportamiento del método de localización de fallas paralelas implementado en el sistema de pruebas.

Nótese como para cualquiera de las cuatro fallas simuladas se tiene una relación entre la eficiencia del método y la resistencia de falla, es decir que a mayor resistencia de falla mayor es el error presentado por el método de localización. Esto se debe en gran parte al efecto reactancia, mediante el cual a pesar que la falla es de carácter resistivo, la carga no lo es, produciendo equivalentes en el punto de falla con valores imaginarios de la impedancia de falla además de lo descrito en el Apartado 4.2.4, sobre la magnitud de dicha resistencia en los sistemas eléctricos de distribución de energía.

Otra característica que se puede apreciar de las figuras mostradas, es que el error en la estimación no supera en la mayoría de los casos valores de 1%, mostrando un buen desempeño para la localización de fallas. Es de anotar que para el resto de las fallas

simuladas, en las que se involucran las fases *b* y *c*, se presenta una pequeña variación en el comportamiento de los resultados, lo cual en parte se debe a la ubicación de las cargas laterales en el circuito y la intensidad de sus cargas, los resultados de estas pruebas se muestran en la Tabla 5.7.

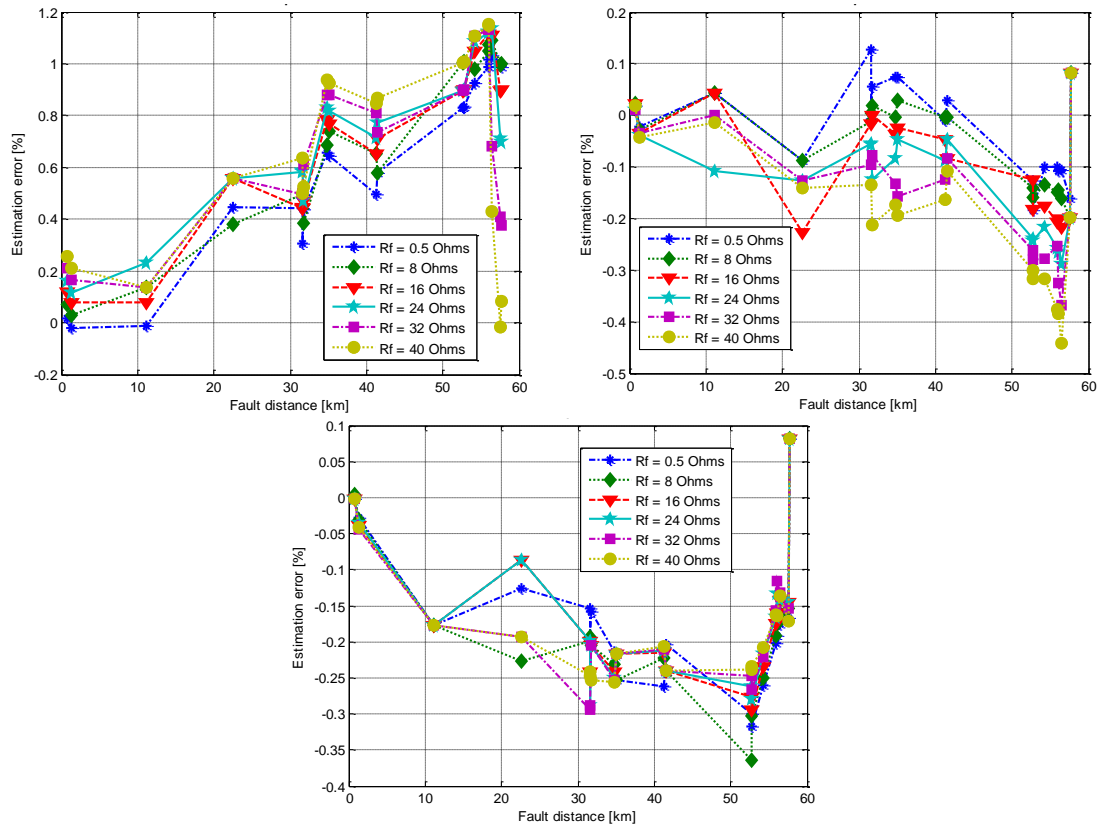


Figura 5.8. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, en condiciones nominales de carga.

En particular para este sistema de prueba, la fase que presenta mayor cargabilidad en estado de pre-falla a lo largo de todo el circuito es la fase *a*, por lo que al estar distribuida por todo el radial presenta un comportamiento similar en cualquier punto donde se ubique la falla.

En cuanto a la falla de naturaleza trifásica se utiliza como referencia para la conversión a redes de secuencia la fase *a*, de acuerdo con la Tabla 4.1. Sin embargo y basados en pruebas realizadas sobre el mismo sistema de prueba, se recomienda para la falla trifásica en un sistema desbalanceado y no homogéneo utilizar como referencia la fase que se encuentre más cargada, o al menos la que tenga mayor distribución de la misma a lo largo de todo el circuito.

5.6.1. Comparación de resultados contra otros métodos de localización

El método de localización propuesto se pone a prueba para todos los diferentes tipos de falla paralelas y se compara con varios métodos de localización reconocidos en la literatura especializada. La Tabla 5.7 muestra una comparación del error máximo obtenido por cada uno de estos métodos en el sistema de prueba presentado en la Sección 5.3.

Tipo de falla Método	%Error									
	a-g	b-g	c-g	a-b	b-c	c-a	a-b-g	b-c-g	c-a-g	a-b-c
(GIRGIS, y otros, 1993)	5.411	4.496	4.607	2.718	2.859	2.463	2.482	2.727	2.586	4.440
(AGGARWAL, y otros, 1997b)	5.141	3.847	6.576	4.879	1.871	9.782	9.710	3.462	8.350	-
(DAS, 1998)	2.278	2.133	2.242	2.243	1.307	2.714	2.501	1.369	2.890	4.023
(NOVOSEL, y otros, 1998)	1.891	0.652	2.391	2.245	0.888	2.131	2.160	0.907	2.266	1.383
(LEE, y otros, 2004)	3.731	3.771	2.574	3.721	3.205	2.006	3.241	2.830	2.244	4.798
(CHOI, y otros, 2004-2007)	2.765	0.884	1.936	1.614	0.829	2.580	-	-	-	-
(MORALES, y otros, 2009)	3.345	2.418	2.358	2.182	1.381	2.179	1.935	1.252	1.313	6.015
Método propuesto	1.151	1.356	0.611	0.441	0.915	1.061	0.611	1.215	1.202	0.364

Tabla 5.7. Comparación del máximo error absoluto obtenido para cada tipo de falla a condición nominal de carga.

Los métodos que se presentan en la Tabla 5.7 se encuentran en orden cronológico (de arriba hacia abajo) con el fin de observar el comportamiento y la variación de éstos en el tiempo. Un aporte importante del método de localización de fallas propuesto en el Capítulo 4 es la robustez y el buen desempeño que presenta para todas las fallas simuladas.

5.7. Pruebas del método de localización de fallas propuesto ante condiciones de variación de carga

Utilizando la herramienta de variación automática de parámetros en modo investigador (como se muestra en la Figura 5.3), se realiza primero una variación aleatoria de los valores de carga entre el 10% y 100% del valor nominal de cada carga del sistema de prueba. Las curvas de desempeño del método propuesto en un escenario de baja cargabilidad del sistema se presentan en la Figura 5.9.

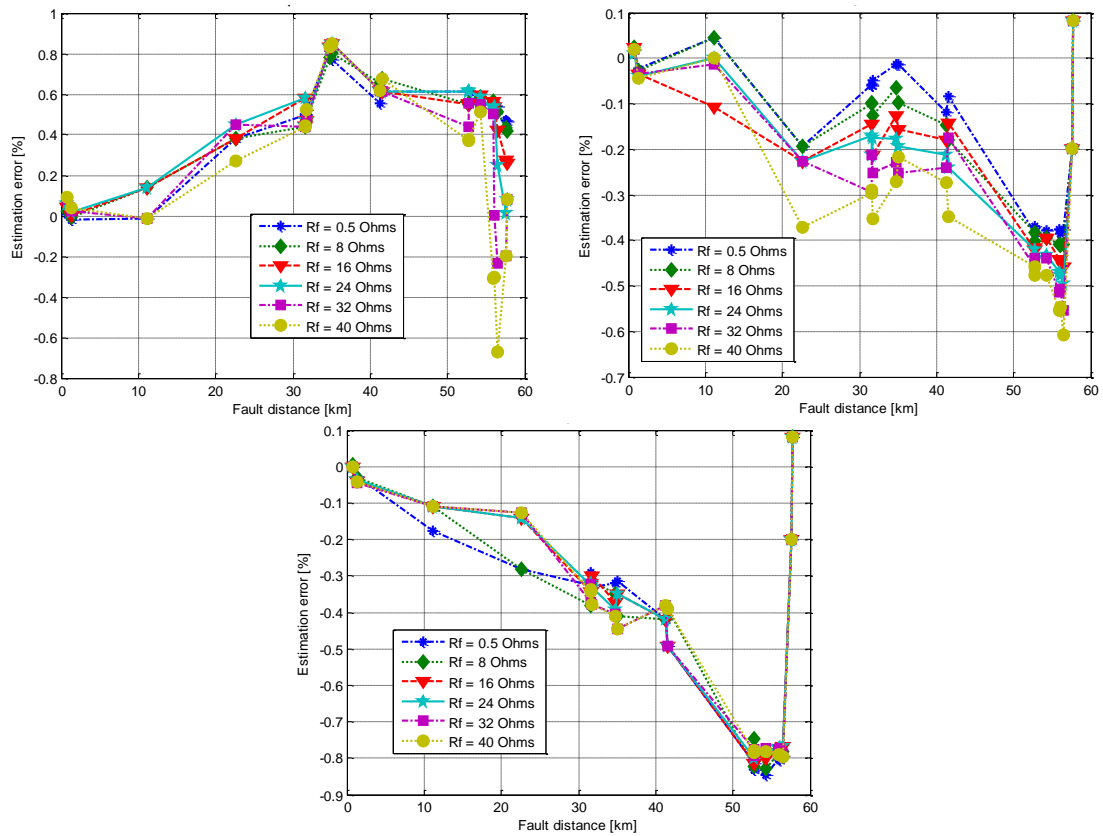


Figura 5.9. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, con variación aleatoria de baja carga.

