



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



TEMA:

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE) MEDIANTE EL MÉTODO DE RATÁN DAS

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTOR (A):

Sr. Anthony Sebastián Quezada Tulcán

DIRECTOR (A):

Ing. Omar Darío Chacón Herrera MSc.

Ibarra, 2026



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004072631		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Quezada Tulcán Anthony Sebastián		
DIRECCIÓN:	Las Cuatro esquinas de Priorato		
EMAIL:	asquezadat@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0983959073

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE) MEDIANTE EL MÉTODO DE RATÁN DAS
AUTOR (ES):	Quezada Tulcán Anthony Sebastián
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	23 de Marzo del 2026
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Jhonny Javier Barzola Iza Msc. Ing. Omar Dario Chacón Herrera Msc.

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 24 días del mes de marzo de 2026

EL AUTOR:

.....
Anthony Sebastián Quezada Tulcán

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Chacón Herrera Omar Dario en calidad de director del señor estudiante Quezada Tulcán Anthony Sebastián certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE) MEDIANTE EL MÉTODO DE RATÁN DAS”

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Chacón Herrera Omar Dario Msc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIAS

El presente trabajo está dedicado principalmente a mi madre, Marta Tulcán, por todo su apoyo y, sobre todo, por acompañarme siempre durante este proceso académico. Gracias, mamá, por tu amor, cariño y esfuerzo para ayudarme a salir adelante.

A mis hermanos Israel, María José y Nicolás, por darme ánimos y apoyarme en todo momento; por estar a mi lado cuando más lo necesitaba y, sobre todo, por ser tan buenos conmigo.

A mis abuelitos y tíos, por extenderme una mano y brindarme su apoyo incondicional; por no dejarme solo a pesar de las dificultades y ayudarme a superar los obstáculos que se presentaron en este camino.

A mis amigos Ian Naranjo, Daniela Angamarca, Johan Salazar, Josué Tates Y Kevin Morales por estar a mi lado durante todo este trayecto, por aceptarme como soy y demostrarme que puedo confiar en ellos a pesar de todo lo vivido.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a mi madre por todo su esfuerzo, por enseñarme a no rendirme y por brindarme siempre su apoyo y amor de manera incondicional. Gracias, mamá, por ser mi amiga y mi guía; por escucharme y darme el empujón que necesitaba cuando todo parecía desmoronarse y, sobre todo, gracias por creer en mí incluso cuando yo no podía hacerlo.

Expreso mi gratitud a mi director de tesis, el Ing. Omar Chacón, por su apoyo y enseñanza durante todo este proceso, así como por su paciencia y confianza. De la misma manera, agradezco a mi asesor, el Ing. Jhonny Barzola, por brindarme su conocimiento, su respaldo y, en especial, por la paciencia que me ha tenido durante el desarrollo de este trabajo. Gracias a ambos por extenderme una mano cuando lo necesité y por demostrar su calidad como docentes y amigos.

Finalmente, agradezco a mi familia en general y a mis amigos por acompañarme durante todo este tiempo. Espero que, así como este logro, podamos compartir muchos momentos más en el futuro. Gracias por todo.



INDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO I..... 13

INTRODUCCIÓN..... 13

1.1 Tema..... 13

1.2 Problema de investigación..... 13

1.2.3. Problemática a investigar..... 13

1.2.4. Formulación de la pregunta de investigación..... 13

1.3. Objetivos..... 13

1.3.1 Objetivo general 14

1.3.2 Objetivos específicos 14

1.4 Alcance y delimitación..... 14

1.5 Justificación 15

CAPÍTULO II 16

MARCO TEÓRICO..... 16

2.1 Antecedentes..... 16

2.2 Sistema eléctrico de subtransmisión 18

2.3 Componentes de un sistema de subtransmisión 19

2.3.1 Estructuras de soporte 19

2.3.2 Conductores y aisladores..... 19

2.3.3 Sistema de protección 20

2.3.4 Transformadores de potencia 20

2.3.5 Sistemas de monitoreo y control 20

2.4 Topología del sistema eléctrico..... 20

2.4.1 Topología tipo radial..... 21

2.4.2 Topología tipo anillo..... 21

2.4.3 Topología tipo mallado 22

2.5 Comportamiento del sistema eléctrico 23

2.6 Fallas en el sistema eléctrico..... 23

2.6.1 Fallas simétricas 23

2.6.2 Redes de secuencia 24

2.6.3 Fallas asimétricas..... 25

2.6.4 Tipos de fallas 25

2.6.5 Falla monofásica a tierra..... 25

2.6.6 Fallas bifásicas 26



2.6.7	Fallas bifásicas a tierra	26
2.6.8	Falla Trifásica.....	27
2.6.9	Falla Trifásica a tierra	27
2.7	Localización de fallas eléctricas.....	28
2.7.1	Métodos para la localización de fallas	28
2.7.2	Método basado en la onda viajera	28
2.7.3	Método basado en la matriz de impedancia y medidores inteligentes	28
2.7.4	Método de clasificación basado en el conocimiento (MCBC).....	29
2.7.5	Método de Ratán Das.....	29
CAPÍTULO III.....		31
MATERIALES Y MÉTODOS		31
3.1	Metodología.....	31
3.2	Descripción técnica de la red de subtransmisión de EMELNORTE	33
3.2.1	Sistema de subtransmisión eléctrica	33
3.3	Materiales	35
3.3.1	CYME.....	35
3.3.2	Python	36
3.4	Fundamentos matemáticos.....	36
3.4.1	Distancia entre conductores de fase.....	36
3.4.2	Impedancia propia y mutua.....	37
3.4.3	Matriz primitiva de impedancias de fase con neutro	38
3.4.4	Matriz de impedancias de secuencia.....	38
3.4.5	Distancia entre conductores de fase para capacitancias	39
3.4.6	Coefficientes de potencial propios y mutuos	39
3.4.7	Matriz de coeficiente de potencial primitivo con neutro.....	40
3.4.8	Matriz de capacitancia de fase y secuencia.....	41
3.4.9	Método de Ratán Das.....	41
3.4.9.1	Desarrollo de un sistema radial equivalente	41
3.4.9.2	Modelado de cargas	42
3.5.9.3	Estimación de voltajes y corrientes en el extremo remoto y en la falla	42
3.5.9.4	Estimación de la ubicación de la falla.....	45
3.6	Modelado de la red de subtransmisión.....	48
3.7	Código para la localización de fallas basado en el método de Ratán Das.....	53
CAPITULO IV.....		57



RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	57
4.1 Implementación del método de Ratán Das al sistema de subtransmisión	57
4.1.1 Localización de falla monofásica en la línea Otavalo – Cayambe (caso real).....	57
4.1.2 Localización de fallas monofásicas a tierra	59
4.1.3 Localización de fallas bifásicas.....	62
4.1.4 Localización de fallas trifásicas balanceadas.....	66
4.2 Evaluación del método de Ratán Das.....	69
4.3 Aplicación para la localización de fallas basada en el método de Ratán Das.....	72
Conclusiones	75
Recomendaciones	76
Referencias bibliográficas.....	77
Anexos.....	81



INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Sistema eléctrico de potencia..... 18

Fig. 2 Sistema de distribución radial..... 21

Fig. 3 Sistema de distribución en anillo. 22

Fig. 4 Sistema de distribución en malla..... 22

Fig. 5 Redes de secuencia a) Positiva b) Negativa c) Cero 25

Fig. 6 Falla monofásica a tierra..... 26

Fig. 7 Falla bifásica..... 26

Fig. 8 Falla bifásica a tierra..... 27

Fig. 9 Falla trifásica. 27

Fig. 10 Falla trifásica a tierra. 28

Fig. 11 Sistema de distribución con cargas propuesto por Ratán Das. 29

Fig. 12 Metodología para la realización de la aplicación de localización de fallas mediante Ratán Das
..... 32

Fig. 13 Sistema radial equivalente..... 42

Fig. 14 Diagrama unifilar de la red de subtransmisión de EMELNORTE..... 49

Fig. 15 Estructura de soporte a 69 kV con cable de guarda..... 50

Fig. 16 Adaptación de la estructura de soporte a 69 kV con cable de guarda tipo S-1-G..... 51

Fig. 17 Flujo lógico para la localización de fallas eléctricas mediante el método de Ratán Das..... 56

Fig. 18 Vista general del ingreso de datos y obtención de resultados en la aplicación localizadora de fallas..... 74



INDICE DE TABLAS

TABLA I..... 34

TABLA II..... 35

TABLA III..... 49

TABLA IV..... 52

TABLA V..... 52

TABLA VI..... 58

TABLA VII..... 58

TABLA VIII..... 60

TABLA IX..... 63

TABLA X..... 67

TABLA XI..... 70



RESUMEN

Las redes de subtransmisión eléctrica se encuentran expuestas a fallas debido a sus condiciones de operación, configuración y extensión, lo que hace necesaria la localización precisa del punto de falla para apoyar tareas de análisis, diagnóstico y restablecimiento del servicio. En el presente trabajo se desarrolló y evaluó una aplicación para la localización de fallas eléctricas en la red de subtransmisión de la empresa EMELNORTE, basada en el método de Ratán Das.

La investigación fue de tipo aplicada y cuantitativa, y se fundamentó en la caracterización eléctrica de la red de subtransmisión a partir de los parámetros técnicos de las líneas y los registros de carga del sistema. Para la evaluación del método, se empleó un modelo computacional de la red que permitió simular distintos escenarios de falla, ubicadas en diferentes posiciones relativas a lo largo de las líneas de subtransmisión analizadas. A partir de estas simulaciones se obtuvieron los valores de voltaje y corriente asociados a cada evento de falla, los cuales fueron utilizados como datos de entrada para la aplicación desarrollada.

La aplicación permitió estimar la distancia de localización de la falla vista desde el nodo de medición, y los resultados obtenidos fueron comparados con las distancias esperadas. El análisis de los resultados muestra que el método presenta un desempeño adecuado en la mayoría de las líneas de subtransmisión evaluadas, con errores generalmente reducidos y un comportamiento consistente frente a los distintos tipos de falla considerados.

Palabras clave:

Localización de fallas, Ratán Das, Subtransmisión, fallas eléctricas



ABSTRACT

Electrical subtransmission networks are exposed to faults due to their operating conditions, configuration, and extent, which makes precise fault location essential to support analysis, diagnosis, and service restoration tasks. In this work, an application for electrical fault location was developed and evaluated for the EMELNORTE subtransmission network, based on the Ratán Das method.

This was an applied and quantitative research study, grounded in the electrical characterization of the subtransmission network using technical line parameters and system load records. To evaluate the method, a computational model of the network was employed to simulate various fault scenarios at different relative positions along the analyzed sections. From these simulations, the voltage and current values associated with each fault event were obtained and used as input data for the developed application.

The application estimated the fault distance as seen from the measurement node, and the results were compared against the expected distances. The analysis of the results shows that the method performs adequately across most of the evaluated sections, with generally low error rates and consistent behavior across the different types of faults considered.

Keywords:

Fault location, Ratán Das, Subtransmission, electrical faults



CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Tema

Localización de fallas en la red de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) mediante el método de Ratán Das

1.2 Problema de investigación

1.2.3. Problemática a investigar

Las redes de subtransmisión eléctrica están constantemente expuestas a factores técnicos y climáticos que pueden comprometer, tanto la continuidad, como la calidad del servicio eléctrico y con el tiempo estas condiciones pueden generar fallas en la red eléctrica, afectando la confiabilidad y continuidad del suministro; por ende, para garantizar un servicio de calidad, las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con herramientas que faciliten la identificación y localización precisa de fallas.

En este contexto, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) supervisa y regula a las empresas distribuidoras mediante la normativa No. 009/2024 denominada “Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” en la cual establece normas y procedimientos para asegurar altos estándares de calidad de servicio; esta regulación incluye índices de calidad de servicio de cumplimiento obligatorio, cuya inobservancia puede derivar en sanciones económicas para las empresas distribuidoras.

Actualmente, ante la ocurrencia de una falla, el personal del centro de control debe coordinar con el equipo de mantenimiento para la identificación de fallas permanentes; este equipo, a su vez, realiza inspecciones visuales recorriendo largas distancias hasta localizar y solucionar el problema. Este procedimiento puede consumir una cantidad significativa de tiempo, especialmente en el traslado y recorrido de la línea en busca de la falla, lo que dificulta el cumplimiento de los índices de calidad de servicio referente a los tiempos de interrupción establecidos por la normativa y afecta la percepción del servicio por parte de los usuarios.

1.2.4. Formulación de la pregunta de investigación

¿De qué manera se puede agilizar el proceso de localización de fallas en la red de subtransmisión de EMELNORTE mediante la aplicación del método de Ratán Das?

1.3. Objetivos



1.3.1 Objetivo general

Desarrollar una aplicación para la localización de fallas en la red de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte, utilizando el método de Ratán Das.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir los distintos tipos de fallas eléctricas dentro del sistema de subtransmisión.
- Modelar la red de subtransmisión para conocer los parámetros de la red y sus principales componentes.
- Desarrollar una aplicación para la localización de fallas en la red de subtransmisión basado en el método de Ratán Das.

1.4 Alcance y delimitación

El presente trabajo tiene como objetivo principal desarrollar una aplicación para la localización de fallas en la red de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte, utilizando el método de Ratán Das. Para alcanzar este propósito, se iniciará con una investigación exhaustiva sobre los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en las redes de subtransmisión. A continuación, se procederá al modelado de la red de subtransmisión empleando el software CYME, tomando como referencia la información del modelo de red disponible en la base de datos ArcGIS y asegurando la inclusión de todos los componentes relevantes de la línea en el proceso de modelado.

Una vez modelada la red, se procederá con la obtención de las impedancias de línea y otros parámetros esenciales necesarios para la implementación del método de Ratán Das. Estos cálculos se realizarán a partir de simulaciones basadas en el modelado de la red desarrollado anteriormente. La metodología propuesta emplea valores de pre-falla para estimar la ubicación aproximada de la falla. A su vez, se realiza el cálculo de una reactancia aparente en el momento de la falla, la cual será comparada con la suma de las reactancias de cada nodo, con el fin de ubicar la falla. Posteriormente, mediante procesos iterativos, se determinará la localización precisa de la falla. Esta aproximación permitirá identificar la ubicación de las fallas dentro de la red.

Posteriormente, se seleccionará un entorno apropiado para diseñar una aplicación que, a través del ingreso de los parámetros obtenidos durante el análisis de fallas, permita determinar la ubicación de estas en la red de subtransmisión. Todo el trabajo se desarrollará tomando como



referencia la información y las herramientas disponibles en la empresa. Finalmente, se realizará una comparación entre los resultados obtenidos mediante la aplicación desarrollada y los registros históricos de fallas reales ocurridas en la red.