Pese a no conocer los valores reales de cada carga en el circuito, el método logró una variación de alrededor del 0.4% con respecto a los resultados obtenidos a un porcentaje de carga del 100%, es decir, con el sistema operando a condiciones nominales de carga. Adicionalmente, puede notarse como la falla bifásica es la que muestra menor variación en la estimación del punto de falla.

Luego, para verificar la robustez del método ante cambios en el porcentaje de carga, se realiza una variación aleatoria de los valores de carga entre el 100% y 300% del valor nominal de cada una en el sistema de prueba las curvas de desempeño del método propuesto en un escenario de alta cargabilidad del sistema se presentan en la Figura 5.10.

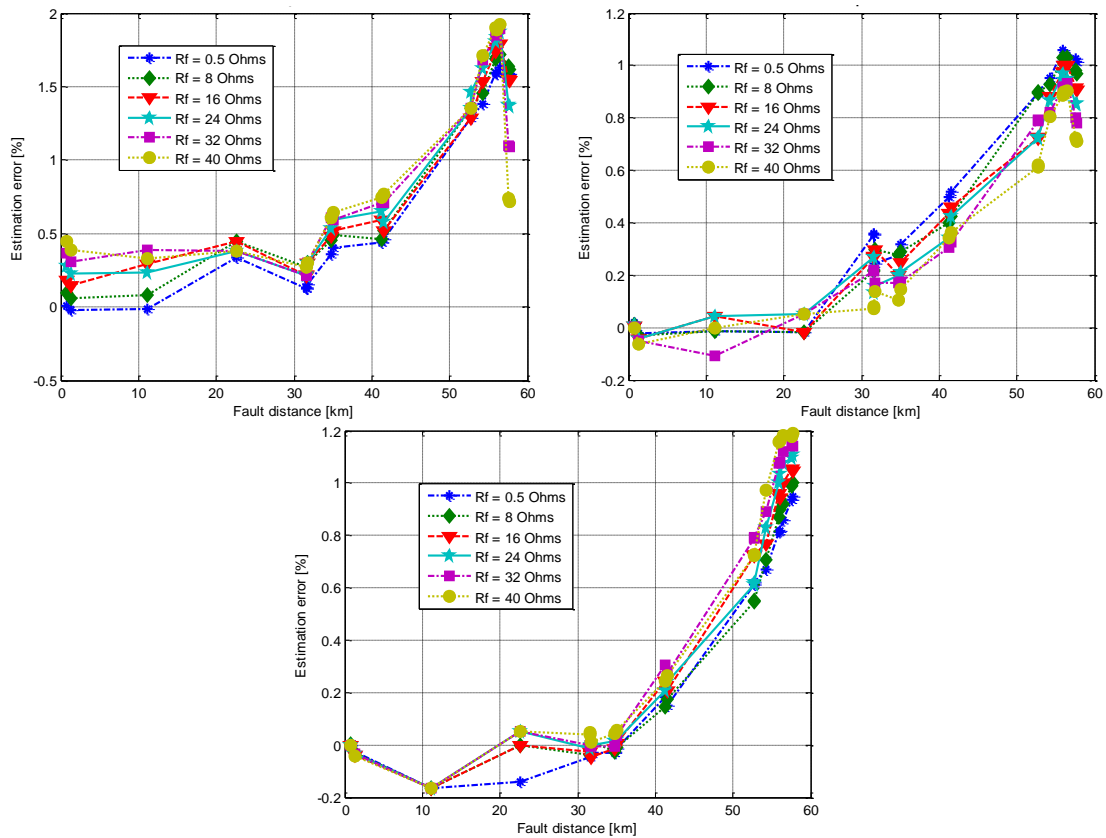


Figura 5.10. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, con variación aleatoria de alta carga.

Para el escenario de alta cargabilidad se observa un incremento un poco mayor al de baja cargabilidad, alrededor del 0.8% con respecto a los resultados obtenidos a condiciones de carga nominal. Esto puede deberse en parte a que las variaciones simuladas son un poco exageradas y por tanto, las derivaciones de corriente en los laterales del circuito son mayores, aumentando a su vez los errores en la estimación final del punto de ocurrencia de la falla. Aunque al igual que en el escenario de baja carga la falla bifásica es la que muestra menor alteración en la estimación del punto de falla.

Por otro lado, desde la Figura 5.8 hasta la Figura 5.10 la validación se fue realizada para cargas modeladas como impedancia constante. Es necesario comprobar el efecto de la variación del modelo de la carga en el método de localización propuesto. En la Figura 5.11 y la Figura 5.12 se presentan los resultados obtenidos al modificar el modelo de carga de impedancia contante a corriente y potencia constante, respectivamente.

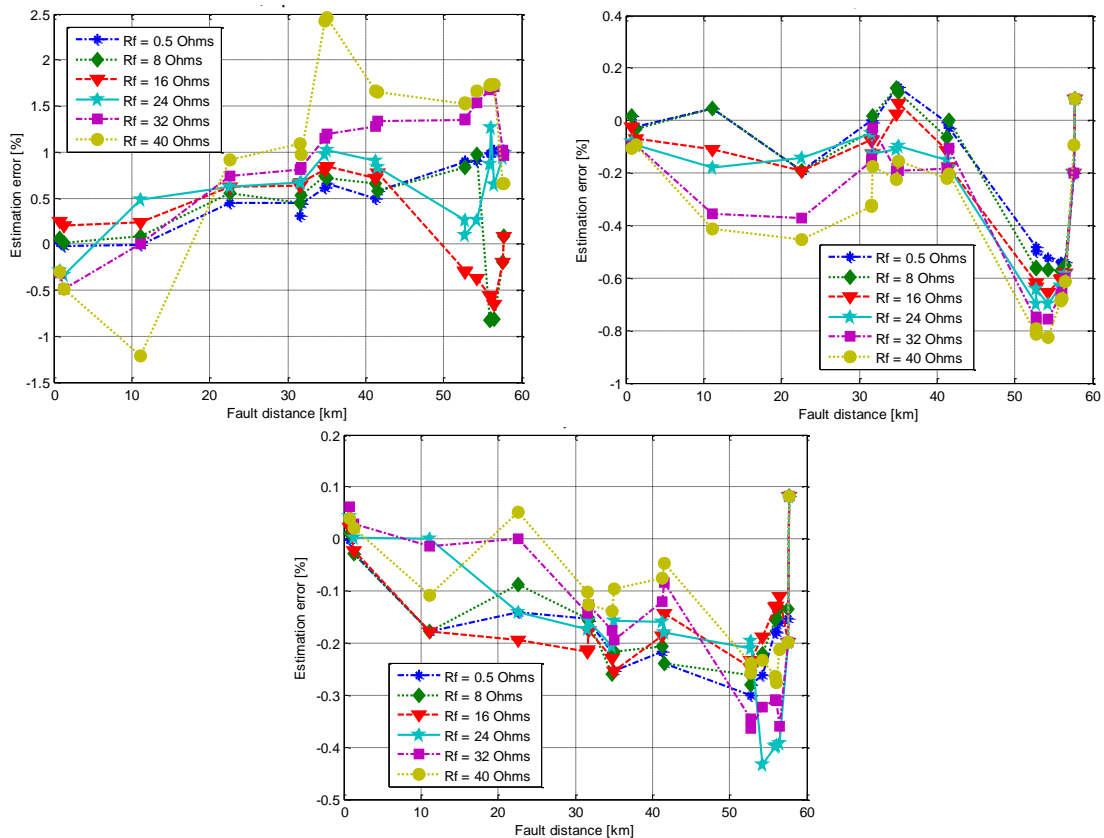


Figura 5.11. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, con carga nominal y de tipo corriente constante.

Para el escenario en el cual se conservan las cargas al 100% y se modifica su modelo a corriente constante se observa que la variación es menor al 0.1%, excepto para la falla de naturaleza monofásica la cual presenta un incremento cercano al 1%. Sin embargo, estos errores aún se encuentran en un rango aceptable de operación.

Finalmente, se valida el desempeño del método de localización al cambiar las cargas del sistema de prueba a un modelo de potencia constante, que de acuerdo a (HERRERA, 2013), presentaría un incremento en los errores un poco mayores a los obtenidos para el caso del modelo de corriente constante.

En la Figura 5.12 se observa un incremento esperado de alrededor del 0.5% con respecto al escenario de corriente constante, es decir, un 0.6% con respecto al escenario base de impedancia constante. Estos errores siguen siendo aceptables, por lo que el método de localización propuesto ha mostrado ser robusto frente a situaciones de variación en la magnitud y modelado de las cargas del sistema eléctrico.