1.5 Justificación

El desarrollo del presente trabajo se realiza bajo el convenio de cooperación interinstitucional entre la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) y la Universidad Técnica del Norte. Dicho convenio brinda a los estudiantes la oportunidad de realizar investigaciones prácticas y aplicadas al sector eléctrico, de la misma manera la empresa pone a disposición la información y herramientas necesarias para la realización de trabajos de grado referentes al sector eléctrico; por ende, el presente trabajo se orienta hacia el análisis y desarrollo de una herramienta que permita la localización aproximada de fallas en la red de subtransmisión eléctrica tomando como base el método de localización de fallas propuesto por Ratán Das.

Es relevante señalar que una gestión inadecuada en la detección y resolución de fallas puede ocasionar interrupciones prolongadas en el suministro eléctrico, afectando de manera negativa la continuidad del servicio. De acuerdo con la resolución 002/2020 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), cualquier interrupción que exceda los 3 minutos puede generar penalizaciones para la empresa distribuidora, resultando en pérdidas económicas y sanciones regulatorias.

En este contexto, es esencial que EMELNORTE mantenga bajos índices de fallas para garantizar un servicio de calidad y cumplir con los requisitos establecidos por la normativa. En este contexto, el desarrollo de una herramienta de localización de fallas beneficiará a la empresa para la toma de decisiones ante la ocurrencia de una falla, así como también a sus clientes finales, al contribuir a la reducción de los tiempos de respuesta del personal operativo y de mantenimiento. Para la realización de este proyecto se hará uso de las herramientas tecnológicas y la información disponible en la empresa, lo que facilitará su desarrollo.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) es la institución encargada de regular el sector eléctrico en Ecuador, asegurando que el servicio de energía eléctrica se mantenga con altos estándares de calidad y confiabilidad; por ello, través de la regulación No. 009/2024 denominada “Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, la ARCONEL establece parámetros clave para la evaluación y medición de los índices de interrupciones en el servicio eléctrico, que son esenciales para monitorear y mejorar el desempeño del sistema eléctrico en el país [1].

Esta regulación también define con claridad las responsabilidades de las empresas eléctricas distribuidoras, estableciendo normas específicas sobre el mantenimiento y respuesta ante fallas en el servicio eléctrico, así como los procedimientos que deben seguir ante interrupciones de cualquier origen, ya sean causadas por fallos técnicos, condiciones climáticas adversas o sobrecargas en el sistema.

En este contexto, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) establece que los índices máximos de Frecuencia Media de Interrupción por Cliente (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por Cliente (TTIK) deben ser de 6,00 y 8,00, respectivamente. Según el informe de rendición de cuentas 2023 proporcionado por la Empresa Eléctrica Regional Norte, estos índices han experimentado una reducción considerable en comparación con años anteriores, alcanzando valores de 1,71 para el FMIK y 2,66 para el TTIK. Estos resultados son significativamente inferiores a los límites establecidos y reflejan una mejora sustancial en la calidad del servicio eléctrico, ya que en períodos previos estos indicadores superaban los límites regulatorios [2].

Existen diversos elementos en las redes eléctricas que son especialmente propensos a fallas y que, al verse afectados, pueden provocar interrupciones en el servicio eléctrico impactando directamente a todos los consumidores conectados a la red; entre estos elementos afectados se encuentran los transformadores, interruptores, líneas de transmisión y otros componentes que están constantemente expuestos a factores de desgaste y condiciones climáticas adversas [3]. Por ende, estas fallas eléctricas pueden extenderse durante tiempos



prolongados dependiendo de su gravedad y afectar directamente a la vida cotidiana de los usuarios residenciales como la productividad en áreas urbanas e industriales.

Frente a esta situación, la localización de fallas en la red eléctrica es fundamental para mantener la continuidad del servicio eléctrico y evitar interrupciones prolongadas, ya que identificar con precisión el punto de falla permite a los operadores actuar con mayor rapidez y asegurar un restablecimiento inmediato del servicio eléctrico al coordinar los trabajos de reparación con los grupos de mantenimiento.

En el estudio [4] se aborda la localización de fallas aplicando una metodología basada en la implementación de generación distribuida y métodos algorítmicos donde se estima la impedancia equivalente del sistema a partir de mediciones de voltaje y corriente en condiciones prefalla y post-falla, tomando como referencia la subestación y los nodos donde se ubica la generación distribuida.

Para la recolección de datos se emplean herramientas como ATPDraw y se utiliza Matlab en el análisis de los resultados obtenidos, lo cual permite concluir que la localización de la distancia de falla con esta metodología es adecuada para sistemas equilibrados y desequilibrados, aunque se resalta la necesidad de realizar un análisis independiente para cada tipo de falla dado que sus características pueden influir en la precisión del método.

Por otro lado, el estudio [5] se ha centrado en la localización de fallas en sistemas de distribución mediante el método de Ratan Das, donde se emplea el cálculo de la impedancia aparente en el momento en que ocurre una falla utilizando datos iniciales de voltaje y corriente de prefalla en los nodos situados a los extremos de la línea para obtener una ecuación no lineal que permita realizar el análisis. Este método está diseñado para localizar fallas en sistemas radiales de subtransmisión y distribución que incluyen derivaciones o ramales, mediante procedimientos como la modelación de cargas y el cálculo de voltajes y corrientes en el nodo de falla para determinar finalmente la distancia a la que se encuentra el evento.

Como resultado se determinó que el error asociado con esta metodología es de solo el 5% y que el algoritmo es capaz de responder adecuadamente ante diversas condiciones y cambios siempre que el sistema se encuentre correctamente representado, destacando además la consideración de que cualquier método basado en impedancia requiere datos iniciales precisos para su desarrollo y aplicación exitosa [5].



De manera similar, el estudio [6] emplea un enfoque igual al anterior, aunque con un énfasis en la generación distribuida al utilizar el modelo IEEE de trece nodos; esta integración permitirá localizar la falla de manera más eficiente conservando procesos como el modelado de cargas y el cálculo de voltajes y corrientes, pero incorporando una modificación final que consiste en la implementación de un pseudocódigo basado en el modelado dentro de Simulink.

Posterior a ello se ejecuta la simulación de falla para determinar la posible sección afectada y a partir de ahí se modela la carga continuando con la metodología tradicional; como resultado se concluyó que al desarrollar un entorno en Matlab se minimizan los errores reduciendo la incertidumbre en la ubicación de la falla, por lo que aunque el método de Ratan Das y el propuesto arrojan resultados similares la diferencia radica en el tiempo requerido para realizar los cálculos haciendo que el método modificado sea más relevante y eficiente [6].

2.2 Sistema eléctrico de subtransmisión

El sistema de subtransmisión forma parte del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), el cual se compone de distintas etapas encargadas de la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica tal cual se muestra en la Fig. 1; a partir de esta estructura, el sistema eléctrico de subtransmisión está conformado por un conjunto de elementos que permiten garantizar el transporte de energía eléctrica desde una subestación de transmisión perteneciente al Sistema Nacional Interconectado (SNI) hasta las distintas subestaciones de distribución; dentro de estos elementos se incluyen las líneas de subtransmisión, conductores o hilos de guarda, torres, cadenas de aisladores y el sistema de puesta a tierra [7].

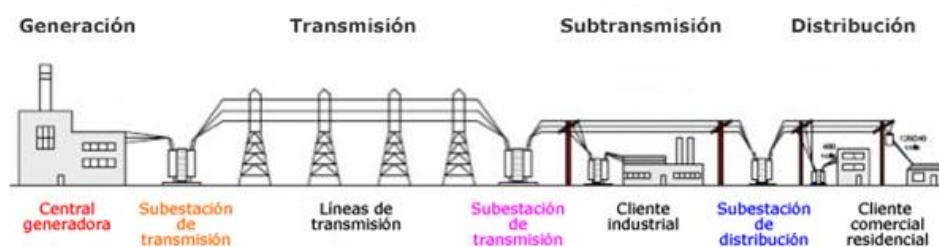


Fig. 1 Sistema eléctrico de potencia.

Nota: Tomada de [8].

Los sistemas de subtransmisión tienen la capacidad de operar bajo niveles de 138 kV y 69 kV, y se dividen en dos tipos principales que son el subterráneo y el aéreo; a nivel nacional se emplea este último operando a 69 kV, principalmente debido a factores como su bajo costo de implementación y facilidad de mantenimiento entre otros.



2.3 Componentes de un sistema de subtransmisión

Un sistema de subtransmisión está conformado por diversos elementos que garantizan su adecuado funcionamiento, tales como:

- Estructuras de soporte
- Conductores y aisladores
- Sistemas de protección
- Transformadores de potencia
- Sistemas de monitoreo y control

2.3.1 Estructuras de soporte

Las líneas eléctricas emplean diversas estructuras para el transporte de energía tales como torres metálicas y postes de concreto, todo esto con el propósito de mantener los conductores a una altura segura y así evitar el contacto tanto con estructuras adyacentes como con personas; adicionalmente, estas estructuras están diseñadas para resistir cargas mecánicas, como el peso de los conductores, la fuerza del viento y las tensiones generadas por movimientos o vibraciones causadas por fenómenos externos tales como ráfagas de viento, actividad sísmica o acumulación de hielo [8], [9].

2.3.2 Conductores y aisladores

Los conductores son el medio principal para el transporte de energía eléctrica y están fabricados generalmente de aluminio o aleaciones de aluminio reforzadas con acero conocido como alma de acero; por su parte, los conductores de aluminio puro ofrecen una excelente conductividad eléctrica y ligereza facilitando su instalación, mientras que aquellos con alma de acero refuerzan la resistencia mecánica permitiéndoles soportar grandes cargas y voltajes sin sufrir deformaciones; estos conductores se seleccionan de acuerdo a criterios como la capacidad de corriente, la resistencia mecánica y las condiciones ambientales a las que estarán expuestos [10].

Los aisladores, por su parte, están diseñados para sostener los conductores y mantenerlos eléctricamente separados de las estructuras de soporte; generalmente, estos componentes están fabricados con materiales como porcelana, vidrio o polímeros compuestos, los cuales proporcionan una alta resistencia mecánica y un excelente aislamiento frente a los voltajes presentes en la línea eléctrica [8].



2.3.3 Sistema de protección

El sistema de protección es el encargado de mantener el sistema eléctrico operando de manera segura y protegerlo de perturbaciones externas como descargas atmosféricas o contactos accidentales con el exterior; esto se logra mediante dispositivos de protección como pararrayos, puestas a tierra, fusibles y transformadores de corriente y voltaje; en este contexto, el sistema de subtransmisión se conforma generalmente de dispositivos de protección como los hilos de guarda, disyuntores, seccionadores y relés de protección [9].

En base a lo anterior, cada uno de los dispositivos de protección pertenecientes al sistema de subtransmisión desarrolla un trabajo específico, donde los hilos de guarda se encargan de los sobrevoltajes causados por descargas atmosféricas al desviar las corrientes parásitas hacia tierra; de manera similar los disyuntores se encargan de abrir los circuitos ante la presencia de una falla con el fin de aislarla bajo la consideración de que estos operan bajo carga. De manera similar, los relés de protección se encargan de detectar anomalías en la red eléctrica y envían una señal a los disyuntores para abrir el circuito o línea afectada; mientras que los seccionadores permiten la apertura y cierre de circuitos sin carga para la realización de mantenimientos en la red y la corroboración visual de la maniobra [10], [9].

2.3.4 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son dispositivos cuya función principal consiste en elevar o reducir el voltaje según las necesidades del sistema; por lo cual, estos equipos se ubican en las subestaciones y son responsables de adaptar los niveles de voltaje entre las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, contribuyendo de esta manera a optimizar la transferencia de energía y a minimizar las pérdidas eléctricas durante el proceso de transporte [8], [11].

2.3.5 Sistemas de monitoreo y control

Dentro del sistema eléctrico se utilizan dispositivos de monitoreo en tiempo real entre los cuales destacan los sensores y los sistemas de comunicación, estos dispositivos tienen la función de supervisar las condiciones operativas del sistema eléctrico, permitiendo a los operadores observar en tiempo real el estado en el que se encuentra el sistema [12].

2.4 Topología del sistema eléctrico

El sistema eléctrico presenta diversas topologías entre las cuales destacan las configuraciones radiales, en anillo y mallada; cada una de estas responde a criterios específicos



de diseño dentro de los cuales se mencionan los costos, simplicidad, niveles de confiabilidad, entre otros [13].

2.4.1 Topología tipo radial

Esta topología se caracteriza por disponer de una única fuente de alimentación la cual alimenta el circuito que conecta las subestaciones de transmisión con las de distribución como se ilustra en la Fig. 2; no obstante, presenta una desventaja significativa en términos de confiabilidad pues ante la ocurrencia de una falla la continuidad del servicio puede verse comprometida. Por lo tanto, esto resulta en la interrupción del suministro eléctrico no solo en el segmento afectado, sino también en las subestaciones aguas abajo y a su vez a los usuarios finales [13].

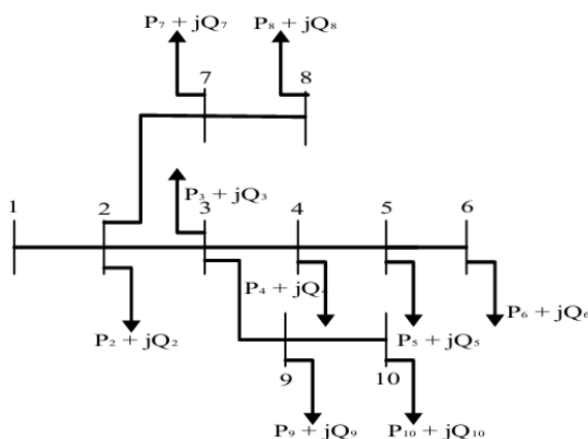


Fig. 2 Sistema de distribución radial.

Nota: Tomada de [9].

2.4.2 Topología tipo anillo

En la topología tipo anillo el circuito se origina en una subestación de transmisión, recorre varias subestaciones y retorna a la subestación de origen; a diferencia de la configuración radial, el esquema en anillo proporciona una mayor confiabilidad frente a fallas ya que permite que el suministro de energía eléctrica no se vea interrumpido debido a la existencia de dos rutas alternativas para alimentar cada subestación, tal como se muestra en la Fig. 3 [13].

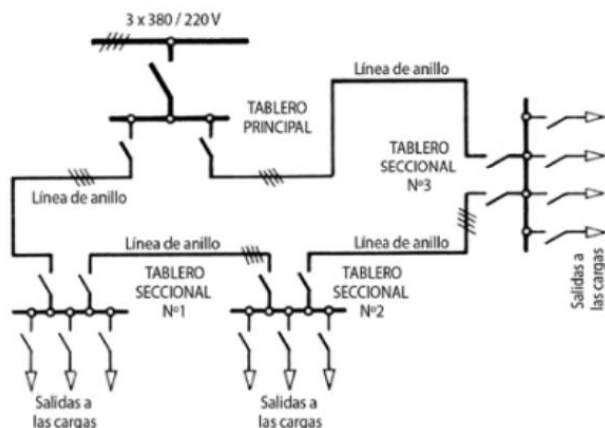


Fig. 3 Sistema de distribución en anillo.