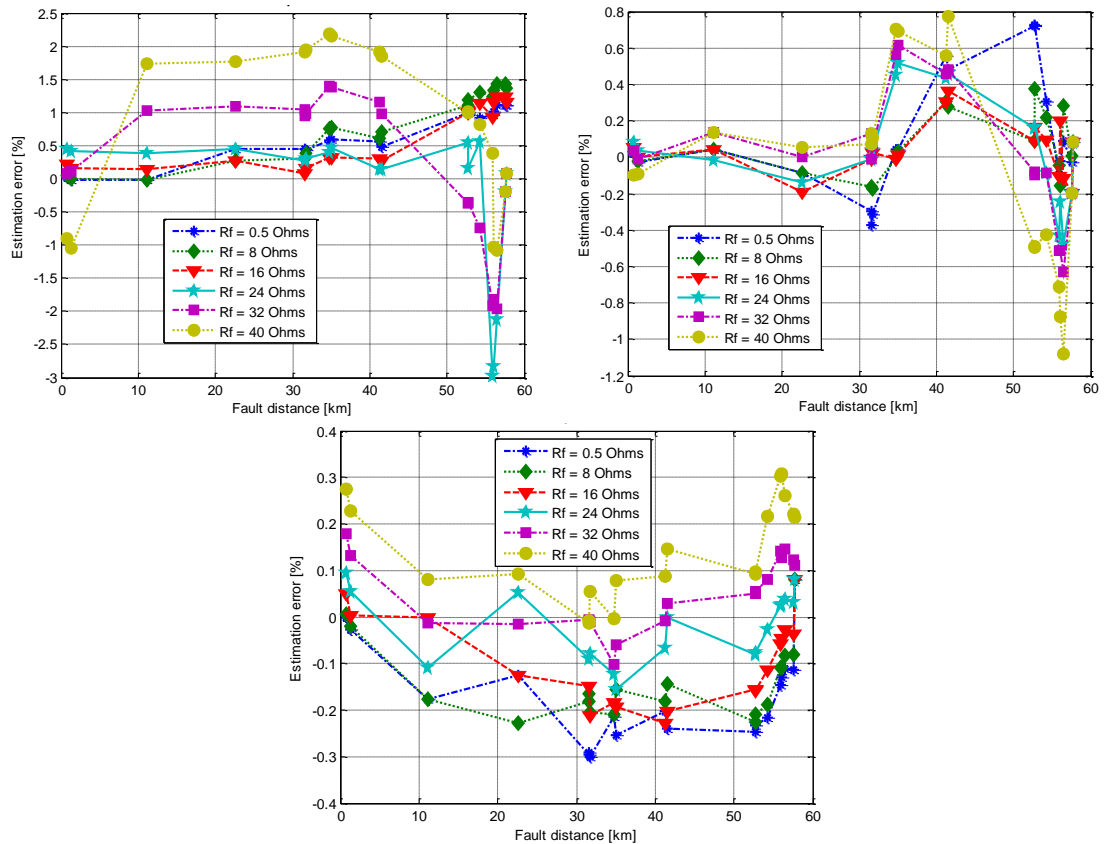


Figura 5.12. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, con carga nominal y de tipo potencia constante.

5.8. Pruebas del método de localización de fallas propuesto incluyendo generación distribuida

En (PANESSO, 2010) se muestra como la generación distribuida puede perjudicar el desempeño de los métodos de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución cuando se cuenta con mediciones solo en la cabecera del circuito. Este efecto negativo en los localizadores clásicos se debe principalmente al “efecto infeed” (descrito en la Sección 4.4) y el cual causa sobreestimaciones en la localización del punto de falla.

Aunque en trabajos recientes como (BEDOYA, y otros, 2012), (OROZCO, y otros, 2012), (NÚÑEZ, y otros, 2010) y (PENKOV, y otros, 2005) se trata de dar solución a la sobreestimación causada por la generación distribuida partiendo del hecho que se tiene información del nodo generador, el método de localización propuesto en esta investigación considera algunos de los elementos que pueden incrementar los errores en la localización, permitiendo lograr un mejor desempeño ante un mayor número de escenarios.

La Figura 5.13 muestra cómo los errores en la estimación con información de los valores de tensión y corriente en dos nodos diferentes del sistema son menores que en el caso cuando se tiene solo una medición (Figura 5.8). También se observa que en el caso simulado de carga nominal y de tipo impedancia constante los errores son menores al 1% para cualquier tipo de falla.

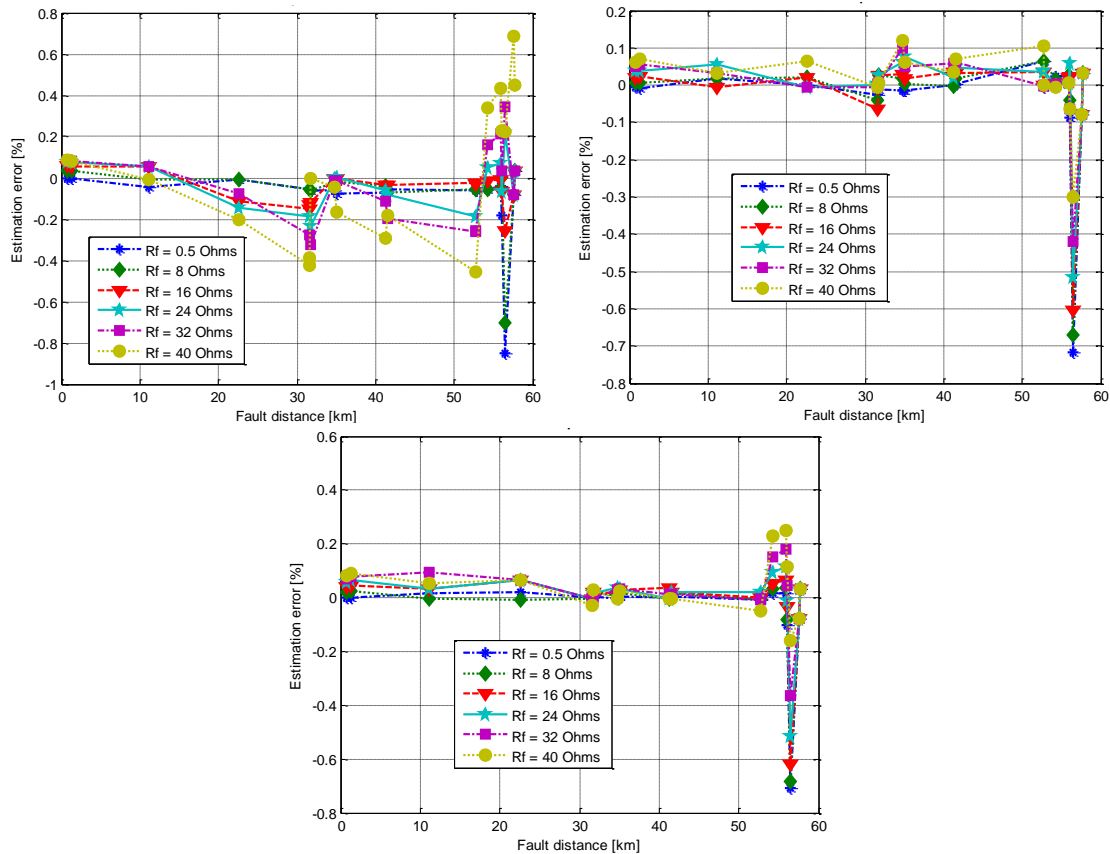


Figura 5.13. Errores en la localización para una falla (sup-izq) $a-g$, (sup-der) $a-b$, y (inf) $a-b-c$, con carga nominal, tipo impedancia constante y generación distribuida en N840.

Luego, se repite la prueba del método de localización con generación distribuida en escenarios de variación del tipo de carga. En la Figura 5.14 se presenta el desempeño del método de localización de fallas considerando que todas las cargas del sistema son de tipo corriente constante y operan a condición nominal de carga. Puede notarse como para este escenario de simulación, los errores pese a ser mayores a cuando la carga es considerada impedancia constante, no se incrementan en relación a la Figura 5.11 donde se tiene el mismo tipo de carga sin generación distribuida.

Aunque la falla monofásica aparentemente presenta un empeoramiento, no lo es en relación al caso donde no se tiene la presencia de generación distribuida, mostrando una mejora en el desempeño de cerca del 0.7%.

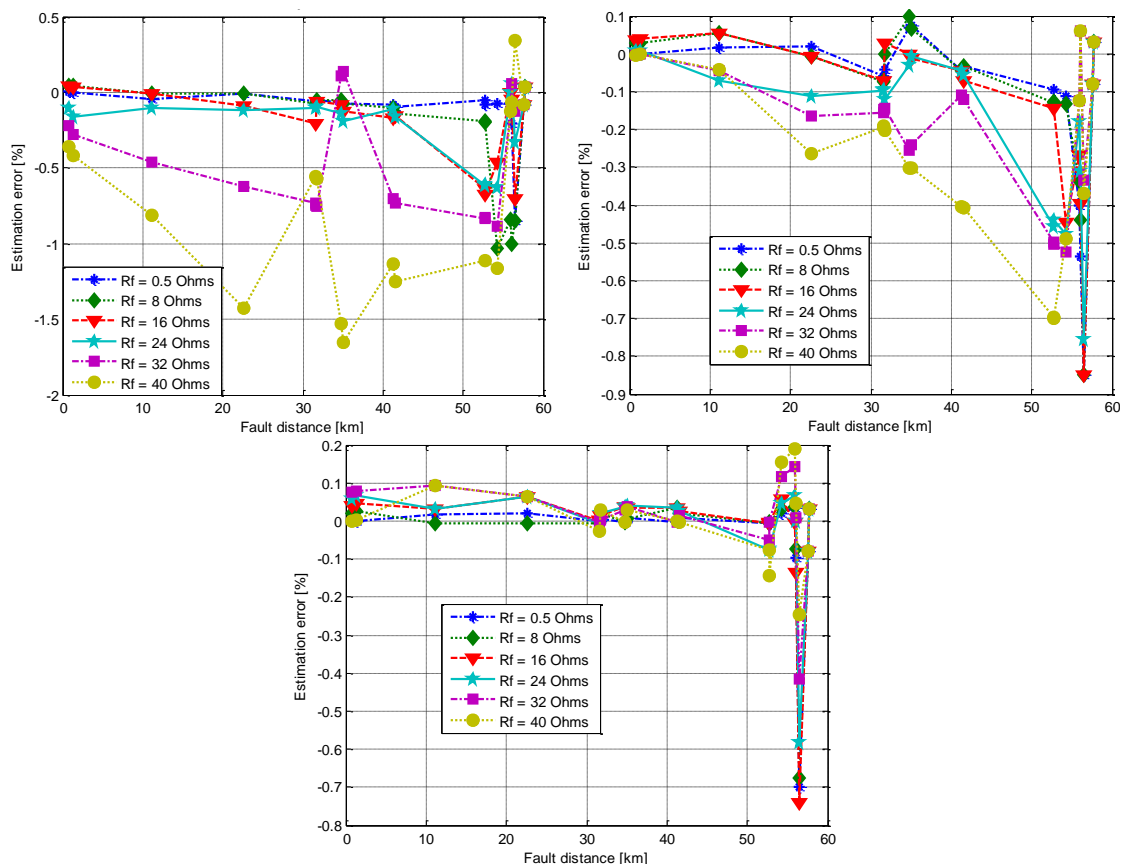


Figura 5.14. Errores en la localización para una falla (sup-izq) a-g, (sup-der) a-b, y (inf) a-b-c, con carga nominal, tipo corriente constante y generación distribuida en N840.

Por último, se repite el mismo procedimiento de simulación para cargas de tipo potencia constante. Las curvas de desempeño de la Figura 5.15 para el método de localización de fallas propuesto con cargas modeladas como potencia constante presentan un comportamiento esperado de error cercano al caso en el que no se tiene generación distribuida (Figura 5.12).

No obstante, se presenta un pico de alrededor del 0.6% para la falla trifásica en el nodo de bifurcación donde se encuentran los dos generadores con el radial analizado, pero esto sólo representa una diferencia de 0.3% con respecto a cuándo no se tiene generación distribuida, es decir que el método sigue presentando un desempeño aceptable.

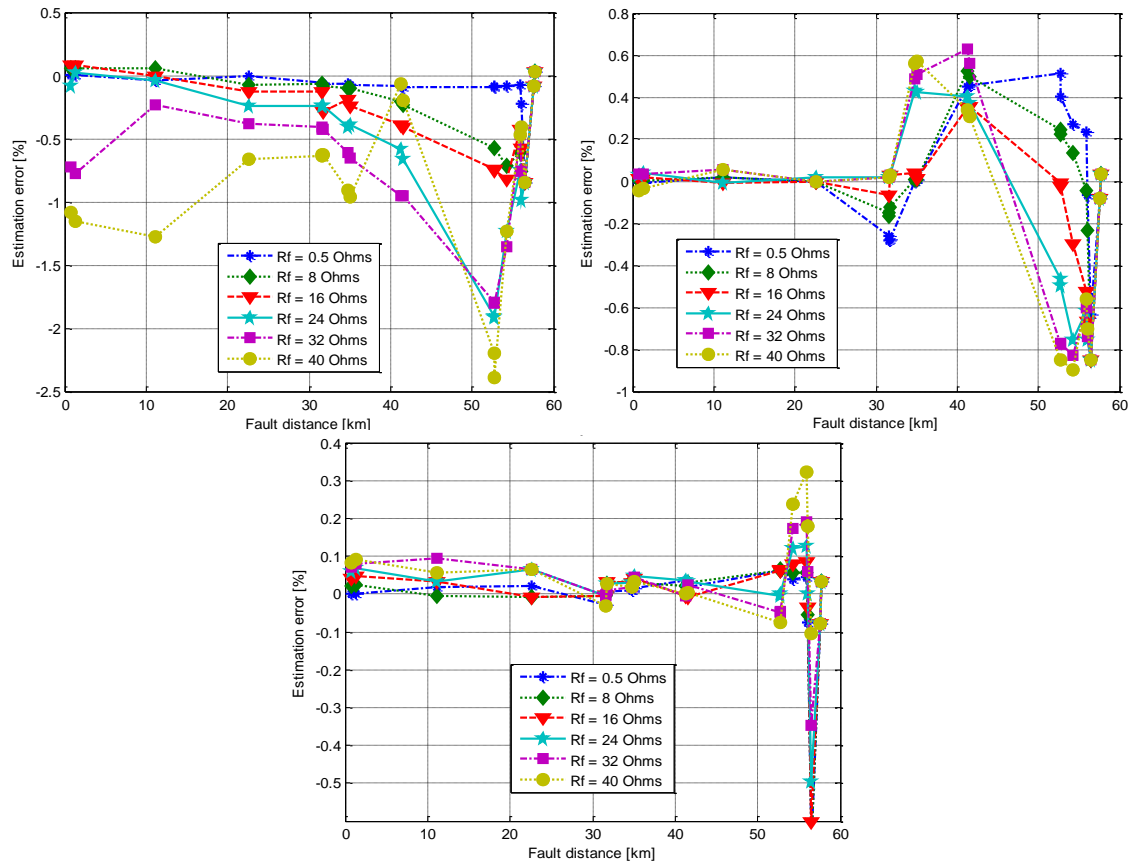


Figura 5.15. Errores en la localización para una falla (sup-izq) *a-g*, (sup-der) *a-b*, y (inf) *a-b-c*, con carga nominal, tipo potencia constante y generación distribuida en N840.

5.9. Conclusiones

En este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones realizadas al método de localización de fallas paralelas de baja impedancia propuesto, estimando de forma aproximada la distancia de falla en un radial específico del sistema de distribución ante un evento de falla permanente utilizando sólo los valores de impedancia serie y admitancia paralelo de las líneas, además de las mediciones por fase disponibles en la subestación y en el generador distribuido.

Se comprobó la robustez del método de localización al someterlo a diferentes ensayos de incertidumbre en el valor de la carga y de modelado. Además se comprobó que su desempeño no se reduce al incluir generación distribuida en el sistema de distribución y partiendo sólo de las mediciones disponibles, más no de los parámetros del generador distribuido.

La aplicación de una herramienta como la propuesta en este trabajo de grado permite mejorar los índices de calidad de energía localizando acertadamente el lugar de ocurrencia de una falla. Adicionalmente, si se acompaña este método de una técnica de reconfiguración rápida del sistema de distribución, también se verían reducidos los índices de energía no servida por causa de fallas permanentes en el alimentador primario de la red eléctrica.

6. Conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones generales

Aunque en la actualidad se pueden encontrar métodos basados en el modelo circuital para estimar de manera aproximada el punto de ocurrencia de una falla basados en mediciones de tensión y corriente adquiridos en la cabecera del circuito de distribución, en redes altamente ramificadas no sólo basta saber que tan lejos se ubicó la falla, sino también en qué lugar de la topología sucedió, tal es el problema de la múltiple estimación.

Para poder entender y afrontar los diferentes problemas inherentes a la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución radiales, es importante tener un conocimiento claro de todas aquellas variables que pueden afectar el desempeño de los métodos de localización de fallas. En el segundo capítulo se realizó una presentación generalizada de todos aquellos inconvenientes que se pueden presentar al momento de estimar el lugar de ocurrencia de una falla. Uno de estos es la mala aplicación de conceptos clásicos como las componentes simétricas, otro es la limitación de los métodos al sólo restringirse a aplicaciones de redes aérea o subterráneas o la implementación de la técnica en sistemas con o sin generación distribuida.

De acuerdo a (DUGAN, y otros, 2002), la generación distribuida es sólo una respuesta de la demanda ante la necesidad de tener fuentes de energía en puntos cercanos a la misma; Además aclara que los sistemas de distribución de energía siempre han tenido en ellos fuentes generadoras con la diferencia que en la actualidad se cuenta con algunas formas de generación más variadas, ecológicas, económicas y confiables, es por esto que se ha convertido en un tema de estudio para la ingeniería contemporánea, incluyendo la problemática de la localización de fallas.

Por lo anterior, en el tercer y cuarto capítulo de este trabajo se recopila una propuesta que permita localizar fallas en sistemas de distribución de media tensión que considere algunos de los aspectos desfavorables para la mayoría de localizadores, es decir que se presenta la propuesta de un método robusto, eficiente, fácil de implementar y cuyo modelo matemático y algorítmico es sencillo de entender.

De las pruebas realizadas al método de localización basado en el modelo circuital propuesto, se puede observar la dependencia ante la variación de la resistencia de falla, teniendo como resultado que entre mayor sea el valor de la misma, mayor será el error de la estimación del punto de falla. Este error es común para todos los métodos que se

fundamentan en el análisis circuital, puesto que para los métodos tomar un valor grande de resistencia de falla es como si ésta fuera una carga más del sistema.

De igual forma, se presenta un análisis de sensibilidad de la propuesta al considerar variaciones en los valores de las cargas en pre-falla e incluso cambios en el modelo que las describe, mostrando que esta propuesta puede sufrir en algunos casos errores en sus resultados mayores a los obtenidos con carga nominal y modelo de impedancia constante. Sin embargo, estos errores fueron lo suficientemente menores como para confirmar la aceptación del método y la robustez del mismo ante los escenarios de variaciones de carga planteados.

Finalmente se realizaron pruebas al método considerando generación distribuida en un punto cercano al extremo opuesto del radial principal del circuito, donde se presentó una leve mejora del método de localización en algunos nodos y resultados similares a los que se tenían sin generación distribuida en los puntos donde coincidían los ramales tanto de la subestación como del generador distribuido.

Es importante considerar que la principal consecuencia de los flujos bidireccionales es la reducción de la corriente entregada por la subestación, haciendo que la relación tensión/corriente en los medidores sea mayor, es decir, es como si la impedancia conectada vista desde la subestación fuera mayor a la que realmente existe. En contraste, el tener generación distribuida permite una mejor regulación de tensión durante la falla y un mejor desempeño de los métodos de localización.