Nota: Tomada de [9].

2.4.3 Topología tipo mallado

La topología mallada consiste en la interconexión de varias subestaciones para formar una red cerrada que garantiza múltiples rutas de alimentación según se ilustra en la Fig. 4; si bien esta arquitectura representa una inversión económica significativamente mayor, ofrece una confiabilidad superior frente a las configuraciones en anillo y radial, razón por la cual es muy adoptada en sistemas de transmisión eléctrica.

[13].

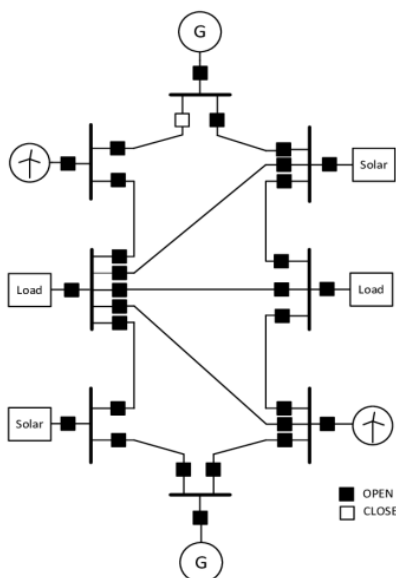


Fig. 4 Sistema de distribución en malla.

Nota: Tomada de [9].



2.5 Comportamiento del sistema eléctrico

El comportamiento del sistema eléctrico se interpreta mediante sus parámetros eléctricos los cuales definen la relación entre la corriente y el voltaje presentes en cada fase del sistema; bajo esta perspectiva destaca la impedancia (Z) como un factor que integra los efectos de la resistencia y la reactancia inductiva para reflejar la oposición física de la línea al flujo de la corriente alterna que circula dentro del conductor. En consecuencia, este valor depende tanto de las características físicas de los conductores, su disposición geométrica y de las propiedades eléctricas del medio en el que se encuentran [14].

De acuerdo con lo expuesto en [14] y [15], a partir de las impedancias propias y mutuas de cada fase, se construye la matriz primitiva de impedancia para representar matemáticamente las interacciones eléctricas entre los conductores; sobre esta base, las transformaciones de John Renshaw Carson permiten incorporar los efectos del acoplamiento electromagnético y del retorno de corriente por el terreno considerando la resistividad del suelo. Esta matriz resultante constituye un elemento fundamental en el análisis de fallas y desequilibrios en el sistema eléctrico, ya que a partir de ella se derivan las matrices de secuencia empleadas para evaluar el comportamiento bajo condiciones anómalas de operación.

2.6 Fallas en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico de potencia ha experimentado un crecimiento significativo en la cantidad de ramales de operación en los últimos años, lo cual sumado a la gran extensión y a la posición geográfica por donde estos se despliegan provoca que dichos elementos se encuentren comúnmente expuestos a fallas de diversas naturalezas como fenómenos naturales (rayos, tormentas, lluvias o nieve), el desgaste del conductor e inclusive la ruptura del aislamiento de los conductores; en este mismo sentido influyen factores adicionales como el mal funcionamiento de dispositivos de protección, transformadores en mal estado o incluso la interacción con animales, árboles o estructuras aledañas [16].

De acuerdo con [17], las fallas en el sistema eléctrico se clasifican en simétricas y asimétricas, y a su vez estas se categorizan en fallas en serie o paralelo; por una parte, las fallas en serie ocurren cuando una de las líneas eléctricas se rompe sin establecer contacto directo con tierra, mientras que por otro lado las fallas en paralelo se producen cuando se genera un cortocircuito entre líneas o entre líneas y tierra [18].

2.6.1 Fallas simétricas



Las fallas simétricas representan un mayor riesgo para el sistema eléctrico debido a los elevados flujos de corriente de falla que generan, debido a que estas ocurren cuando las tres fases del circuito entran en contacto en un punto determinado; de esta manera se provoca un cortocircuito o falla trifásica que da como resultado un aumento significativo de la corriente de cortocircuito, sin causar un desbalance en el sistema eléctrico permitiendo así que su estudio se realice mediante el empleo de las redes de secuencia al considerar únicamente la red de secuencia positiva para su evaluación técnica [16], [18].

2.6.2 Redes de secuencia

Las redes de secuencia se emplean para representar un conjunto de fasores trifásicos desequilibrados mediante tres sistemas equilibrados denominados componentes de secuencia; dichos fasores son sumamente importantes, debido a que permiten comprender el comportamiento de los flujos de corriente y voltaje en un sistema eléctrico cuando se presentan condiciones de falla o desequilibrio, razón por la cual las redes de secuencia se clasifican en secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero [19].

- **Componente de secuencia positiva:** La componente de secuencia positiva representa el funcionamiento normal y equilibrado del sistema bajo condiciones ideales de operación, está conformada por tres fasores de igual magnitud desfasados 120° entre sí y con el mismo orden de fases que el sistema original tal cual se ilustra en la Fig. 5 a) [19].
- **Componente de secuencia negativa:** La componente de secuencia negativa se presenta cuando el sistema eléctrico se encuentra bajo desequilibrios o fallas que pueden ser monofásicas o bifásicas; por su parte, esta secuencia se conforma de tres fasores equilibrados con un desfase de 120° de orden inverso entre ellos, tal como se muestra en la Fig. 5 b).
- **Componente de secuencia cero:** La componente de secuencia cero se asocia principalmente a la presencia de fallas a tierra dado que su existencia implica la presencia de un camino de retorno común a través del neutro o del terreno; esta secuencia se conforma de tres fasores de igual magnitud y fase, sin desplazamiento angular entre sí [19], [20]. Dicha secuencia se ilustra en la Fig. 5 c).

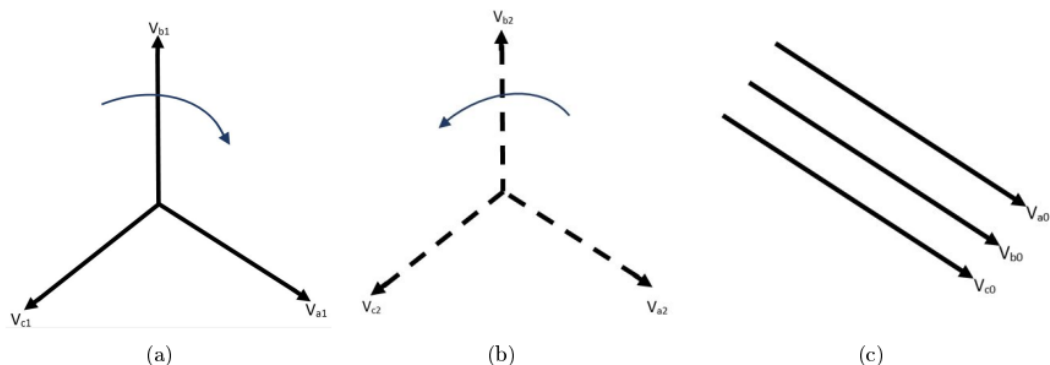


Fig. 5 Redes de secuencia a) Positiva b) Negativa c) Cero

Nota: Tomado de [18].

2.6.3 Fallas asimétricas

Este tipo de fallas involucra cortocircuitos entre fases o entre fases y tierra, condición que genera un desbalance en el sistema tanto en corriente como en voltaje; en este contexto, se clasifican como fallas asimétricas los siguientes tipos: fallas monofásicas, fallas bifásicas y fallas bifásicas a tierra, cuya incidencia es mayor en comparación con las simétricas dado que abarcan una mayor variedad de escenarios de ocurrencia [16].

2.6.4 Tipos de fallas

De acuerdo con [21], dentro del sistema eléctrico se presentan fallas de diversas naturalezas, motivo por el cual estas pueden ser clasificadas en los tipos que se detallan a continuación:

- Fallas monofásicas
- Fallas bifásicas
- Fallas bifásicas a tierra
- Fallas trifásicas
- Fallas trifásicas a tierra

2.6.5 Falla monofásica a tierra

Este tipo de falla se caracteriza por el contacto de cualquiera de las tres líneas eléctricas con la estructura que las sostiene, lo cual genera un cortocircuito a tierra; asimismo, esta eventualidad representa generalmente entre el 70 % y el 80 % de los casos y se ilustra de manera gráfica en la Fig. 6 [22], [23].

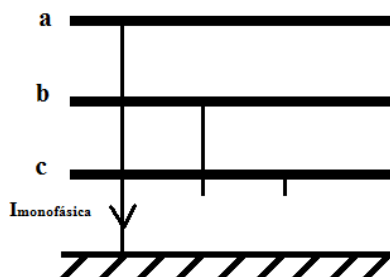


Fig. 6 Falla monofásica a tierra.

Nota: Tomado de [24].

2.6.6 Fallas bifásicas

Conocida también como falla línea a línea, esta ocurre cuando dos fases presentan un punto de conexión entre sí conforme se muestra en la Fig. 7, condición que provoca que la corriente en dicho punto adquiera un valor significativamente superior al normal [21] [22]; de igual manera, la incidencia de este tipo de fallas oscila entre el 8 % y el 10 % [23].

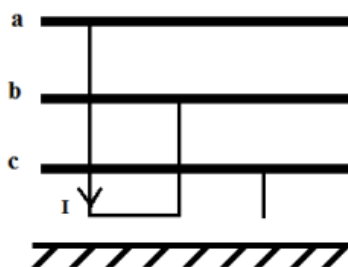


Fig. 7 Falla bifásica.

Nota: Tomado de [24].

2.6.7 Fallas bifásicas a tierra

Este tipo de falla ocurre cuando dos de las tres líneas eléctricas presentan una conexión con tierra, lo cual da como resultado que el voltaje tienda a cero y la corriente aumente de tal manera que provoca un desbalance en la línea restante, conforme se muestra de manera gráfica en la Fig. 8; por su parte, la incidencia de estas fallas suele presentarse entre el 10 % y el 17 % de los casos [22], [23].

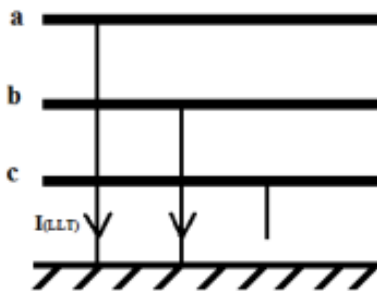


Fig. 8 Falla bifásica a tierra.

Nota: Tomado de [24].

2.6.8 Falla Trifásica

Esta falla se presenta cuando las tres fases del sistema entran en contacto entre sí conforme se muestra en la Fig. 9, condición que provoca caídas de voltaje junto con un consecuente aumento de corriente, la cual será similar en las tres fases; sin embargo, este tipo de eventualidad no es común en el sistema eléctrico [25].

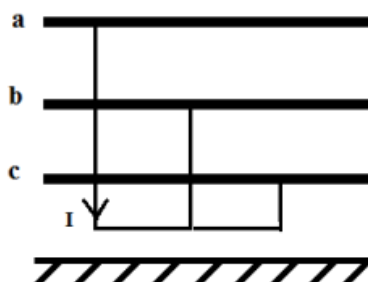


Fig. 9 Falla trifásica.

Nota: Tomado de [24].

2.6.9 Falla Trifásica a tierra

La falla trifásica a tierra ocurre cuando las tres fases del sistema entran en contacto con tierra conforme se ilustra en la Fig. 10, condición que provoca una caída de voltaje junto con un incremento de corriente en las mismas [24].

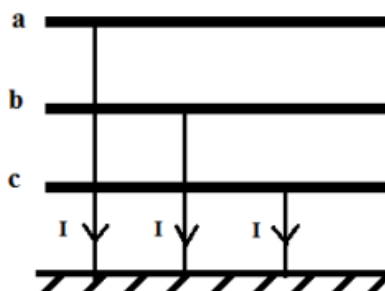




Fig. 10 Falla trifásica a tierra.

Nota: Tomado de [24].

2.7 Localización de fallas eléctricas

La localización de fallas constituye un proceso fundamental dentro del sistema eléctrico de potencia, cuyo propósito principal es determinar con precisión la ubicación aproximada de un evento no deseado, comúnmente conocido como falla; bajo esta premisa dichos eventos pueden ser de carácter temporal o permanente, situación que interrumpe el flujo normal de energía eléctrica y compromete la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico [26].

2.7.1 Métodos para la localización de fallas

Se han desarrollado múltiples metodologías para localizar fallas dentro del sistema eléctrico, cada una adaptada tanto a los avances tecnológicos como a las características particulares de la red eléctrica; bajo esta premisa, dichas metodologías abarcan métodos tradicionales como el análisis de corriente y voltaje hasta técnicas más modernas basadas en modelos matemáticos junto con simulaciones computacionales.

2.7.2 Método basado en la onda viajera

Este método se basa en la medición del tiempo que tarda una onda en propagarse desde el punto de falla hasta un punto de referencia ubicado en el extremo opuesto de la línea; una vez que se obtiene esta información, se asume que la velocidad de propagación de la onda adopta un valor aproximadamente igual a la velocidad de la luz y gracias a ello se vuelve posible determinar la distancia recorrida; de esta manera, a partir de dicho procedimiento se logra estimar la ubicación de la falla, basándose en la separación física comprendida entre el punto de medición y el lugar exacto donde se originó el evento [27].

2.7.3 Método basado en la matriz de impedancia y medidores inteligentes

Esta metodología se basa en la variación de corriente y de voltaje que ocurre en un punto de la red durante una falla, variaciones que pueden ser empleadas para estimar la ubicación del evento, para lograr este propósito resulta necesario calcular la matriz de impedancia de barra como paso inicial; en este sentido, los medidores que han sido instalados de manera aleatoria en diferentes puntos de la red obtendrán valores de voltaje RMS antes de la falla, de manera que al combinar dichos registros con la matriz de impedancia calculada previamente se logra estimar la corriente de falla para cada una de las fases presentes en cada barra; posteriormente,



a partir de estos resultados se procede a calcular un coeficiente que, mediante el uso de análisis comparativos, permite estimar la distancia a la que ocurrió la falla [17].

2.7.4 Método de clasificación basado en el conocimiento (MCBC)

Los Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC) constituyen enfoques que emplean el conocimiento explícito de expertos o datos históricos para diagnosticar y clasificar eventos, tales como las fallas en redes eléctricas; bajo esta premisa, dichas metodologías se fundamentan principalmente en el uso de reglas heurísticas, redes bayesianas, sistemas expertos junto con otras técnicas que prescinden de un proceso de aprendizaje automático.

De acuerdo con lo anterior, estas herramientas se apoyan en la integración de datos relevantes sumada a la experiencia previa para llevar a cabo la clasificación y la consecuente localización de las fallas; de este modo, dicho procedimiento se ejecuta mediante la correlación de información proveniente de diversas fuentes, entre las que destacan las mediciones de corriente y voltaje, los registros de sistemas SCADA, así como los reportes emitidos por los clientes [28].