En general, es de gran importancia en cualquier proceso de simulación, control o supervisión de un sistema eléctrico, en donde la similitud entre el sistema real y el modelo debe ser tal, que los resultados que se obtengan sean lo más precisos posibles. Por ejemplo, al agregar una fuente de generación a la red de distribución se debe garantizar que la máxima inyección de potencia de esta fuente durante el análisis, sea la misma potencia máxima real que podría entregar o que los parámetros de cualquier elemento del sistema tenga un valor pertinente de acuerdo al nivel de tensión o tipo de red.

En lo que concierne al modelado de sistemas eléctricos de potencia con integración de generación distribuida, no se cuenta con los suficientes datos técnicos relacionados con las diferentes tecnologías que la conforman, lo cuales son necesarios para obtener una representación realista de estos sistemas en el software de simulación ATPDraw y su posterior procesamiento, reduciendo la realización de estudios de confiabilidad y localización de fallas con una exactitud más razonable.

Por último, se tiene que una herramienta de validación de fácil implementación y de interfaz amigable puede ayudar en gran medida al proceso de simulación, sobre todo cuando se desea examinar muchos casos específicos que pueden ser muy diferentes entre sí.

6.2. Recomendaciones

En caso de tener generación distribuida en el sistema de distribución, es importante conocer primero dónde y de que capacidad son los generadores distribuidos. Esto facilita el análisis de los métodos localizadores al realizar barridos que permitan estimar con mayor precisión la carga nodal concentrada a lo largo de la red radial en instantes previos al momento de la falla, es decir, pronosticar el comportamiento de la carga antes de implementar el método de localización.

Las cargas del sistema de prueba utilizado y montado en el ATPDraw se encuentran conectadas directamente al alimentador de prueba pudiendo afectar la localización de las fallas pues los valores muestreados también podrían ser afectados, pudiendo cambiar el resultado de los métodos de localización. Se recomienda conectar un transformador en el alimentador que concentre la carga que se tenga en el punto de carga, esto puede ser importante para localizaciones de fallas a tierra como se presentó en el Apartado 2.2.4

El presente trabajo se realizó considerando fuentes de generación distribuida trifásicas y simétricas, hecho que puede no coincidir del todo con la realidad. Una de las razones es que muchas de las formas de generación presentes en los sistemas de distribución son monofásicas produciendo un desbalance en las redes, la segunda es la capacidad de las fuentes de generación, pues no será igual el efecto en los localizadores de una fuente que sea capaz de inyectar corriente aguas arriba versus una que no pueda hacerlo. Además, algunas fuentes de generación aunque aporten energía al sistema pueden no estar conectadas directamente al alimentador primario, por lo se debe analizar el problema de tener inyección de corriente desde un circuito secundario hacia el sistema de distribución de media tensión.

Además, se recomienda mejorar la herramienta de *Validación* realizada para este trabajo, de modo que se pueda integrar con las demás herramientas computacionales que pertenecen al grupo de Investigación en Calidad de la Energía Eléctrica y Estabilidad – ICE³, con esto se busca facilitar el proceso de simulación para futuros trabajos relacionados con la localización de fallas en sistemas eléctricos.

6.3. Trabajo futuro

Basado en la experiencia recopilada a lo largo de este proyecto, se recomienda utilizar las componentes armónicas de secuencia cero para analizar si éstos ayudarían a reducir los errores en la estimación para fallas a tierra. Si los resultados en un sistema convencional son buenos, repetir el estudio pero considerando el efecto de la generación distribuida.

Aplicar modelos de carga probabilísticos que permitan reducir la incertidumbre en la misma, estos modelos pueden ser fácilmente implementados en el método de localización propuesto cambiando las ecuaciones determinísticas en (3.33)-(3.35).

Finalmente, se expone como propuesta de trabajo reducir aquellas incertidumbres enunciadas en la Sección 2.2 y que no pudieron ser consideradas en la presente propuesta.

7. Bibliografía

ABB Energía distribuida, energía alternativa y sostenibilidad [Publicación periódica]. - Revista : ABB, 2001. - No. 1 : Vol. 1. - págs. 31-33. - ISSN 1013-3119.

AGGARWAL R. K., ASLAN Y. y JOHNS A. T. An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps [Conferencia] // Sixth International Conference on Developments in Power System Protection. - Nottingham, England : IEE Conference Publications, 1997a. - Vol. 434. - págs. 184-187. - ISSN 0537-9989.

AGGARWAL R. K., ASLAN Y. y JOHNS A. T. New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components [Publicación periódica]. - IEE : Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Mayo de 1997b. - No. 3 : Vol. 144. - págs. 309-316. - ISSN 1350-2360.

ALAMUTI M. M. [y otros] Single end low voltage arcing fault location using time based formulation [Conferencia] // 45th International Universities Power Engineering Conference. - [s.l.] : UPEC, 2010. - págs. 1-5.

ANDERSON P. M. Analysis of faulted power systems [Libro]. - Ames : The Iowa State University Press, 1995. - ISBN 0-8138-1270-4.

BEDOYA A. F. Desarrollo de un modelo para intercambio de datos entre ATP y Matlab aplicado al problema de localización de fallas en sistemas de distribución // Proyecto de grado en ingeniería. - Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.

BEDOYA A. F., MORA J. J. y PÉREZ S. M. Estrategia de reducción para la aplicación generalizada de localizadores de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica [Publicación periódica]. - Medellín : Revista EIA, Julio de 2012. - No. 17. - págs. 21-37. - ISSN 1794-1237.

BEDOYA A. F., MORA J. J. y SUÁREZ M. F. Metodología generalizada para la implementación práctica de localizadores de fallas basados en la estimación de la impedancia [Conferencia] // XVIII International Congress of Electronic, Electrical and Systems Engineering. - Lima, Perú : IEEE INTERCON, 2011.

BEDOYA A. F., OROZCO C. A. y MORA J. J. Single phase to ground fault locator for distribution systems with distributed generation [Conferencia] // Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA). - Montevideo, Uruguay : IEE Conference Publications, 2012. - págs. 1-7. - ISBN 978-1-4673-2672-8.

BERMAN A. y XU W. Analysis of faulted power systems by phase coordinates [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Abril de 1998. - No. 2 : Vol. 13. - págs. 587-595. - ISSN 0885-8977.

BEWLEY L. V. Traveling waves on transmission systems [Publicación periódica]. - AIEE : Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Junio de 1931. - No. 2 : Vol. 50. - págs. 532-550. - ISSN 0096-3860.

BLACKBURN J. L. y DOMIN T. J. Protective relaying: principles and applications [Libro]. - Boca Raton : CRC Press, 2006. - Third edition. - ISBN 978-1-57444-716-3.

BRAHMA S. M. Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Julio de 2011. - No. 3 : Vol. 26. - págs. 1545-1553. - ISSN 0885-8977.

BRETAS A. S. y SALIM R. H. Fault location in unbalanced DG systems using the positive sequence apparent impedance [Conferencia] // IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America. - Caracas, Venezuela : IEEE Conference Publications, 2006. - págs. 1-6. - ISBN 1-4244-0287-5.

CABRAL R. J. Análise numérica de curto circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

CAUE Alternative Transient Program Rulebook [Libro]. - CAUE : Comité argentino de usuarios del EMTP/ATP, 2002.

CHEN M. M. Transmission line fault location system [Patente] : 5,428,549. - United States, 27 de Junio de 1995.

CHOI M. S. [y otros] A direct three-phase circuit analysis-based fault location for line-to-line fault [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Octubre de 2007. - No. 4 : Vol. 22. - págs. 2541-2547. - ISSN 0885-8977.

CHOI M. S. [y otros] A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Enero de 2004. - No. 1 : Vol. 19. - págs. 35-41. - ISSN 085-8977.

CHOQUE J. L., RODAS D. y PADILHA A. Distribution transformer modeling for application in three-phase power flow algorithm [Publicación periódica]. - IEEE : Latin America Transactions, Junio de 2009. - No. 2 : Vol. 7. - págs. 196-202. - ISSN 1548-0992.

CREG Resolución CREG 097 de 2008 [En línea]. - Comisión Reguladora de Energía y Gas, 26 de Septiembre de 2008. - 10 de Septiembre de 2012. - http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-182&p_options=.

CUBILLOS D. y IBÁÑEZ L. J. Descripción teórica y análisis de fallas de arco, mediante un modelo adecuado, con el propósito de determinar su efecto en líneas de transmisión // Proyecto de grado en ingeniería. - Bogotá D.C., Colombia : Universidad de la Salle, 2008.

DAGENHART John B. The 40- Ω ground-fault phenomenon [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Industry Applications, January/February de 2000. - No. 1 : Vol. 36. - págs. 30-32. - ISSN : 0093-9994.

DAS R. Determining the locations of faults in distribution systems // Tesis doctoral. - Saskatoon, Saskatchewan, Canada : University of Saskatchewan, 1998.

DORF R. y SVOBODA J. A. Circuitos eléctricos [Libro]. - México : Alfaomega grupo editor, 2000. - Quinta Ed. - ISBN 970-1-50855-6.

DUGAN R. C. y McDERMOTT T. E. Distributed generation [Publicación periódica]. - IEEE : Industry Applications Magazine, Marzo/Abril de 2002. - No. 2 : Vol. 8. - págs. 19-25. - ISSN 1077-2618.

EL-FOULY T. H. M. y ABBEY C. On the compatibility of fault location approaches and distributed generation [Conferencia] // CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System. - Calgary, AB, Canada : IEEE Conference Publications, 2009. - págs. 1-5. - ISBN 978-1-4244-4860-9.

EMTP Alternative Transient Program [En línea] // Electromagnetic Transient Program. - Boneville Power Administration, 1984. - 25 de Octubre de 2012. - <http://www.emtp.org>.