2.7.5 Método de Ratán Das

El método de Ratán Das permite localizar fallas en redes de subtransmisión y distribución con topología radial conforme se ilustra en la Fig. 11, considerando la existencia de ramales derivados de múltiples fases junto con variaciones en el tap del transformador y la no homogeneidad de los parámetros eléctricos; bajo este esquema se emplean modelos de parámetros distribuidos para incorporar directamente los efectos de la capacitancia en paralelo presentes en las líneas. Asimismo, las cargas ubicadas aguas arriba del evento se modelan de forma independiente mientras que aquellas situadas aguas abajo se agrupan en una única carga equivalente representada en el nodo final N [5], [29], [30].

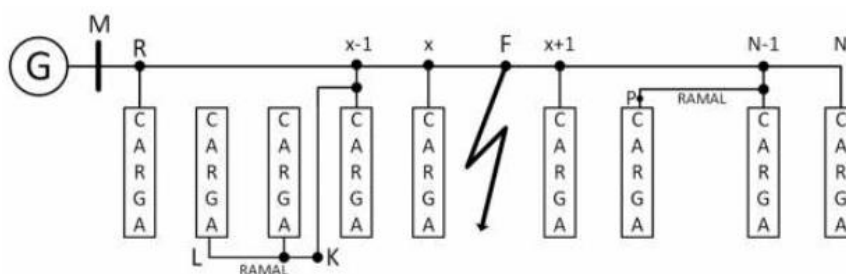


Fig. 11 Sistema de distribución con cargas propuesto por Ratán Das.

Nota: Tomado de [30].



El algoritmo requiere constantes de carga obtenidas mediante mediciones de voltaje y corriente previas al evento para describir la variación de la impedancia en función del voltaje nominal y a partir de dichos parámetros se realiza una estimación preliminar de la ubicación calculando la impedancia resultante con los fasores a frecuencia fundamental, convirtiendo su componente reactiva en una distancia equivalente a lo largo de la línea. Posteriormente, los valores de secuencia previos a la falla se procesan para expresar el voltaje en los nodos remotos finales como una función lineal dependiente de esta nueva variable espacial [5], [29], [30].

Las magnitudes eléctricas de secuencia en el nodo de falla junto con la impedancia de carga posterior al evento se establecen formalmente como funciones dependientes de la distancia física previamente formulada; consecuentemente, estas expresiones se desarrollan para obtener la impedancia de falla imponiendo la condición analítica de que su componente imaginaria posea un valor nulo. Finalmente, a partir de esta restricción matemática se deriva una ecuación no lineal que se linealiza para ser resuelta a través de un proceso iterativo, el cual concluye al alcanzar la convergencia que determina la ubicación aproximada del cortocircuito [5], [29], [30].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

El objetivo del presente capítulo consiste en desarrollar una metodología para la localización de fallas eléctricas empleando el método de Ratán Das, logrando a partir de ello el desarrollo de una aplicación localizadora de fallas eléctricas que facilite el procesamiento matemático correspondiente; para llevar a cabo este estudio, se ha seleccionado como caso de análisis el sistema de subtransmisión eléctrica perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE).

Tal como se mencionó en el Capítulo II, las redes eléctricas se encuentran constantemente expuestas a múltiples fenómenos de diversa naturaleza que provocan fallas operativas junto con una consecuente interrupción inesperada del servicio; ante esta realidad, la falta de mecanismos que permitan determinar la distancia al punto de falla en redes de subtransmisión dificulta las labores de reparación y restauración, situación que conlleva a un incremento directo en la energía no suministrada.

Esta situación afecta de manera directa a los indicadores de calidad de servicio al evidenciar un aumento de los valores de FMIk (Frecuencia media de interrupción) junto con el TTIk (Tiempo Total de interrupción), los cuales evalúan la continuidad y la confiabilidad del sistema eléctrico; en consecuencia, el incumplimiento de estos indicadores representa un impacto negativo en la prestación del servicio, situación que deriva en sanciones hacia la empresa distribuidora del servicio eléctrico.

Frente a este escenario, el presente capítulo detalla los procedimientos utilizados para caracterizar y modelar cada una de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, logrando de esta manera obtener los parámetros necesarios para reconstruir el sistema equivalente a partir de la información técnica de cada línea junto con las mediciones históricas de carga; asimismo, se llevaron a cabo diversas simulaciones de cortocircuito mediante el entorno del software CYME, dando paso posteriormente al desarrollo del algoritmo localizador de fallas a través del lenguaje de programación Python.

3.1 Metodología

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se ha adoptado una metodología del tipo cuantitativa, cuyo enfoque permite la recolección de los datos técnicos de cada línea que conforma el sistema eléctrico de subtransmisión de EMELNORTE, datos que posteriormente



serán empleados para el modelamiento de dicho sistema; bajo este contexto, en la Fig. 12 se presenta el diagrama de flujo establecido para guiar la ejecución de este estudio.

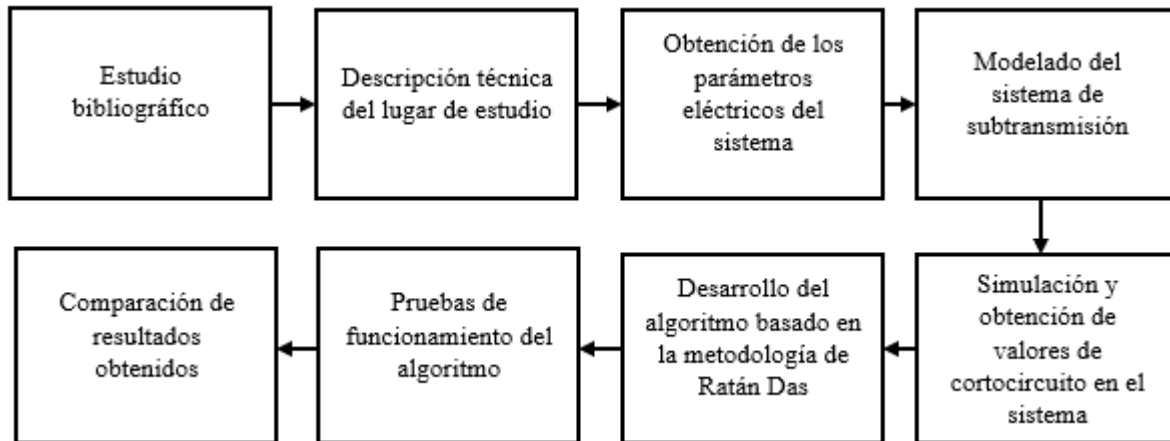


Fig. 12 Metodología para la realización de la aplicación de localización de fallas mediante Ratán Das

- a) **Estudio bibliográfico:** Esta etapa, abordada en el Capítulo II, comprendió la recopilación de información y la descripción detallada de la configuración de la red, los distintos tipos de fallas, el comportamiento del sistema eléctrico, así como la metodología de Ratán Das aplicada a este trabajo.
- b) **Descripción técnica del lugar de estudio:** Se detallaron las características relevantes de la red de subtransmisión, tales como el número de líneas y la longitud de cada una de ellas.
- c) **Obtención de parámetros eléctricos del sistema:** Se revisó la documentación técnica proporcionada por EMELNORTE con el fin de identificar y registrar los parámetros eléctricos de cada una de las líneas, tales como impedancias, potencias, demandas y niveles de voltaje.
- d) **Modelado del sistema de subtransmisión:** Se caracterizó la red de subtransmisión mediante el uso del software Python, herramienta empleada para el desarrollo y ejecución del algoritmo propuesto.
- e) **Simulación y obtención de valores de cortocircuito en el sistema:** Se simuló diversos cortocircuitos a lo largo del sistema de subtransmisión para la obtención de voltaje y corriente de falla necesarios para el algoritmo.



- f) **Desarrollo del algoritmo basado en la metodología de Ratán Das:** Mediante software Python, se desarrolló el algoritmo para la localización de fallas mediante el método de Ratán Das.
- g) **Pruebas de funcionamiento del algoritmo:** Se llevo a cabo la ejecución de pruebas de funcionamiento del algoritmo de localización de fallas y corrección de errores.
- h) **Comparación de resultados obtenidos:** Se analizaron y compararon los resultados obtenidos mediante el algoritmo frente a valores de falla reales y simuladas.

3.2 Descripción técnica de la red de subtransmisión de EMELNORTE

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) es la entidad encargada de prestar el servicio de distribución eléctrica en las provincias de Imbabura y Carchi, así como en determinados cantones de Cayambe y Pedro Moncayo junto con el cantón Sucumbíos perteneciente a la provincia homónima; adicionalmente, su cobertura abarca una pequeña parte del territorio correspondiente a la provincia de Esmeraldas.

De acuerdo con [31], en lo que respecta a su sistema de subtransmisión, EMELNORTE cuenta con dos puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado; en este sentido, el primero de ellos se ubica en la Subestación Ibarra (S/E Ibarra), específicamente en la barra DO77IB69, lugar donde están instalados dos transformadores conectados en paralelo que poseen una capacidad de 66 MVA cada uno junto con una relación de transformación de 138/69 kV, siendo identificados como ATR1 y ATR2. Esta configuración permite la operación independiente de las barras a los niveles de 69 kV y 138 kV; no obstante, actualmente el seccionador de enlace se encuentra cerrado, motivo por el cual ambas barras operan de manera conjunta logrando facilitar la interconexión internacional con el sistema eléctrico de Colombia.

Por otro lado, el segundo punto de interconexión corresponde a la barra DO92TULC en la S/E TULCAN-TRANSELECTRIC, operada por CELEC-TRANSELECTRIC, instalación donde se encuentra un transformador de 33 MVA provisto de una relación de transformación de 138/69 kV.

3.2.1 Sistema de subtransmisión eléctrica

Actualmente, el sistema de subtransmisión de EMELNORTE se encuentra conformado por un total de 17 subestaciones de distribución, instalaciones que cuentan con una capacidad instalada total de 207,5 MVA; para mayor detalle, en la TABLA I se presentan los datos correspondientes a cada una de estas subestaciones.



TABLA I

Datos técnicos de las subestaciones de la red de subtransmisión de EMELNORTE

No	S/E	Voltaje de operación (kV)	P. Nominal (MVA)
1	La Esperanza	13,8/69	10
2	Cananvalle	13,8/69	20
3	Cayambe	13,8/69	20
4	Otavalo	13,8/69	10
5	San Vicente	13,8/69	10
6	Cotacachi	13,8/69	10
7	Atuntaqui	13,8/69	20
8	San Agustín	13,8/69	10
9	El Retorno	13,8/69	10
10	Alpachaca	13,8/69	20
11	Ajaví	13,8/69	10
12	Chota	13,8/69	10
13	La Carolina	13,8/69	5
14	El Ángel	13,8/69	2,5
15	San Gabriel	13,8/69	10
16	Tulcán	13,8/69	10
17	El Rosal	13,8/69	20

Nota: Adaptada de [31].

Las subestaciones mencionadas en la TABLA I se encuentran interconectadas mediante un total de dieciocho líneas de subtransmisión, infraestructuras que suman una longitud aproximada de 256,11 km; además, el sistema cuenta con dos líneas complementarias de 34,5 kV destinadas a evacuar la energía generada por las centrales hidroeléctricas Ambi y San Miguel de Car, motivo por el cual en la TABLA II se detallan las distintas líneas que conforman el sistema de subtransmisión a un nivel de 69 kV junto con sus principales características técnicas.



TABLA II

Datos técnicos de las líneas que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE

No	Línea de subtransmisión	Voltaje (kV)	Tipo de Conductor	Longitud (km)
1	Ibarra – San Agustín	69,00	HAWK/PARTRIDGE	5,92
2	San Agustín – El Retorno	69,00	HAWK/PARTRIDGE	2,41
3	Otavaló – Cayambe	69,00	PARTRIDGE	26,51
4	El Ángel – San Gabriel	69,00	LINNET	13,48
5	San Gabriel – Tulcán (T)	69,00	LINNET	28,05
6	Tulcán – El Rosal	69,00	HAWK	5,65
7	Tulcán (T) – Tulcán	69,00	LINNET	3,13
8	Ibarra – Cotacachi	69,00	FLICKER	14,48
9	San Vicente – Otavaló	69,00	HAWK	3,31
10	Ibarra – Alpachaca	69,00	LINNET	6,13
11	Alpachaca – Chota	69,00	LINNET	16,34
12	Chota – La Carolina	69,00	PARTRIDGE	40,27
13	Alpachaca – Ajaví	69,00	HAWK	1,9
14	Ibarra – Atuntaqui	69,00	HAWK	10,89
15	Atuntaqui - San Vicente	69,00	HAWK	16,33
16	Cananvalle – La Esperanza	69,00	FLICKER	6,57
17	Cayambe – Cananvalle	69,00	HAWK	5,64
18	Cayambe - Ecuajugos	69,00	LINNET	3,09

Nota: Adaptada de [31].

3.3 Materiales

Para el desarrollo del presente trabajo se tomó como referencia el documento titulado “PLAN ESTRATÉGICO EMELNORTE 2022-2025” perteneciente a la empresa, el cual proporcionó información técnica detallada sobre su red de subtransmisión; adicionalmente, se incorporaron registros provenientes del Departamento de Estudios Eléctricos con el fin de llevar a cabo la verificación junto con la actualización de los datos correspondientes.

De igual manera, se emplearon herramientas de software especializado como CYME junto con el lenguaje de programación Python, recursos que permitieron llevar a cabo actividades fundamentales tales como el modelado del sistema de subtransmisión y el análisis de fallas mediante simulaciones, así como la implementación del algoritmo propuesto por Ratán Das para el posterior desarrollo de la aplicación enfocada en la localización de fallas.

3.3.1 CYME



CYME es un software especializado en el análisis de sistemas eléctricos de distribución que integra un conjunto de aplicaciones modulares orientadas a la construcción y edición detallada de redes mediante un entorno gráfico intuitivo; de igual manera, esta herramienta incorpora extensas bibliotecas de modelos de equipos como transformadores, líneas, cargas junto con protecciones, elementos que pueden ser ajustados por el usuario con el fin de representar con las condiciones reales del sistema bajo estudio [32].

La principal ventaja de utilizar CYME en el desarrollo del presente trabajo radica en su capacidad para realizar simulaciones de distintos tipos de fallas eléctricas en puntos específicos del sistema de EMELNORTE; a partir de esta funcionalidad se posibilita la obtención de parámetros relevantes tales como los voltajes junto con las corrientes del evento, magnitudes que constituyen la base técnica para la posterior aplicación de la metodología de Ratán Das [32].

3.3.2 Python

Python constituye un lenguaje de programación de alto nivel el cual destaca por ser ampliamente utilizado en áreas científicas y de ingeniería, sumado al análisis de datos; en este sentido, gracias a su sintaxis clara y estructurada se facilita la concepción, la lectura, así como el mantenimiento de algoritmos, característica que lo convierte en una herramienta idónea para la implementación de métodos numéricos o modelos computacionales.