EVRENOSOGLU C. Y. y ABUR A. Fault location in distribution systems with distributed generation [Conferencia] // 15th Conference on Power System Computation (PSCC'05), Session 10, Paper 5. - Liège, Bélgica : [s.n.], 2005. - págs. 1-5.

FARAG H. E. [y otros] A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation [Publicación periódica]. - Elsevier : Electric Power Systems Research, Julio de 2011. - No. 7 : Vol. 81. - págs. 1499–1506. - ISSN 0378-7796.

FERRAZ R. G. Estudo da Influência do desequilíbrio e da resistência de falta em sistemas de distribuição de energia elétrica faltosos // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

FILOMENA A. D. Localização de defeitos em alimentadores primários subterrâneos: formulação estendida baseada na impedância aparente // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

FORTESCUE C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks [Publicación periódica]. - AIEE : Transactions of the, Julio de 1918. - No. 2 : Vol. 37. - págs. 1027 - 1140. - ISSN 0096-3860.

GALLEGRO L. A., LÓPEZ J. M. y MEJÍA D. A. Flujo de potencia trifásico desbalanceado en sistemas de distribución con generación distribuida [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Diciembre de 2009. - No. 43 : Vol. 3. - págs. 43-48. - ISSN 0122-1701.

GAMPA K., VEMPRALA S. A. C. y BRAHMA S. M. Errors in fault analysis of power distribution systems using sequence components approach [Conferencia] // Transmission and Distribution Conference and Exposition. - New Orleans, LA, USA : IEEE PES, 2010. - págs. 1-6. - Print ISBN 978-1-4244-6546-0.

GIRGIS A. A., FALLON C. M. y LUBKERMAN D. L. A fault location technique for rural distribution feeders [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Industry and Applications, Noviembre/Diciembre de 1993. - No. 6 : Vol. 29. - págs. 1170-1175. - ISSN 0093-9994 .

GRAINGER J. J. y STEVENSON Jr W. D. Análisis de sistemas de potencia [Libro]. - México : McGraw Hill, 1996. - ISBN 970-10-0908-8.

HADJSAID N., CANARD J. F. y DUMAS F. Dispersed generation impact on distribution networks [Publicación periódica]. - IEEE : Computer Applications in Power, Abril de 1999. - Issue 2 : Vol. 12. - págs. 22-28. - ISSN 0895-0156.

HARPEZ G. E. El ABC de la calidad de la energía eléctrica [Libro]. - México : Limusa, 2006. - ISBN 978-968-18-5779-0.

HERRERA A. R. Análisis de los efectos de la variación de los parámetros del modelo de línea, de carga y de fuente, en la localización de fallas en sistemas de distribución // Proyecto de grado de Maestría en Ingeniería. - Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.

HOU D. y FISCHER N. Deterministic high-impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems [En línea]. - Schweitzer Engineering Laboratories Inc., 16 de Septiembre de 2005. - 20 de Agosto de 2012. - <http://www.selinc.com>.

IEEE Std. 100-2000 The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms. - [s.l.] : IEEE Standards Information Network, 2000. - Seventh Edition. - ISBN 0-7381-2601-2.

IEEE Std. 142-2007 IEEE Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems // Standards. - IEEE : Industry Applications Society, 2007. - págs. 1-225. - E-ISBN 978-0-7381-5640-8.

IEEE Std. 551-2006 IEEE Recommended practice for calculating short-circuit currents in industrial and commercial power systems // Standards. - IEEE : Industry Applications Society, 2006. - págs. c1-300. - E-ISBN 0-7381-4933-0.

IEEE Std. C37.114-2004 IEEE Guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines // Standards. - IEEE : Power System Relaying Committee of the, Power Engineering Society, 2004. - págs. 0_1-36. - E-ISBN 0-7381-4654-4.

IEEE Std. C37.95-2002 IEEE Guide for protective relaying of utility-consumer interconnections // Standards. - IEEE : Power and Energy Society, 2002. - E-ISBN 0-7381-3516-X.

JENKINS N. [y otros] Embedded generation [Libro]. - London : The Institution of Engineering and Technology, Power and Energy Series, 2000. - ISBN 085-296774-8.

KERSTING W. H. Distribution system modeling and analysis [Libro]. - México : CRC Press, 2002. - ISBN 0-8493-0812-7.

LEE S. J. [y otros] An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Abril de 2004. - No. 2 : Vol. 19. - págs. 524-532. - ISSN 0885-8977.

MARÍN J. G. Análisis del efecto de la variación de parámetros de modelo de un sistema de distribución sobre las metodologías de localización de fallas paralelas // Proyecto de grado de Maestría en Ingeniería. - Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.

MARTÍN Q., SANTOS M. T. y SANTANA Y. del R. de P. Investigación operativa: problemas y ejercicios resueltos [Libro]. - Madrid : Pearson Educación S. A., 2008. - ISBN 84-205-4466-3.

MARTÍNEZ J. A. y MARTÍN J. Problemas técnicos relacionados con la conexión de generación distribuida en redes de distribución [Publicación periódica]. - ENERGÍA : Energía Energética y Medioambiental, 2008. - No. 205 : Vol. 34. - págs. 68-77. - ISSN 0210-2056.

MENDEZ V. H. Generación distribuida, aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio // Tesis de Master. - Madrid, España : Universidad Pontificia de Comillas, 2005.

MIRZAI M. A. y AFZALIAN A. A. A novel fault locator system; algorithm, principle and practical implementation [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Enero de 2010. - No. 1 : Vol. 25. - págs. 35-46. - ISSN 0885-9877.

MORA J. J. Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el conocimiento // Tesis doctoral. - Gerona, Catalunya, España : Universitat de Girona, 2006.

MORA J. J., PÉREZ S. M. y RODRÍGUEZ J. C. Modelo híbrido basado en la estructura de agentes para localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Mayo de 2006. - No. 30 : Vol. 1. - págs. 59-64.

MORALES G., MORA J. J. y VARGAS H. Elimination of multiple estimation for fault location in radial power systems by using fundamentals single-end measurements [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Julio de 2009. - No. 3 : Vol. 24. - págs. 1382-1389. - ISSN 085-8977.

MORALES G., MORA J. J. y VARGAS H. Método de localización de fallas en sistemas de distribución basado en gráficas de reactancias [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Mayo de 2007. - No. 34 : Vol. 2. - págs. 49-54. - ISSN 0122-1701.

MORETO M. Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia: Uma metodologia baseada em redes neurais artificiais // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.

NOVOSEL D. [y otros] System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads [Patente] : 5,839,093. - United States, 17 de Noviembre de 1998.

NÚÑEZ J. U. Localização de faltas em alimentadores primários de distribuição de energia com a presença da geração distribuída // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

NÚÑEZ J. U. y BRETAS A. S. Impedance-based fault location formulation for unbalanced primary distribution systems with distributed generation [Conferencia] // International Conference on Power System Technology (POWERCON). - Hangzhou, China : IEEE Conference Publications, 2010. - págs. 1-7. - ISBN 978-1-4244-5938-4.

OROZCO C., MORA J. J. y PÉREZ S. M. A robust method for single phase fault location considering distributed generation and current compensation [Conferencia] // Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA). - Montevideo, Uruguay : IEE Conference Publications, 2012. - págs. 1-7. - ISBN 978-1-4673-2672-8.

PANESSO A. F. Análisis del impacto de la generación distribuida en la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica // Proyecto de grado en ingeniería. - Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.

PANESSO A. F. y MORA J. J. Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectadas a tierra [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Marzo de 2013. - No. 53 : Vol. 3. - ISSN 0122-1701.

PANESSO A. F. y MORA J. J. Errores comunes en el uso de las componentes simétricas para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Agosto de 2012a. - No. 51 : Vol. 2. - págs. 15-21. - ISSN 012-1701.

PANESSO A. F. y MORA J. J. Localización de fallas monofásicas en sistemas de distribución considerando el efecto capacitivo y la no homogeneidad de las líneas [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Diciembre de 2012b. - No. 52 : Vol. 2. - págs. 189-197. - ISSN 0122-1701.

PANTOJA A. y SÁNCHEZ L. A. Generación eléctrica distribuida [Publicación periódica]. - ENERGÍA : Ingeniería Energética y Medioambiental, 2006. - No. 190 : Vol. 32. - págs. 27-38. - ISSN 0210-2056.

PENKOV D. [y otros] DG impact on three phase fault location. DG use for fault location purposes? [Conferencia] // Conference on Future Power Systems, 2005 International. - Amsterdam, Netherlands : IEEE Conference Publications, 2005. - págs. 1-6. - ISBN 90-78205-02-4.

PÉREZ S. M. y MORA J. J. Mejoramiento de los perfiles de tensión usando un regulador automático de tensión implementado con técnicas adaptativas [Publicación periódica]. - Pereira : Scientia et Technica, Mayo de 2006. - No. 30 : Vol. 1. - págs. 53-57. - ISSN 0122-1701.

PES/IEEE Distribution Test Feeders [En línea] // IEEE Distribution Systems Subcommittee. - Power and Energy Society, 17 de Septiembre de 2010. - 15 de Agosto de 2012. - <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.

RADOJEVIĆ Z. M. A new spectral domain approach to the distance protection, fault location and arcing faults recognition on transmission lines [Publicación periódica]. - International Journal : of Electrical Power and Energy Systems, 2007. - No. 2 : Vol. 29. - págs. 183-190.

ROGRÍGUEZ M. C. Formulação integrada para a localização de faltas em sistemas de distribuição // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

ROJAS J. [y otros] La continuidad del servicio de energía eléctrica en Colombia [Publicación periódica]. - Orvisa comunicaciones : Revista Mundo Eléctrico, Enero/Marzo de 2004. - No. 54 : Vol. 18. - ISSN 0120-8926.