Por otro lado, dicho entorno cuenta con un amplio ecosistema de bibliotecas especializadas entre las que destacan NumPy junto con Pandas para el manejo así como el procesamiento de información, incorporando a Matplotlib sumado a SciPy orientadas al análisis numérico y la visualización de resultados; adicionalmente, este lenguaje permite la integración de interfaces gráficas junto con la automatización de procesos de cálculo, capacidad que resulta fundamental para el desarrollo de la aplicación enfocada en la localización de fallas dentro del sistema eléctrico [33].

3.4 Fundamentos matemáticos

A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas que permitieron llevar a cabo el modelado, el análisis del algoritmo junto con otros cálculos necesarios, proporcionando así la base analítica para la aplicación de los materiales y métodos descritos previamente.

3.4.1 Distancia entre conductores de fase



De acuerdo con lo presentado en [15], para el cálculo de la impedancia de fase junto con la de secuencia resulta necesaria la obtención previa de la distancia existente entre los conductores, considerando para ello el uso del sistema de unidades inglés; de esta manera, dicho valor se logra determinar a través de la ecuación (1).

$$D_{ij} = |d_i - d_j| \quad (1)$$

Donde

- D_{ij} : distancia entre los conductores de fase es pies (ft)
- d_i : distancia del conductor i en pies (ft)
- d_j : distancia del conductor j en pies (ft)

3.4.2 Impedancia propia y mutua

De acuerdo con lo expuesto en [15], para obtener la matriz primitiva de impedancia resulta importante calcular la impedancia propia, la cual representa la magnitud individual de un conductor considerando su comportamiento dentro del sistema junto con la interacción consigo mismo; de la misma manera, se debe obtener la impedancia mutua, misma que corresponde a la relación existente entre dos conductores al evaluar la influencia que ejercen entre ellos.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, la determinación de la impedancia propia y mutua se realiza a través de las ecuaciones (2) y (3) respectivamente, ya que dichas expresiones permiten simplificar de forma significativa los cálculos, puesto que contemplan tanto el acoplamiento magnético entre los elementos como la influencia del retorno a tierra.

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \Omega/milla \quad (2)$$

Donde

- Z_{ii} : impedancia propia del conductor i en ohmios por milla ($\Omega/milla$)
- r_i : resistencia del conductor i en ohmios por milla ($\Omega/milla$)
- GMR_i : radio geométrico del conductor i en pies (ft)

De la misma manera, para el cálculo de la impedancia mutua tenemos:

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \Omega/milla \quad (3)$$

Donde



- Z_{ij} : impedancia mutua entre los conductores en ohmios por milla (Ω /milla)
- D_{ij} : distancia entre conductores en pies (ft)

3.4.3 Matriz primitiva de impedancias de fase con neutro

La matriz primitiva de impedancias de fase está conformada por las impedancias propias y mutuas, en las cuales tanto la resistencia como la reactancia inductiva dependen de factores como la separación entre conductores y las características geométricas de la línea; en este contexto, para las líneas eléctricas que cuentan con neutro o hilo de guarda, [15] propone la construcción de una matriz $Z_{primitiva}$ que incluya dicho conductor, para lo cual se define:

$$Z_{primitiva} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \tag{4}$$

Con la finalidad de reducir y mejorar la representación de (4), se propone:

$$Z_{primitiva} = \begin{bmatrix} [Z_{ij}] & [Z_{in}] \\ [Z_{nj}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \Omega/milla \tag{5}$$

Para la obtención de la matriz de impedancias de fase se aplica la reducción de Kron a (5), esto se logra mediante lo expuesto en (6).

$$Z_{abc} = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \cdot [Z_{nn}]^{-1} \cdot [Z_{nj}] \tag{6}$$

Finalmente, se obtiene una matriz de orden 3×3 que representa la matriz de impedancias de fase considerando el neutro similar a la que se muestra en (7).

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/milla \tag{7}$$

Donde

- Z_{abc} : matriz primitiva de impedancias de fase en ohmio por milla (Ω /milla)

3.4.4 Matriz de impedancias de secuencia

Tal como se indicó en el capítulo anterior, esta matriz está conformada por las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa, ubicadas en la diagonal principal de la matriz, las cuales permiten analizar el comportamiento de un SEP tanto en condiciones de falla como en estado estable [15]; de esta manera, la matriz de impedancias de secuencia se expresa mediante la ecuación (8).



$$[Z_{012}] = [A_s]^{-1} \times [Z_{abc}] \times [A_s] \quad (8)$$

Donde

- Z_{012} : matriz de impedancias de secuencia en ohmios por milla
- A_s : matriz de transformación de cantidades de fase a secuencia positiva aplicado a sistemas trifásicos
- A_s^{-1} : operación inversa de la matriz de transformación de cantidades de fase a secuencia positiva.

Para realizar la conversión de las impedancias de fase a impedancias de secuencia, se utiliza la matriz de transformación de secuencia, la cual está definida por la expresión (9):

$$A_s = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Donde a_s tiene un valor de $1 \angle 120^\circ$

Por otro lado, la operación inversa de la matriz de transformación de secuencia se obtiene mediante la expresión (10), considerando el reordenamiento del operador a en la disposición de la matriz.

$$A_s^{-1} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s & a_s^2 \\ 1 & a_s^2 & a_s \end{bmatrix} \quad (10)$$

3.4.5 Distancia entre conductores de fase para capacitancias

Para el cálculo de los valores de capacitancia de fase de una línea aérea se debe considerar la distancia entre conductores de fase y su imagen reflejada al suelo [15], esto se logra mediante la ecuación (11).

$$D_{ij} = |d_i - d_j^*| \quad (11)$$

Donde:

- D_{ij} es la distancia entre conductores de fase en pies (ft)
- d_i es la distancia del conductor i en pies (ft)
- d_j^* es el conjugado de la distancia del conductor j en pies (ft)

3.4.6 Coeficientes de potencial propios y mutuos

Para el cálculo de las capacitancias de fase se hace uso de los coeficientes de potencial propios y mutuos, mismos que se obtienen mediante las ecuaciones (12) y (13) respectivamente.



$$P_{ii} = 11.17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ii}}{Rd_i}\right) \tag{12}$$

Donde

- P_{ii} es el coeficiente de potencial propio de un conductor i en millas por microfaradios (milla/uF)
- S_{ii} es la distancia del conductor i hasta la imagen del conductor j en pies (ft)
- Rd_i es el radio del conductor i en pies (ft)

$$P_{ij} = 11.17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}}\right) \tag{13}$$

Donde

- P_{ij} es el coeficiente de potencial mutuo entre conductores i y j en millas por microfaradios (milla/uF)
- S_{ij} es la distancia desde el conductor i hasta la imagen del conductor j en pies (ft)
- D_{ij} es la distancia desde el conductor i hasta el conductor j en pies (ft)

3.4.7 Matriz de coeficiente de potencial primitivo con neutro

La matriz de coeficiente de potencial primitivo con neutro corresponde a un arreglo conformado por los coeficientes de potencial propios y mutuos, los cuales son utilizados para el cálculo de las capacitancias de fase junto con las de secuencia para líneas aéreas [15]; en este sentido, dicho arreglo se obtiene a partir de la ecuación (14).

$$P_{primitiva} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{an} & P_{bn} & P_{cn} & P_{nn} \end{bmatrix} \tag{14}$$

Donde

- $P_{primitiva}$ es la matriz de coeficiente de potencia primitivo en millas por microfaradio (milla/uF)

Estos coeficientes se agrupan en submatrices derivadas de $P_{primitiva}$ obteniendo así la ecuación (15).

$$P_{primitiva} = \begin{bmatrix} [P_{ij}] & [P_{in}] \\ [P_{nj}] & [P_{nn}] \end{bmatrix} \tag{15}$$



Luego, se aplica la reducción de Kron a (15) en base a lo que se muestra en la ecuación (16).

$$Z_{abc} = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \cdot [Z_{nn}]^{-1} \cdot [Z_{nj}] \quad (16)$$

Resolviendo la operación propuesta en (16), se obtiene como resultado una matriz similar a la que se muestra en (17).

$$P_{abc} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (17)$$

Donde

- P_{abc} : matriz de potencial primitivo de fase en ohmio por milla (Ω /milla)

3.4.8 Matriz de capacitancia de fase y secuencia

De acuerdo con [15], la matriz de capacitancias de fase se calcula mediante la ecuación que se muestra en (18).

$$C_{abc} = [P_{abc}]^{-1} \quad (18)$$

Finalmente, para obtener la matriz de capacitancias de secuencia se utiliza el mismo principio aplicado a la matriz de impedancias de secuencia, tal cual se muestra en la ecuación (19).

$$[C_{012}] = [A_s]^{-1} \times [C_{abc}] \times [A_s] \quad (19)$$

3.4.9 Método de Ratán Das

El método propuesto por Ratán Das [29] aplicado en el presente trabajo parte del supuesto de que la línea afectada por la falla ya ha sido identificada, motivo por el cual se omite la etapa de determinación mediante reactancia aparente; en consecuencia, la implementación se centra en el desarrollo del sistema radial equivalente, el modelado de la carga consolidada en el extremo remoto N, así como la estimación iterativa de la fracción de distancia (s) en la línea comprendida entre los nodos X e Y, directrices que permiten detallar a continuación los pasos para la aplicación del método.

3.4.9.1 Desarrollo de un sistema radial equivalente

Una vez identificado que la falla se encuentra entre los nodos X e Y, de acuerdo con la Fig. 13, el sistema radial con ramales es reducido a un sistema radial equivalente en el cual las derivaciones de cada nodo (en caso de existir) se consolidan en los nodos de unión con la línea principal; asimismo, las cargas que se encuentren aguas abajo del nodo y se consolidan en un



solo extremo remoto N permitiendo analizar la línea fallada utilizando una única trayectoria X-Y-N, evitando el tratamiento explícito de múltiples ramales.



Fig. 13 Sistema radial equivalente

3.4.9.2 Modelado de cargas

Se consideran los efectos de las cargas compensando su respectiva corriente, asumiendo que estos elementos dependen del voltaje en el nodo donde se encuentran conectados; a partir de ello, la admitancia trifásica en estado de prefalla se logra obtener mediante la ecuación (20).

$$Y_{prefalla} = \frac{S^*}{3 \cdot |V_\phi|^2} \quad (20)$$

Donde:

- S^* : conjugado de la potencia aparente de la carga en el nodo
- V_ϕ : voltaje de fase prefalla en el nodo

Por lo tanto, el modelo de carga del tipo respuesta estática se expresa de acuerdo con lo presentado en la ecuación (21).

$$Y_r = G_r \cdot |V_r|^{n_p-2} + j \cdot B_r \cdot |V_r|^{n_q-2} \quad (21)$$

Donde:

- G_r : Constante de proporción de conductancia de la carga de nodo R
- B_r : Constante de susceptancia en el nodo R
- V_r : Voltaje en el nodo R
- n_p y n_q : Constantes de respuesta por las componentes activas y reactivas de las cargas respectivamente

3.5.9.3 Estimación de voltajes y corrientes en el extremo remoto y en la falla

Los voltajes junto con las corrientes de secuencia en el nodo remoto N se calculan asumiendo que todas las cargas situadas más allá del nodo X se consolidan en esta única ubicación; en este sentido, la relación entre los fasores de voltaje y corriente correspondientes a los nodos X y N se expresa de acuerdo con la ecuación (22).



$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_e & -B_e \\ C_e & -A_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (22)$$

Donde

- V_n y V_x : voltajes en los nodos x y N
- I_n y I_x : corrientes en los nodos x y N
- A_e, B_e, C_e y D_e : constantes de las secciones en cascada entre los nodos Y-N

El cálculo de las constantes de transmisión ABCD se realiza en función del modelo de línea seleccionado; para este caso, se presentan los parámetros correspondientes al modelo nominal pi representados a través de la ecuación (23).

$$\begin{aligned} A &= I + \frac{1}{2} (Z_t Y_t) \\ B &= Z_t \\ C &= Y_t + \frac{1}{4} (Y_t Z_t Y_t) \\ D &= A \end{aligned} \quad (23)$$

De la misma manera, los voltajes y corrientes presentes en el nodo F pueden expresarse en función de los voltajes y corrientes presentes en el nodo X de acuerdo con la ecuación (24):

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -s \cdot B_{xy} \\ s \cdot C_{xy} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Donde

- s : Distancia por unidad desde el nodo x a F expresada como una fracción de la longitud de la sección comprendida entre X-Y.
- B_{xy} y C_{xy} : Constantes de sección entre X-Y.

Al realizar el producto entre las expresiones (22) junto con la (24) y efectuar la separación en las componentes resultantes, se obtiene el grupo de ecuaciones complejas presentado en (25).

$$\begin{aligned} K_a &= D_e + B_e \cdot C_{xy} \\ K_b &= -B_e \cdot C_{xy} \\ K_c &= -B_e - D_e \cdot B_{xy} \\ K_d &= D_e \cdot B_{xy} \\ K_e &= C_e + A_e \cdot C_{xy} \end{aligned} \quad (25)$$



$$\begin{aligned} K_f &= -A_e \cdot C_{xy} \\ K_g &= -A_e - C_e \cdot B_{xy} \\ K_h &= C_e \cdot B_{xy} \end{aligned}$$

Reemplazando lo obtenido en (25) en la multiplicación matricial realizada previamente y reordenando términos se obtienen parámetros intermedios complejos que vienen dados por lo expuesto en (26).

$$\begin{aligned} K_i &= K_b - K_c \cdot C_{xy} \\ K_j &= K_d - K_a \cdot B_{xy} \\ K_k &= K_f - K_f \cdot C_{xy} \\ K_l &= K_h - K_e \cdot B_{xy} \end{aligned} \tag{26}$$

Reordenando las relaciones matriciales anteriores y despreciando términos de segundo orden y superior, se obtiene la ecuación (27).

$$\begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + s \cdot K_w} \begin{bmatrix} K_m + s \cdot K_n & s \cdot K_p \\ K_q + s \cdot K_r & K_v + s \cdot K_u \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \tag{27}$$

Donde cada parámetro k viene dado por:

$$\begin{aligned} K_m &= K_g \cdot K_a - K_c \cdot K_e \\ K_n &= K_h \cdot K_a + K_g \cdot K_i - K_d \cdot K_e - K_c \cdot K_k \\ K_p &= K_h \cdot K_c + K_g \cdot K_j - K_d \cdot K_g - K_c \cdot K_l \\ K_q &= Y_n \cdot K_a + K_e \\ K_r &= Y_n \cdot K_i + K_k \\ K_u &= Y_n \cdot K_j + K_l \\ K_v &= Y_n \cdot K_c + K_g \\ K_w &= Y_n \cdot K_d + K_h \end{aligned} \tag{28}$$

Por otro lado, los voltajes de secuencia en el punto de falla F se expresa de acuerdo con el conjunto de ecuaciones mostradas en (29).

$$\begin{aligned} V_{0f} &= V_{0x} - sB_{0xy} \cdot I_{0xf} \\ V_{1f} &= V_{1x} - sB_{1xy} \cdot I_{1xf} \\ V_{2f} &= V_{2x} - sB_{2xy} \cdot I_{2xf} \end{aligned} \tag{29}$$