SAHA M. M., IZYKOWSKI J. y ROSOŁOWSKI E. Fault location on power networks [Libro]. - London : Springer, 2010. - ISBN 978-1-84882-885-8.

SAHA M. y ROSOLOWSKI E. Method and device of fault location for distribution networks [Patente] : US 6,483,435 B2. - United States, 19 de Noviembre de 2002.

SALIM R. H. [y otros] Extended fault-location formulation for power distribution systems [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Abril de 2009. - No. 2 : Vol. 24. - págs. 508-516. - ISSN 0885-8977.

SALIM R. H. Novos desenvolvimentos na localização de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica fundamentada na impedância // Dissertação Mestrado. - Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brazil : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

SALIM R. H., SALIM K. C. O. y BRETAS A. S. Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems [Publicación periódica]. - IET : Generation, Transmission and Distribution, 2011. - Issue 4 : Vol. 5. - págs. 467-478. - ISSN 1751-8687.

SRINIVASAN K. y St-JACQUES A. A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Delivery, Julio de 1989. - No. 3 : Vol. 4. - págs. 1676-1682. - ISSN 0885-8977.

STARR A. T. Generation, transmission and utilization of electrical power [Libro]. - London : Pitman Press, 1957. - Fourth Edition. - ISBN 978-027-340149-0.

TORRES H. A. Impacto en la estabilidad del sistema de potencia al integrar generación distribuida // Proyecto de grado en ingeniería. - Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad tecnológica de Pereira, 2008.

TREBOLLE D. La generación distribuida en España // Tesis de master. - Madrid, España : Universidad Pontificia de Comillas, 2006.

VOLKER Q. Understanding renewable energy systems [Libro]. - London : Volker Quaschnig, 2005. - Primera Ed. - ISBN 1-84407-136-7.

WANG Y. y XU W. The existence of multiple power flow solutions on unbalanced three-phase circuits [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Systems, Mayo de 2003. - No. 2 : Vol. 18. - págs. 605-610. - ISSN 0885-8950.

WANG Z., CHEN F. y LI J. Implementing transformer nodal admittance matrices into backward/forward sweep-based power flow analysis for unbalanced radial distribution

systems [Publicación periódica]. - IEEE : Transactions on Power Systems, Noviembre de 2004. - No. 4 : Vol. 19. - págs. 1831-1836. - ISSN 0885-8950.

WARRINGTON A. R. van C. Protective relays: their theory and practice [Libro]. - London : Chapman and Hall Ltd., 1968. - Vol. I. - ISBN 0-412-15380-7.

YANG L. One-terminal fault location system that corrects for fault resistance effects [Patente] : 5,773,980. - United States, 30 de Junio de 1998.

Anexo A. Sistema de pruebas prototipo

A.1. Introducción

El sistema de distribución seleccionado para la realización de las pruebas del presente proyecto es el sistema de pruebas IEEE de 34 nodos, tomado de los “test feeders” del “Distribution System Analysis Subcommittee” del “Institute of Electrical and Electronics Engineers” (PES/IEEE, 2010).

Este alimentador está localizado en el estado de Arizona, en los Estados Unidos de América, y opera a una tensión nominal de 24.9 kV. Entre sus principales características están la presencia de ramales monofásicos y trifásicos, redes telescópicas con múltiples calibres de conductor, cargas desbalanceadas de naturaleza concentrada y distribuida, así como la presencia de bancos de capacitores.

En este anexo se prestan los datos utilizados para el modelado en ATP y posterior simulación de este sistema.

A.2. Diagrama unifilar

El diagrama unifilar del sistema de pruebas presentado al “Power Engineering Society (PES)”, es el que se muestra en la Figura A.1, donde se puede observar la topología de las redes.

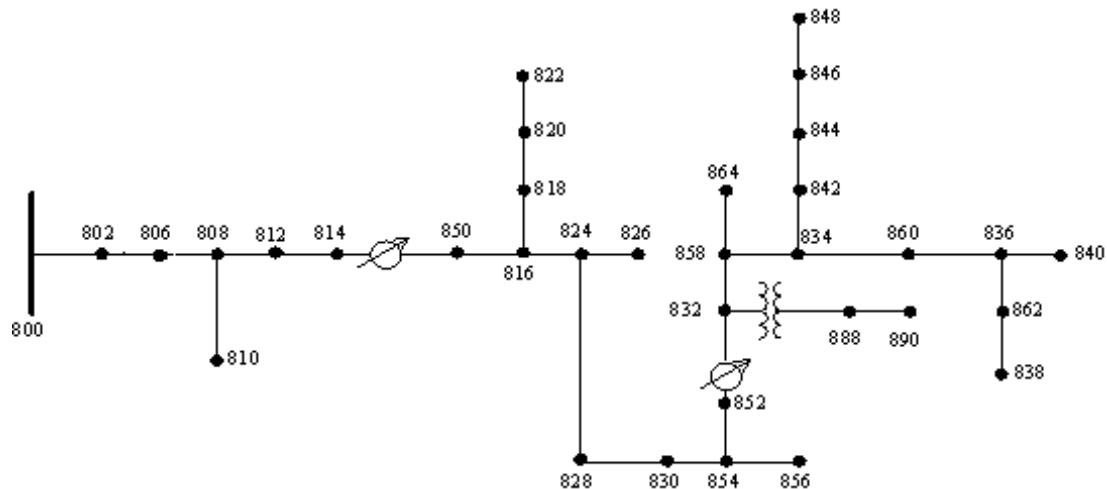


Figura A.1. Diagrama unifilar del sistema IEEE de 34 nodos. Fuente: (PES/IEEE, 2010).

A.3. Parámetros de las líneas

La Tabla A.1 y Tabla A.2 presentan los parámetros de las líneas con sus respectivas configuraciones, luego se muestran las matrices de los parámetros Z y B utilizados en el sistema de prueba para el programa ATPDraw.

Nodo Inicial	Nodo Final	Longitud [km]	Config.
800	802	0,786384	300
802	806	0,527304	300
806	808	9,823704	300
808	810	1,769059	303
808	812	11,43000	300
812	814	9,061704	300
814	850	0,003048	301
816	818	0,521208	302
816	824	3,112008	301
818	820	14,67612	302
820	822	4,187952	302
824	826	0,923544	303
824	828	0,256032	301
828	830	6,230112	301
830	854	0,158496	301
832	858	1,493520	301
832	888	0	XFM-1
834	860	0,615696	301
834	842	0,085344	301
836	840	0,262128	301
836	862	0,085344	301
842	844	0,41148	301
844	846	1,109472	301
846	848	0,161544	301
850	816	0,094488	301
852	832	0,003048	301
854	856	7,110984	303
854	852	11,225784	301
858	864	0,493776	303
858	834	1,776984	301
860	836	0,816864	301
862	838	1,481328	304
888	890	3,218688	300

Tabla A.1. Datos de todos los segmentos de línea del sistema.

Config.	Fases	Fase Neutro		Separación ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabla A.2. Configuraciones de las líneas aéreas.

A continuación se presentan los parámetros Z y B utilizados en cada configuración.

Configuración 300:

Z (R+jX) en ohm/km

0,830688+j0,829134	0,130556+j0,359107	0,132358+j0,311632
0,130556+j0,359107	0,822609+j0,843178	0,128381+j0,285285
0,132358+j0,311632	0,128381+j0,285285	0,826089+j0,837088

B en $\mu\text{S}/\text{km}$

3,315169	-0,951550	-0,617858
-0,951550	3,167835	-0,386014
-0,617858	-0,386014	3,037403

Configuración 301:

Z (R+jX) en ohm/km

1,199302+j0,877106	0,144600+j0,400306	0,146588+j0,353639
0,144600+j0,400306	1,190416+j0,887421	0,142176+j0,325489
0,146588+j0,353639	0,142176+j0,325489	1,194269+j0,882947

B en $\mu\text{S}/\text{km}$

3,182003	-0,892579	-0,584240
-0,892579	3,048278	-0,369795
-0,584240	-0,369795	2,930150

Configuración 302:

Z (R+jX) en ohm/km

1,739609+j0,923090	0	0
0	0	0
0	0	0

B en $\mu\text{S}/\text{km}$		
2,625477	0	0
0	0	0
0	0	0

Configuración 303:

Z (R+jX) en ohm/km		
0	0	0
0	1,739609+j0,923090	0
0	0	0

B en $\mu\text{S}/\text{km}$		
0	0	0
0	2,625477	0
0	0	0

Configuración 304:

Z (R+jX) en ohm/km		
0	0	0
0	1,194144+j0,883134	0
0	0	0

B en $\mu\text{S}/\text{km}$		
0	0	0
0	2,711603	0
0	0	0

A.4. Parámetros de las cargas

Los parámetros y modelos originales de las cargas distribuidas y concentradas para el sistema de prueba utilizado para las simulaciones en este trabajo se presentan en la Tabla A.3 y Tabla A.4, respectivamente.

Nodo Inicial	Nodo Final	Modelo de Carga	Ph-1 [kW]	Ph-1 [kVAr]	Ph-2 [kW]	Ph-2 [kVAr]	Ph-3 [kW]	Ph-3 [kVAr]
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Tabla A.3. Datos de las cargas distribuidas a lo largo del sistema.

Nodo	Modelo de Carga	Ph-1 [kW]	Ph-1 [kVAr]	Ph-2 [kW]	Ph-2 [kVAr]	Ph-3 [kW]	Ph-3 [kVAr]
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Tabla A.4. Datos de las cargas concentradas en el sistema.

A.5. Parámetros de los transformadores

Los datos del transformador instalado en la sección comprendida entre los nodos 832 y 888 (XFM-1) se presentan en la Tabla A.5.

	kVA	kV-alta	kV-baja	R - %	X - %
Subestación:	2500	69 – D	24.9 –Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 –Gr.W	4.16 – Gr. W	1,9	4,08

Tabla A.5. Datos de los transformadores del sistema IEEE de 34 nodos.