Asimismo, las corrientes de secuencia en el punto de falla se definen de acuerdo al grupo de ecuaciones mostrada en (30).

$$\begin{aligned} I_{0f} &= \frac{1}{K_{0v} + sK_{0w}} \{ (K_{0q} + sK_{0r})V_{0x} + (K_{0v} + sK_{0u})I_{0xf} \} \\ I_{1f} &= \frac{1}{K_{1v} + sK_{1w}} \{ (K_{1q} + sK_{1r})V_{1x} + (K_{1v} + sK_{1u})I_{1xf} \} \\ I_{2f} &= \frac{1}{K_{2v} + sK_{2w}} \{ (K_{2q} + sK_{2r})V_{2x} + (K_{2v} + sK_{2u})I_{2xf} \} \end{aligned} \quad (30)$$

3.5.9.4 Estimación de la ubicación de la falla

a) Fallas monofásicas a tierra

Cuando se presenta una falla monofásica a tierra, el voltaje presente en la fase en falla se expresa de acuerdo con la ecuación (31).

$$V_f = I_f \cdot R_f \quad (31)$$

Expresando la ecuación (31) en componentes simétricas y asumiendo que R_f es puramente resistiva se logra obtener la ecuación (32).

$$Im\left(\frac{V_{0f} + V_{1f} + V_{2f}}{I_{0f} + I_{1f} + I_{2f}}\right) = 0 \quad (32)$$

Sustituyendo las ecuaciones expuestas en (29) y (30) en la ecuación (32), y reordenando sus términos se obtiene la ecuación (33).

$$Im\left(\frac{K_A + sK_B}{K_C + sK_D}\right) = 0 \quad (33)$$

Donde:

$$\begin{aligned} K_A &= (V_{0x} + V_{1x} + V_{2x})(K_{0v}K_{1v}K_{2v}) \\ K_B &= [(V_{0x} + V_{1x} + V_{2x})\{K_{1v}(K_{2v}K_{0w} + K_{2w}K_{0v}) + (K_{1w}K_{0v}K_{2v})\}] \\ &\quad - [(B_{0xy}I_{0xf} + B_{1xy}I_{1xf} + B_{2xy}I_{2xf})(K_{0v}K_{1v}K_{2v})] \\ K_C &= \{(K_{1v}K_{2v})(K_{0q}V_{0x} + K_{0v}I_{0xf})\} + \{(K_{2v}K_{0v})(K_{1q}V_{1x} + K_{1v}I_{1xf})\} \\ &\quad + \{(K_{0v}K_{1v})(K_{2q}V_{2x} + K_{2v}I_{2xf})\} \end{aligned} \quad (34)$$



$$\begin{aligned}
 K_D = & \{(K_{1v}K_{2v})(K_{0r}V_{0x} + K_{0u}I_{0xf}) \\
 & + (K_{1v}K_{2w} + K_{1w}K_{2v})(K_{0q}V_{0x} + K_{0v}I_{0xf})\} \\
 & + \{(K_{2v}K_{0v})(K_{1r}V_{1x} + K_{1u}I_{1xf}) \\
 & + (K_{2v}K_{0w} + K_{2w}K_{0v})(K_{1q}V_{1x} + K_{1v}I_{1xf})\} \\
 & + \{(K_{0v}K_{1v})(K_{2r}V_{2x} + K_{2u}I_{2xf}) \\
 & + (K_{0v}K_{1w} + K_{0w}K_{1v})(K_{2q}V_{2x} + K_{2v}I_{2xf})\}
 \end{aligned}$$

Los parámetros de la ecuación (32) se expresan en términos de sus componentes reales e imaginarios de acuerdo con la ecuación (25).

$$\begin{aligned}
 K_A &= K_{AR} + j \cdot K_{AI} \\
 K_B &= K_{BR} + j \cdot K_{BI} \\
 K_C &= K_{CR} + j \cdot K_{CI} \\
 K_D &= K_{DR} + j \cdot K_{DI}
 \end{aligned} \tag{35}$$

Al reemplazar la ecuación (35) en (33) y despreciar términos de segundo orden o superior, se tiene algo similar a la ecuación (36).

$$s = \frac{K_{AR} \cdot K_{CI} - K_{AI} \cdot K_{CR}}{(K_{CR} \cdot K_{BI} - K_{CI} \cdot K_{BR}) + (K_{DR} \cdot K_{AI} - K_{DI} \cdot K_{AR})} \tag{36}$$

Finalmente, el valor de la distancia s se calcula mediante el siguiente proceso iterativo:

- 1) Se calculan los parámetros K_m , K_n y K_p utilizando la ecuación (28), de igual manera se calcula los parámetros K_q a K_w utilizando la admitancia prefalla consolidada en N.
- 2) Se calcula los parámetros K_A a K_D utilizando los valores obtenidos en el paso 1.
- 3) Se calcula el valor de s con la ecuación (36) empleando los resultados obtenidos en el paso 2.
- 4) Se calculan los voltajes de secuencia en N y se actualiza la admitancia de secuencia de la carga consolidada usando la ecuación (21).
- 5) Se recalcula los parámetros del paso 1 y 2 usando los valores actualizados de la admitancia de secuencia de carga consolidada.
- 6) Se obtiene un nuevo valor de s mediante la ecuación (36).
- 7) Se verifica la convergencia de s . Si este no converge se repite el procedimiento detallado en los pasos 4 a 6 hasta que s converja.
- 8) Se calcula el error de la distancia de falla mediante la ecuación (37).



$$e(\%) = \left| \frac{d_{real} - d_{calculada}}{d_{total}} \right| * 100 \tag{37}$$

Donde

- $d_{calculada}$: distancia calculada por el método
- d_{real} : distancia real a la que se encuentra la falla
- d_{total} : distancia total de la línea.

b) Fallas bifásicas a tierra y bifásicas

Cuando ocurre una falla bifásica o bifásica a tierra la resistencia de falla R_f se puede expresar tal cal la ecuación (38).

$$\left(\frac{V_{1f} - V_{2f}}{I_{1f} - I_{2f}} \right) = R_f \tag{38}$$

Dado que R_f es puramente resistiva y considerando que se puede reemplazar las ecuaciones (29) y (30) en la ecuación (38), se logra obtener la ecuación (39).

$$\left(\frac{K_{A2} - sK_{B2}}{K_{C2} - sK_{D2}} \right) = 0 \tag{39}$$

Donde:

$$\begin{aligned} K_{A2} &= (V_{1x} - V_{2x})(K_{1v}K_{2v}) \\ K_{B2} &= (V_{1x} - V_{2x})(K_{1v}K_{2w} + K_{1w}K_{2v}) - (B_{1xy}I_{1xf} - B_{2xy}I_{2xf})(K_{1v}K_{2v}) \\ K_{C2} &= K_{2v}(K_{1q}V_{1x} + K_{1v}I_{1xf}) - K_{1v}(K_{2q}V_{2x} + K_{2v}I_{2xf}) \\ K_{D2} &= \left(K_{2v}(K_{1r}K_{1x} + K_{1u}I_{1xf}) + K_{2w}(K_{1q}V_{1x} + K_{1v}I_{1xf}) \right) \\ &\quad - (K_{1v}(K_{2r}K_{2x} + K_{2u}I_{2xf}) + K_{1w}(K_{2q}V_{2x} + K_{2v}I_{2xf})) \end{aligned} \tag{40}$$

A partir de aquí se sigue el procedimiento utilizado para fallas monofásicas a tierra, la distancia s se calcula con el mismo proceso iterativo detallado en el apartado anterior.

c) Fallas trifásicas balanceadas

Ante la presencia de una falla trifásica balanceada en el sistema la resistencia de falla se puede representar tal cual la ecuación (41).

$$\frac{V_{1f}}{I_{1f}} = R_f \tag{41}$$

Sustituyendo los voltajes y corrientes de secuencia e la ecuación (41) y simplificando dichas expresiones se obtiene la ecuación (42).



$$\operatorname{Im} \left(\frac{K_{A3} + sK_{B3}}{K_{C3} + sK_{D3}} \right) = 0 \quad (42)$$

Donde K_{A3} a K_{D3} son parámetros complejos definidos de acuerdo al conjunto de ecuaciones expuesto en (43).

$$\begin{aligned} K_{A3} &= V_{1x} K_{1v} \\ K_{B3} &= V_{1x} K_{1w} - B_{1xy} I_{1xf} K_{1v} \\ K_{C3} &= K_{1q} V_{1x} + K_{1v} I_{1xf} \\ K_{D3} &= K_{1r} V_{1x} + K_{1u} I_{1xf} \end{aligned} \quad (43)$$

Para calcular la distancia s se aplica el mismo enfoque iterativo propuesto para fallas monofásicas.

3.6 Modelado de la red de subtransmisión

Con el propósito de recrear el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, se tomó como referencia el diagrama unifilar proporcionado por la empresa eléctrica, como se muestra en la Fig. 14, el cual sirvió como base para identificar las líneas que conforman el sistema de subtransmisión, junto con las distancias y el tipo de conductor correspondiente a cada una de ellas; con base en los datos obtenidos, se procedió al cálculo de los parámetros eléctricos de cada línea de subtransmisión, para ello se determinaron las impedancias junto con las capacitancias de secuencia de cada una de las líneas del sistema, calculando las magnitudes propias así como las mutuas mediante el uso de las ecuaciones de Carson sumado al método de componentes simétricas.

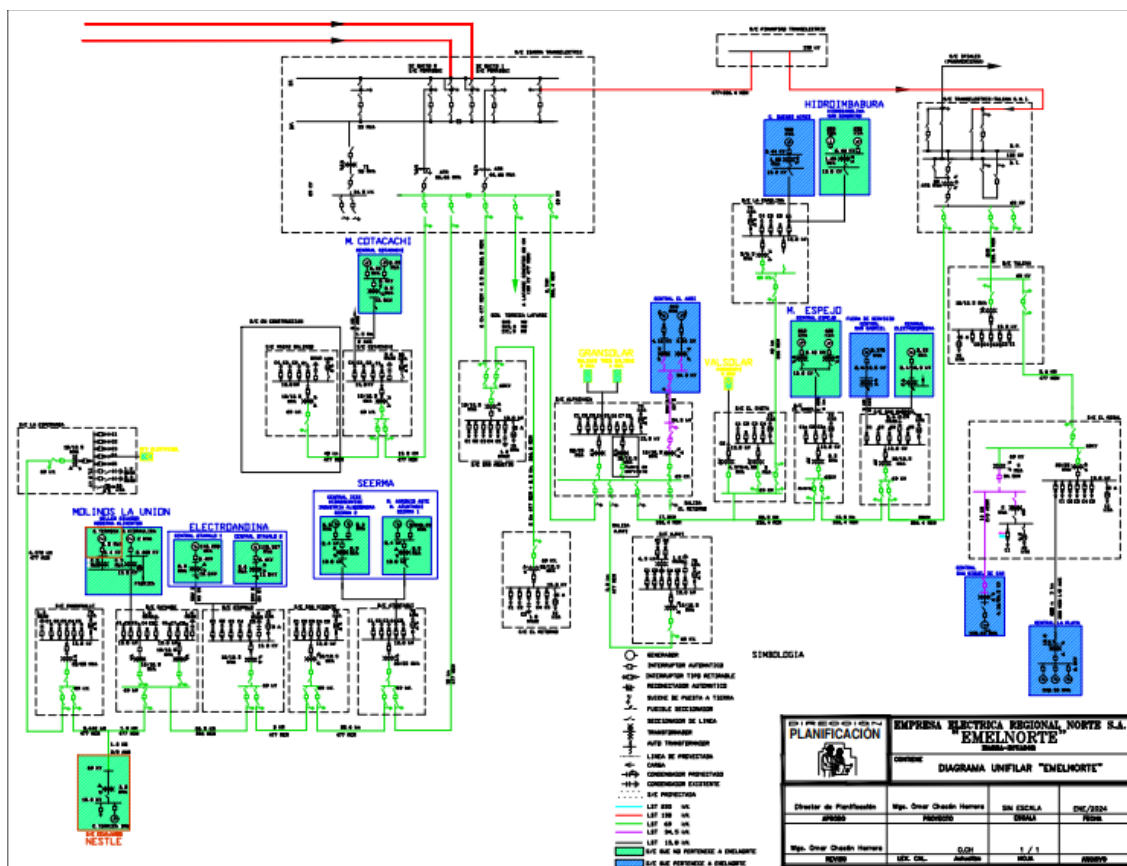


Fig. 14 Diagrama unifilar de la red de subtransmisión de EMELNORTE.

Nota: Tomada de [34].

Como ejemplo, se considera la línea de subtransmisión denominada “Ibarra–Cotacachi”, la cual emplea un conductor ACSR tipo Hawk 447, cuyas características técnicas se presentan en la TABLA III.

TABLA III

Datos técnicos del conductor ACSR tipo Hawk 447

Parámetro	Característica
Tipo de cable	Hawk
Sección nominal	447 kemil
Composición	Aluminio + Acero
Diámetro ext	21,8 mm
Capacidad de conducción	661 A
Resistencia a 20°	0,1885 Ω/milla
GMR	0,0289 ft

Nota: Datos proporcionados por EMELNORTE



De acuerdo con lo anterior, para determinar las impedancias propias así como las mutuas de las que se conforma cada línea del sistema de subtransmisión se requiere la geometría de la torre de subtransmisión a 69 kV; por ende, para este caso se consideró una estructura del tipo S-1-G, información técnica disponible en los documentos oficiales del extinto Instituto Ecuatoriano de Electrificación llamado “Estructuras INECEL”, la cual se detalla en la Fig. 15. A partir de ello, en la Fig. 16 se presenta un diagrama esquemático simplificado para facilitar la identificación de las distancias de los conductores de fase junto con el hilo de guarda.

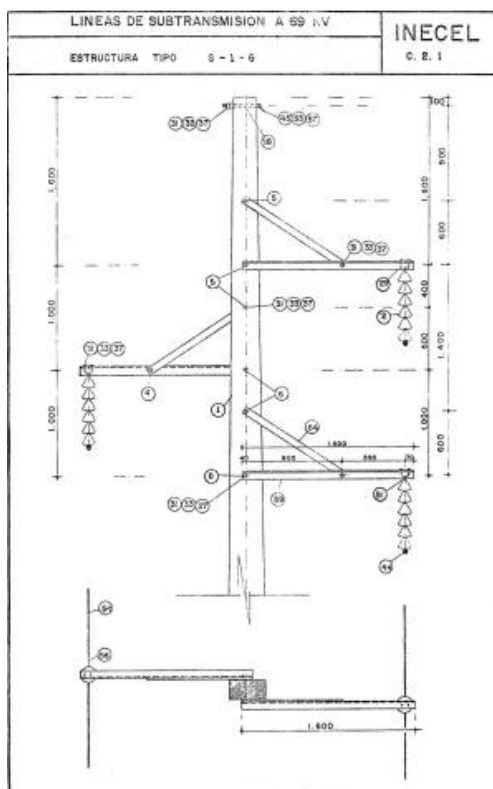


Fig. 15 Estructura de soporte a 69 kV con cable de guarda .