A.6. Parámetros de los capacitores shunt

Los datos de los capacitores shunt ubicados en el circuito de prueba se presentan en la Tabla A.6.

Nodo	Ph-A [kVAr]	Ph-B [kVAr]	Ph-C [kVAr]
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabla A.6. Datos de los capacitores instalados en el sistema.

Anexo B. Manual para la instalación y aplicación de la interfaz de usuario

B.1. Introducción

Parte fundamental del presente trabajo fue el diseño de una interfaz gráfica que permitiera la validación de los diferentes métodos de localización previamente programados en un archivo .m de Matlab. En este anexo se presenta la instalación y aplicación de la herramienta de validación para futuras simulaciones de diferentes métodos de localización de fallas en sistema de distribución radiales.

B.2. Instalación

Una vez se tiene la carpeta que contiene los archivos de la interfaz de validación (Validación.m y Validación.fig) y los demás archivos que hacen parte de los métodos de localización de fallas en el computador, se dispone a direccionarlos en una ruta específica de Matlab. Para tal fin se busca en el menú de archivo “File” la opción “Set Path...” como se muestra en la Figura B.2.

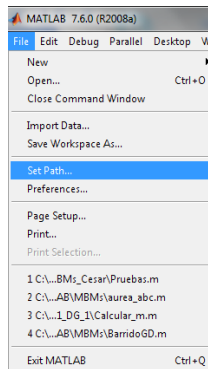


Figura B.2. Menú de entrada al Set Path de Matlab.

Después de abierta la ventana de la Figura B.3 se selecciona la ruta de ubicación de la carpeta en el disco duro del computador oprimiendo el botón “Add with Subfolders...”. Luego se pulsa aceptar en la nueva ventana.

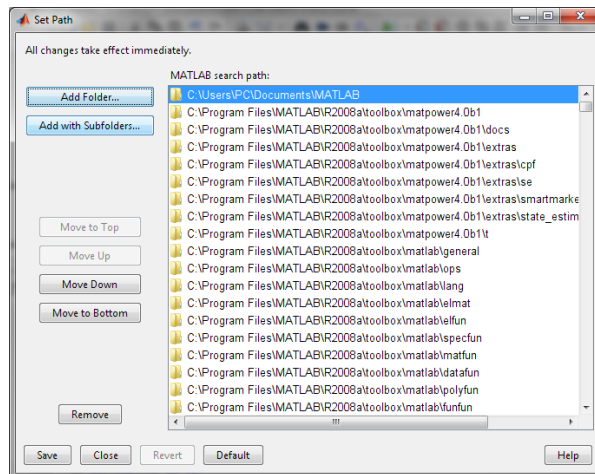


Figura B.3. Vista del Set Path de Matlab.

Una vez la ruta ya ha sido especificada, se oprimen los botones “Save” y “Close” (Figura B.3), en ese mismo orden, quedando almacenados los archivos de la carpeta de Validación como programas propios de Matlab.

Luego, para abrir la interfaz de *Validación* se escribe “Validacion” en la ventana de comandos de Matlab y se oprime entrar, como se muestra en la Figura B.4.

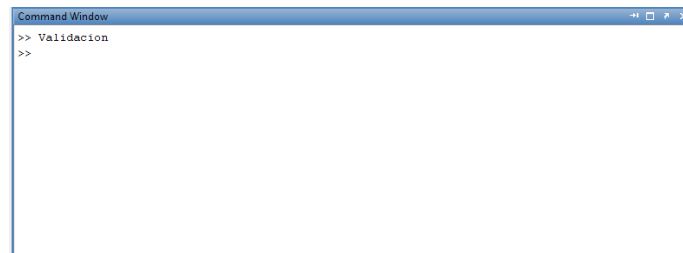


Figura B.4. Entrada a *Validación* mediante el Command Window.

Finalmente se despliega la interfaz gráfica de usuario de *Validación* (Figura B.5), la cual está lista para cargar los diferentes descriptores y circuitos para comenzar la validación de los métodos de localización de falas previamente programados.

B.3. Aplicación

Para utilizar la herramienta de simulación y validación de métodos de localización de fallas en sistemas eléctricos (Figura B.5), primero se debe cargar las respectivas bases de datos de las fallas y el sistema de prueba, es decir los archivos correspondientes a los descriptores de fallas y la reducción del circuito. Para ello se utiliza el botón “Cargar”, el cual abre una

ventana para seleccionar el archivo partiendo desde la ubicación del disco C:\, como se muestra en la Figura B.6.

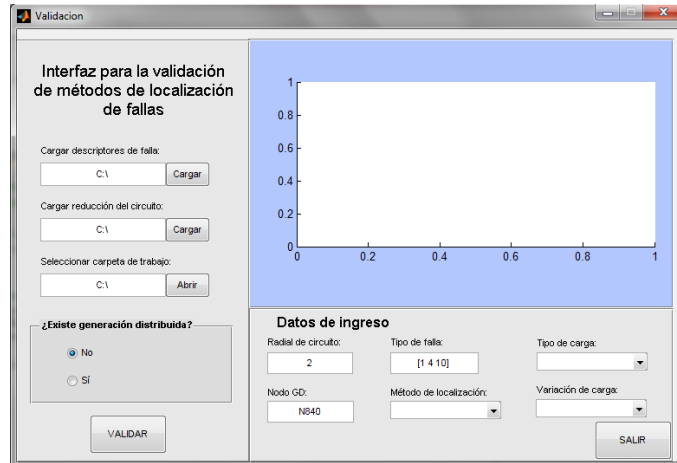


Figura B.5. Interfaz gráfica de *Validación*.

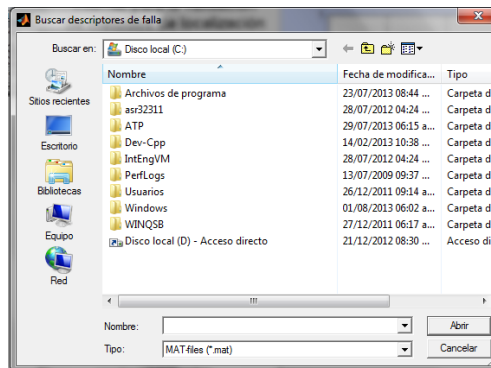


Figura B.6. Selección de los descriptores de falla y la reducción del circuito.

Una vez se cargan las bases de datos para la validación, se procede a seleccionar una ruta donde se almacenan las curvas de desempeño del método de localización frente a los escenarios planeados por el usuario. Para la selección de la ruta donde se almacenan los gráficos, se debe oprimir el botón “Abrir” de la interfaz de *Validación*, el cual abre una ventana como la de la Figura B.7.

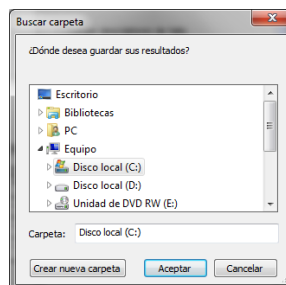


Figura B.7. Selección de la ruta de almacenamiento de las curvas de desempeño.

En caso de querer realizar simulaciones de métodos con generación distribuida, primero se debe seleccionar la opción “Si” del panel de GD. Cuando se selecciona la opción de pruebas con generación distribuida se muestra un dialogo (Figura B.8) para recordar al usuario que debe indicar en que barra se encuentra el generador y así realizar los barridos adecuadamente y en el radial seleccionado.

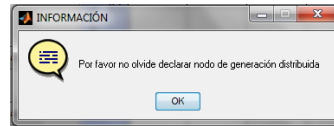


Figura B.8. Dialogo recordatorio para validaciones con generación distribuida.

Luego de seleccionar radial en el que se desea realizar la validación, las fallas a simular, el tipo de carga para la prueba, el método de localización y la cargabilidad del sistema, se presenta el resultado de la validación en un marco de la interfaz, como se muestra en la Figura B.9. Además, se guarda automáticamente un archivo .fig con la curva de desempeño en la dirección especificada de carpeta de trabajo.

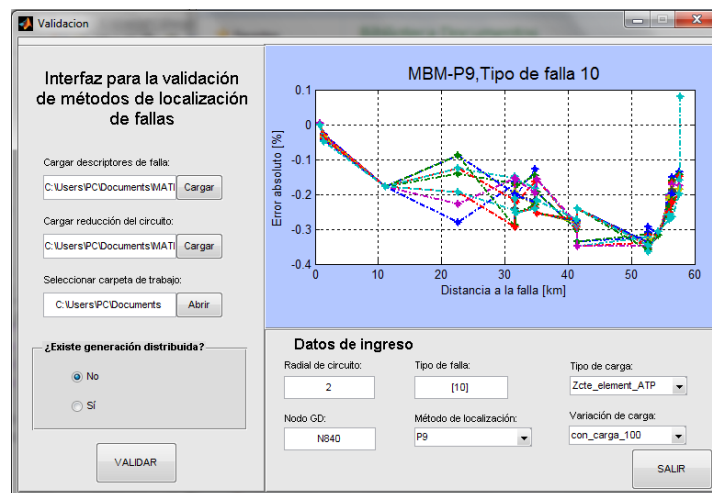


Figura B.9. Vista final de Validación.

Finalmente, cuando ya se ha terminado de realizar las simulaciones se oprime el botón “Salir”, el cual muestra un dialogo de confirmación (Figura B.10), por si el usuario ha oprimido la opción de salida por error.

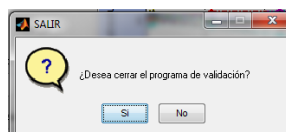


Figura B.10. Dialogo de salida de la interfaz de Validación.