Nota: Tomada de [35].

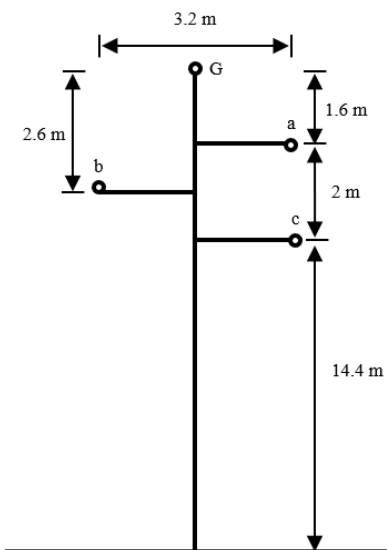


Fig. 16 Adaptación de la estructura de soporte a 69 kV con cable de guarda tipo S-1-G

A partir de lo mencionado anteriormente, se procedió a calcular las impedancias propias y mutuas de línea de subtransmisión Ibarra–Cotacachi, para ello se inició determinado las distancias entre los conductores de fase y entre los conductores fase–hilo de guarda tomando como referencia la geometría de la línea mostrada en la Fig. 16 y aplicando la ecuación (1), obteniéndose dichos valores en el sistema internacional de unidades; no obstante, dado que las expresiones de Carson empleadas en este estudio se encuentran formuladas en el sistema imperial, estas distancias fueron convertidas al SI con el propósito de facilitar la aplicación de las ecuaciones.

Posteriormente, se procedió a la aplicación de las expresiones (2) junto con la (3) para obtener las impedancias propias y mutuas de cada par de conductores, proceso en el cual los valores resultantes, expresados inicialmente en Ω /milla conforme a la formulación original, fueron convertidos a Ω /km con el fin de facilitar su utilización en etapas posteriores; a partir de ello, mediante la ecuación (4) se construyó la matriz primitiva de impedancias con neutro, procediendo a reordenar dicho arreglo de acuerdo con la ecuación (5) sumado a la utilización de la reducción de Kron tal como se indica en la ecuación (6), logrando así obtener la matriz primitiva de impedancias de la línea, estructura similar a la mostrada en la ecuación (7).

Luego de ello, se aplicaron las ecuaciones (8), (9) y (10) para obtener la matriz resultante de impedancias de secuencia correspondiente a la línea de subtransmisión Ibarra - Cotacachi;



de esta manera, los valores de impedancia de secuencia para dicha línea se presentan detallados en la TABLA IV.

TABLA IV

Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero para la línea Ibarra - Cotacachi

Parámetros	Valores calculados (ohm/km)
Impedancia de secuencia cero	0,484521+1,341026j
Impedancia de secuencia positiva	0,117357+0,434662j
Impedancia de secuencia negativa	0,117357+0,434662j

Nota: Datos obtenidos mediante cálculos.

De igual manera, para determinar los coeficientes de potencial propios, así como los mutuos, se calcularon las distancias entre los conductores de fase aplicando la ecuación (11) junto con la utilización de los valores presentados en la Fig. 16; posteriormente, mediante la aplicación de las ecuaciones (12) y (13) se obtuvieron dichos coeficientes respectivamente.

Con base en los resultados previos, se construyó la matriz primitiva de coeficientes de potencial con neutro mediante la ecuación (14); a partir de este punto, tras aplicar las expresiones (15) y (16), se obtuvo la matriz de coeficientes de potencial de fase a través de la ecuación (17), procedimiento que dio paso al cálculo de las capacitancias de secuencia empleando las relaciones (18) y (19) sobre estos últimos valores, lo que permitió consolidar la información presentada en la TABLA V; este mismo procedimiento se repitió para cada una de las líneas que conectan las subestaciones del sistema de subtransmisión, generando un total de 18 matrices de impedancias junto con las capacitancias de secuencia.

TABLA V

Capacitancia de secuencia positiva, negativa y cero para la línea Ibarra - Cotacachi

Parámetros	Valores calculados (nF/km)
Capacitancia de secuencia cero	5,1433842988
Capacitancia de secuencia positiva	10,079926784
Capacitancia de secuencia negativa	10,079926784

Nota: Datos obtenidos mediante cálculos.

Una vez determinadas las impedancias junto con las capacitancias de secuencia de cada una de las líneas, se procedió a la construcción del modelo del sistema de subtransmisión de EMELNORTE en el software CYME; de esta manera, el proceso se inició con la



parametrización de la librería de equipos, donde se ingresaron de forma manual los valores de resistencia, reactancia así como la susceptancia de cada línea obtenidos de las matrices de secuencia calculadas previamente; asimismo, se definió la geometría de las torres tipo S-1-G sumado a la longitud de cada líneas, esto permitió que el simulador consolidara el modelo eléctrico como un circuito de parámetros concentrados.

Posteriormente, utilizando como referencia técnica el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de EMELNORTE presentado en la Fig. 14, se realizó la representación topológica del sistema mediante la definición de nodos junto con las secciones de línea; en esta etapa, se configuró el punto de interconexión con el sistema de transmisión mediante una fuente equivalente en la cabecera de la red, donde se definieron los niveles de voltaje nominal sumado a los parámetros de cortocircuito para la operación del modelo. De manera similar, se modelaron los transformadores de potencia de todas las subestaciones de acuerdo con la información técnica proporcionada por la empresa eléctrica, configurando sus capacidades nominales, relaciones de transformación, así como los grupos de conexión.

Finalmente, se integró el modelado de la demanda mediante cargas consolidadas en las barras de las subestaciones para establecer las condiciones de operación iniciales; a partir de ello, con la caracterización junto con el modelado de la red de subtransmisión culminados, se ejecutó un estudio de flujo de carga para validar la integridad técnica del modelo, así como para evaluar que las impedancias obtenidas por el simulador fueran cercanas a las calculadas teóricamente.

Una vez validado el modelo, se crearon casos de estudio dentro del software para la ejecución de simulaciones de cortocircuito; estos escenarios permitieron recrear distintos eventos de falla en todas las líneas de subtransmisión, así como a diferentes distancias a lo largo de la red eléctrica, obteniéndose los valores de voltajes junto con las corrientes de falla necesarios para alimentar y verificar el método de localización de fallas desarrollado en el presente estudio.

3.7 Código para la localización de fallas basado en el método de Ratán Das

Para el presente trabajo de grado se desarrolló un código de localización de fallas diseñado para aplicar, de forma estructurada, los principios teóricos propuestos por Ratán Das; no obstante, este se adaptó al sistema de subtransmisión modelado utilizando la información técnica de cada una de las líneas junto con los registros históricos de carga de las subestaciones



que conforman el sistema, esto con el fin de estimar la ubicación del evento en función de los voltajes así como las corrientes medidos en el extremo aguas arriba de la falla, denominado nodo X.

De acuerdo con lo anterior, la ejecución del programa comienza con la carga de una base de datos técnica que contiene los parámetros eléctricos detallados de cada una de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE; en este sentido, estos valores, estructurados mediante las matrices de secuencia obtenidas anteriormente, permiten representar el comportamiento de los conductores ante un evento de falla, de modo que, una vez que el usuario selecciona la línea a analizar, el código restringe el procesamiento de datos así como la resolución de las ecuaciones de localización únicamente a la línea afectada.

Adicionalmente, cada barra de las subestaciones dispone de un equipo de medición que registra la carga en intervalos de cinco minutos de manera continua, por lo tanto, estos registros se utilizan como base para construir el perfil de demanda individual de cada una de las subestaciones que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE, información que permite al código localizador establecer el estado de prefalla del sistema, logrando así la obtención de la admitancia equivalente conforme a lo detallado en las ecuaciones (20) y (21).

Luego de ello, a partir de los mismos registros históricos se extraen las magnitudes de los voltajes promedio de cada subestación, permitiendo que el código reconstruya un sistema trifásico equilibrado; de esta manera, se obtienen los valores de secuencia que conforman el conjunto de voltajes de prefalla en cada ubicación, dando paso al cálculo de las constantes en cascada entre los nodos Y y N mediante la ecuación (23), donde Y representa el nodo ubicado aguas abajo del punto de falla mientras que N corresponde al extremo remoto donde se consolidó la carga, obteniéndose finalmente el voltaje en dicho nodo N mediante la aplicación de la ecuación (22).

Posteriormente, se ingresan al algoritmo los valores de corriente junto con el voltaje de falla registrados en el nodo X, registros que se obtienen de los equipos de protección situados en dicha posición de la línea o de cualquier otra fuente de datos, siempre que se suministren tanto las magnitudes como los ángulos de cada fase en el momento del evento; una vez que la línea en falla ha sido identificada sumado a que la carga equivalente se encuentra representada en el nodo remoto N, se procede con la aplicación de las ecuaciones de (25) a (30) para determinar los parámetros K, los cuales permiten condensar el efecto de la red aguas abajo de



la sección analizada en un conjunto reducido de constantes que caracteriza el comportamiento del sistema durante el evento.

A continuación, el cálculo de la distancia relativa s se realiza aplicando las ecuaciones definidas para cada tipo de falla; para los eventos monofásicos a tierra se emplean las expresiones (33), (34) y (35) orientadas a obtener los parámetros K junto con la ecuación (36) para determinar el valor inicial de s , punto a partir del cual se ejecuta un proceso iterativo de actualización de la carga remota hasta alcanzar la convergencia del resultado.

De manera similar, en las fallas bifásicas, así como las bifásicas a tierra se aplican las ecuaciones (39) y (40), las cuales conducen a una ecuación similar a la expresión (36) utilizada en el cálculo inicial de la distancia; esto permite seguir el mismo procedimiento iterativo descrito anteriormente, mientras que, por su parte, los eventos trifásicos balanceados utilizan las ecuaciones (42) y (43) para integrarse de igual manera al esquema de cálculo de la distancia relativa s .

Finalmente, el resultado obtenido representa la posición relativa de la falla dentro de la línea seleccionada; es por ello que, para convertir este valor a unidades físicas se multiplica la magnitud s por la longitud real de la línea de subtransmisión analizada, determinando así la distancia aproximada del evento respecto al nodo X .

De esta manera, mediante la Fig. 17 se muestra el flujograma de la lógica que sigue el código de localización de fallas; de forma complementaria, en el Anexo A se detalla su contenido.

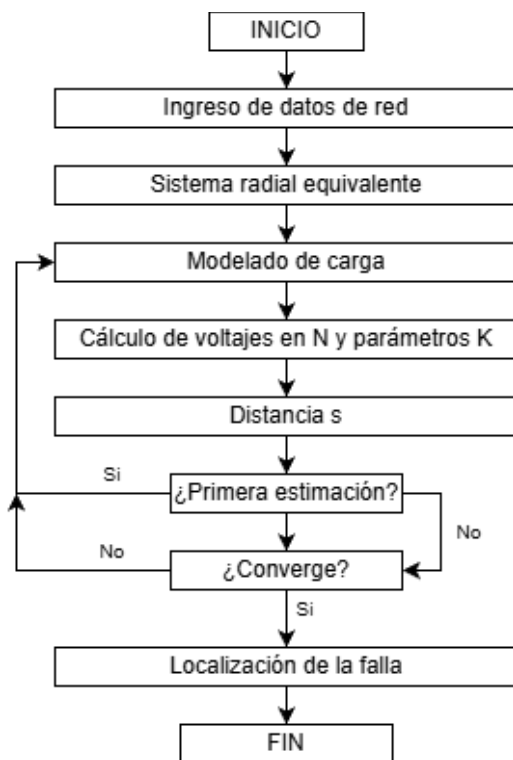


Fig. 17 Flujo lógico para la localización de fallas eléctricas mediante el método de Ratán Das

En este capítulo quedó definida la metodología empleada para el modelado del sistema de subtransmisión junto con el desarrollo del algoritmo de localización de fallas basado en el método de Ratán Das; de acuerdo con esto, la caracterización técnica de la red de EMELNORTE permitió establecer los parámetros eléctricos base para el modelado, así como la simulación en el software CYME. Por otro lado, el lenguaje de programación Python se utilizó para el desarrollo del algoritmo de localización; de este modo, la integración de ambos procesos dio como resultado una herramienta operativa que facilita la identificación de fallas en el sistema de subtransmisión.

Finalmente, al disponer de los valores eléctricos derivados de las fallas simuladas y disponiendo de un caso real, el algoritmo cuenta con la información necesaria para su validación técnica; por consiguiente, todo lo desarrollado en esta sección constituye la base fundamental para presentar, así como analizar, los resultados obtenidos posteriormente.



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se evalúa el desempeño de la metodología y la aplicación desarrollada para la localización de fallas en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE a través del método de Ratán Das; para lo cual, se realiza un análisis comparativo que permite determinar la precisión de la herramienta desarrollada en este trabajo de grado frente a escenarios de falla tanto reales como simulados.

Para llevar a cabo este análisis, la aplicación aprovecha la caracterización técnica y eléctrica del sistema previamente modelado, incorporando los parámetros de secuencia, las longitudes de las líneas y los registros de carga; de esta manera, se facilita el cálculo interno de las constantes necesarias para el algoritmo y se agiliza significativamente el proceso de cálculo general, evitando así el ingreso manual de la información técnica cada vez que se realiza una nueva evaluación.

Con el propósito de comprobar la exactitud de estas evaluaciones, se analizan diferentes tipos de cortocircuitos (monofásicos, bifásicos y trifásicos) ubicados en distintas líneas del sistema de subtransmisión, cuyos resultados se contrastan directamente con las simulaciones del modelo eléctrico; asimismo, se verifica el comportamiento del método frente a un caso de falla real extraído del sistema, detallando a continuación los valores y márgenes de error obtenidos para cada uno de estos escenarios.

4.1 Implementación del método de Ratán Das al sistema de subtransmisión

La implementación del método de Ratán Das inicia evaluando el comportamiento del localizador frente a un caso de falla real proporcionado por EMELNORTE, del cual se conocen datos como magnitudes y ángulos de corriente gracias a que se tuvo acceso a las oscilografías de los IED de protección; sin embargo, debido a la falta de información sobre el punto de falla en otros casos reales, se procede a realizar una serie de simulaciones de cortocircuitos en diferentes puntos de las líneas para comparar estos resultados con la metodología desarrollada en el presente trabajo.

4.1.1 Localización de falla monofásica en la línea Otavalo – Cayambe (caso real)

Durante la operación habitual del sistema de subtransmisión perteneciente a EMELNORTE, se registró una perturbación eléctrica que ocasionó la operación y el consecuente disparo del relé de protección asociado a la subestación Otavalo, evento que tuvo



lugar alrededor de las 11:45 a.m. del día 20 de julio de 2024; posteriormente, al revisar detalladamente la oscilografía capturada por el equipo, se logró diagnosticar que dicho evento correspondía a una falla monofásica a tierra ocurrida en la línea Otavalo - Cayambe, permitiendo así la extracción de las magnitudes y ángulos fasoriales del momento de la falla, cuyos valores se presentan en la TABLA VI.

TABLA VI

Corrientes y voltajes de falla obtenidos del relé de protección en la posición Otavalo

Datos	Magnitud	Angulo (°)
Vfa	1,71 kV	-21
Vfb	48,71 kV	-153
Vfc	44,34 kV	119
I _{fa}	1,20815 kA	54
I _{fb}	0,00165 kA	-66
I _{fc}	0,00165 kA	174

Los datos obtenidos se ingresaron en el algoritmo localizador de fallas, donde se seleccionó la línea afectada, el tipo de falla así como el momento exacto en que ocurrió el evento (fecha y hora); con esta información, el algoritmo de Ratán Das calculó la distancia aproximada a la que se encontraba la falla, de manera que los resultados obtenidos de este proceso se detallan en la TABLA VII y se compararon frente a la distancia real de la falla, misma que fue localizada a 1,8 km desde la subestación Otavalo.

TABLA VII

Localización de una falla monofásica a tierra real en la línea Otavalo - Cayambe

Línea	Estimación EMELNORTE				Estimación Ratán Das			
	Datos	Distancia real (km)	Distancia calculada (km)	$e_{absoluto}$ (km)	$e_{relativo}$ (%)	Distancia calculada (km)	$e_{absoluto}$ (km)	$e_{relativo}$ (%)
Otavalo - Cayambe		1,800	2,100	0,300	1,13	1,965	0,165	0,62

De acuerdo con los resultados presentados en la TABLA VII, es notable la diferencia entre los valores obtenidos mediante el algoritmo de Ratán Das y el estimado por parte de EMELNORTE; por su parte, la empresa eléctrica llegó a la conclusión de que la falla se localizaba a aproximadamente 2,1 km de distancia vista desde la subestación Otavalo, lo cual



deriva en un error absoluto de 300 metros y representa un error relativo del 1,13 % frente a la distancia total de la línea.

Por otro lado, el algoritmo de Ratán Das logra localizar la falla a aproximadamente 1,965 km de distancia vista desde la misma subestación Otavalo; esto se traduce en una diferencia de 165 metros entre la distancia real y la calculada por el método de Ratán Das, reflejando un error relativo del 0,62 % y demostrando así su capacidad de funcionamiento para localizar fallas reales en la red de subtransmisión de EMELNORTE.

Aunque este único evento constata la precisión inicial de la herramienta, la inexistencia de un mayor número de datos de fallas reales hace necesario ampliar el caso de estudio; debido a esto, se procede a la validación del método de Ratán Das en base a simulaciones de cortocircuito realizadas a lo largo de todas las líneas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE; de este modo, los resultados obtenidos bajo estas condiciones se presentarán y analizarán en los apartados más adelante.

4.1.2 Localización de fallas monofásicas a tierra

A continuación, se evalúan una serie de cortocircuitos monofásicos a tierra a lo largo de las líneas de subtransmisión de EMELNORTE a distancias relativas del 20 %, 40 %, 60 % y 80 % de la longitud total de cada línea; a partir de estas simulaciones se obtuvieron los valores de voltaje y corriente al momento de la falla, y dichos valores fueron procesados mediante el algoritmo de Ratán Das para analizar el desempeño del método en las 18 líneas que conforman el sistema eléctrico.

Los resultados derivados de estos distintos casos de estudio permiten observar de manera general el comportamiento del algoritmo de Ratán Das frente a las diversas características paramétricas y longitudes de cada línea evaluada; de esta manera, se logra evidenciar cómo el margen de error de la herramienta localizadora de fallas fluctúa a medida que el evento de cortocircuito se desplaza desde el nodo de medición hacia el extremo remoto de la línea, obteniéndose así los resultados que se presentan en la TABLA VIII.



TABLA VIII

Resultados obtenidos para fallas monofásicas a las líneas que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE

Línea / Distancia Relativa	20%		40%		60%		80%	
	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)
Ibarra - Cotacachi	2,9094	2,8960	5,7989	5,7920	8,6752	8,6880	11,5341	11,5840
Ibarra - Atuntaqui	2,8159	2,6780	5,4378	5,3560	7,8999	8,0340	10,2306	10,7120
Atuntaqui - San Vicente	3,9176	3,7460	7,5963	7,4920	11,0750	11,2380	14,3689	14,9840
San Vicente - Otavalo	0,6759	0,6700	1,3432	1,3400	2,0001	2,0100	2,6633	2,6800
Otavalo - Cayambe	5,6144	5,3020	10,7904	10,6040	15,6065	15,9060	20,1268	21,2080
Cayambe - Ecuajugos	0,6213	0,6180	1,2380	1,2360	1,8502	1,8540	2,4601	2,4720
Cayambe - Cananvalle	1,4961	1,4880	2,9778	2,9760	4,4614	4,4650	5,9221	5,9530
Cananvalle - La Esperanza	1,3210	1,3140	2,6272	2,6280	3,9431	3,9430	5,2310	5,2570
Ibarra- San Agustin	1,7182	1,7100	3,4246	3,4200	5,1217	5,1300	6,8094	6,8400
San Agustin - El Retorno	1,0081	1,0080	2,0187	2,0160	3,0235	3,0240	4,0268	4,0320
Ibarra - Alpachaca	1,2348	1,2260	2,4586	2,4520	3,6692	3,6790	4,8701	4,9050
Alpachaca - Ajavi	0,3840	0,3840	0,7681	0,7680	1,1525	1,1520	1,5350	1,5360
Alpachaca - Chota	3,2828	3,2690	6,5487	6,5390	9,7941	9,8080	13,0222	13,0780
Chota - La Carolina	8,0774	8,0550	16,1360	16,1100	24,1509	24,1660	32,1004	32,2210
TulcánT - San Gabriel	5,6511	5,6118	11,2506	11,2230	16,7945	16,8350	22,2910	22,4470
San Gabriel - El Ángel	2,6978	2,6960	5,3981	5,3920	8,0806	8,0880	10,7745	10,7840
TulcánT - Tulcán	0,6287	0,6276	1,2546	1,2552	1,8842	1,8828	2,5054	2,5104
Tulcán - El Rosal	1,1331	1,1312	2,2631	2,2624	3,3886	3,3936	4,5226	4,5248

De acuerdo con los resultados expuestos en la TABLA VIII, para las 18 líneas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, se observa que a una distancia relativa del 20 % el error absoluto es moderado, evidenciando que el método de Ratán Das presenta pequeñas diferencias en la estimación de la ubicación de la falla frente a la distancia esperada; bajo este contexto, los casos más destacables son la línea Otavalo - Cayambe, la cual alcanza una diferencia de 312,38 m, junto con las líneas Atuntaqui - San Vicente e Ibarra - Atuntaqui, que presentan diferencias de 171,58 m y 137,93 m, respectivamente.

A continuación de ellas se encuentran líneas como Chota - La Carolina y Tulcán T - San Gabriel, las cuales presentan errores absolutos leves, alcanzando valores de 22,39 m y 39,33 m, lo que representa un error del 0,06 % y 0,14 % cada una con respecto a la longitud total de la línea; además, se logra evidenciar que trayectorias como Ibarra - Cotacachi así como Alpachaca



- Chota mantienen un error ligeramente bajo de aproximadamente 13 m cada una, mientras que para el resto de las líneas se observa que su error absoluto es menor a 9 m de diferencia entre la distancia calculada por el método de Ratán Das y la esperada, escenario donde destacan Alpachaca - Ajavi junto con San Agustín - El Retorno, que presentan los errores absolutos más bajos de aproximadamente 0,02 m y 0,09 m, obteniendo valores casi exactos a los esperados y demostrando el buen comportamiento del método en las diferentes líneas analizadas a esta distancia.

Al aumentar la distancia de falla a un 40 % de la longitud total, se evidencia un cambio en el comportamiento del algoritmo, puesto que para este escenario el error absoluto en algunas de las líneas varía ligeramente; en este sentido, en el caso de la línea Otavalo - Cayambe se alcanza un error absoluto de 186,39 m, siendo esta una diferencia ligeramente menor a la obtenida en el caso anterior, observándose asimismo que para la línea Atuntaqui - San Vicente el error relativo presenta una reducción muy notable, llegando a ser de 0,61 %, lo que se traduce en 104,25 m de diferencia entre la distancia esperada y la calculada por el método de Ratán Das.

Por otro lado, se observa que la línea Ibarra - Atuntaqui presenta una diferencia de 81,79 m, siendo esta una cifra menor frente a la obtenida anteriormente; de igual forma, líneas como Tulcán T - San Gabriel y Chota - La Carolina presentan errores leves, de 27,58 m y 26,02 m respectivamente, de manera que el resto de las líneas, como Alpachaca - Chota y San Vicente - Otavalo, entre otras, presentan errores menores a 9 m, no obstante, son los trayectos Tulcán T - Tulcán, Tulcán - El Rosal así como Cananvalle - La Esperanza los que registran los errores más bajos, alcanzando valores menores a 1 m de diferencia.

Al escalar la ubicación de la falla a un 60 % de la distancia total de cada una de las líneas, se verifica que el error se incrementa en algunas de ellas, de este modo, son los casos de Otavalo - Cayambe, Atuntaqui - San Vicente e Ibarra - Atuntaqui los que presentan las diferencias más notables a esta distancia, alcanzando valores de 299,50 m, 162,95 m y 134,07 m respectivamente, seguidos de la línea Tulcán T - San Gabriel, la cual refleja un aumento en su error absoluto, obteniendo una diferencia de 40,53 m entre la distancia calculada por el método de Ratán Das y la esperada.

Casos como Ibarra - Cotacachi, Alpachaca - Chota y Chota - La Carolina presentan errores que oscilan en un rango de 10 a 15 m de diferencia; sin embargo, para el resto de las



líneas se evidencia que su error absoluto no supera los 10 metros, e inclusive, algunas de ellas como Cananvalle - La Esperanza junto con San Agustín - El Retorno presentan los errores absolutos más bajos del sistema, con 0,11 m y 0,49 m respectivamente.

Conforme la falla se aproxima al extremo remoto, es decir, al 80 % de la longitud total, el error absoluto presenta ligeros aumentos en la mayoría de las líneas; en este contexto, las líneas Otavalo - Cayambe junto con Atuntaqui - San Vicente alcanzan valores de error relativo del 4,08 % y 3,28 %, lo que representa 1081,25 m y 615,11 m para cada una, siendo estos los únicos casos en los que la desviación supera el margen de los 500 m de diferencia, mientras que, por su parte, líneas como Ibarra - Atuntaqui, Tulcán T - San Gabriel y Chota - La Carolina presentan diferencias que oscilan entre los 150 m y los 500 m.

Se evidencia que el error absoluto se incrementó en líneas que antes mantenían desviaciones bajas, como es el caso de Cananvalle - La Esperanza, que ahora presenta una diferencia de 26,06 m frente a los 0,11 m obtenidos previamente; seguido de ella se tienen líneas como Ibarra - Cotacachi, Alpachaca - Chota junto con Cayambe - Cananvalle, las cuales presentan diferencias en un rango de 20 a 50 m, en tanto que trayectos como San Vicente - Otavalo, Alpachaca - Ajavi y Tulcán - El Rosal presentan errores menores a 10 m, siendo estas dos últimas las que alcanzan diferencias de solo 1,02 m y 2,18 m, respectivamente.

De acuerdo con lo presentado anteriormente, se vuelve notable que la mayoría de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE presentan un ligero incremento del error; sin embargo, no superan la diferencia de 300 m en la generalidad de los casos, presentando a las líneas Otavalo - Cayambe y Atuntaqui - San Vicente como casos aislados, pues son las únicas que registran un aumento notable del error absoluto cuando la falla se aproxima al extremo remoto. Asimismo, se evidencia que, para estos escenarios de cortocircuito, el método presenta una tendencia generalizada en la mayoría de las líneas, en la cual el error aumenta ligeramente conforme la falla se aleja del nodo de medición y se aproxima al extremo remoto de la red; no obstante, en la mayor parte de los casos, el método de Ratán Das demuestra estabilidad al momento de calcular la distancia aparente de falla.

4.1.3 Localización de fallas bifásicas

Como segundo escenario de estudio, se evalúan cortocircuitos bifásicos a lo largo de la red de subtransmisión de EMELNORTE a distancias relativas del 20 %, 40 %, 60 % y 80 % de la longitud total de cada trayectoria; al igual que en el caso anterior, los valores de voltaje y



corriente obtenidos en base a estas simulaciones fueron procesados mediante el algoritmo de Ratán Das para las 18 líneas que conforman el sistema de subtransmisión. De este modo, la información recopilada permite analizar la respuesta del método de Ratán Das ante un tipo distinto de cortocircuito, evidenciando nuevamente la variación del margen de error conforme el evento se aleja del nodo de medición, y obteniéndose así los resultados que se detallan en la TABLA IX.

TABLA IX

Resultados obtenidos para fallas bifásicas en las líneas que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE

Línea/Distancia Relativa	20%		40%		60%		80%	
	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)	Distancia Ratán Das (km)	Distancia Esperada (km)
Ibarra - Cotacachi	2,9107	2,8960	5,8014	5,7920	8,6726	8,6880	11,5278	11,5840
Ibarra - Atuntaqui	2,8365	2,6780	5,4483	5,3560	7,8800	8,0340	10,1701	10,7120
Atuntaqui - San Vicente	3,9517	3,7460	7,6130	7,4920	11,0392	11,2380	14,2714	14,9840
San Vicente - Otavalo	0,6758	0,6700	1,3426	1,3400	2,0049	2,0100	2,6590	2,6800
Otavalo - Cayambe	5,6894	5,3020	10,8243	10,6040	15,5382	15,9060	19,9178	21,2080
Cayambe - Ecuajugos	0,6156	0,6180	1,2377	1,2360	1,8582	1,8540	2,4725	2,4720
Cayambe - Cananvalle	1,5011	1,4880	2,9775	2,9760	4,4532	4,4650	5,9142	5,9530
Cananvalle - La Esperanza	1,3169	1,3140	2,6292	2,6280	3,9404	3,9430	5,2465	5,2570
Ibarra - San Agustín	1,7190	1,7100	3,4262	3,4200	5,1209	5,1300	6,8042	6,8400
San Agustín - El Retorno	1,0096	1,0080	2,0175	2,0160	3,0216	3,0240	4,0259	4,0320
Ibarra - Alpachaca	1,2347	1,2260	2,4575	2,4520	3,6701	3,6790	4,8718	4,9050
Alpachaca - Ajavi	0,3844	0,3840	0,7685	0,7680	1,1512	1,1520	1,5344	1,5360
Alpachaca - Chota	3,2879	3,2690	6,5494	6,5390	9,7895	9,8080	13,0070	13,0780
Chota - La Carolina	8,0930	8,0550	16,1377	16,1100	24,1259	24,1660	32,0688	32,2210
TulcánT - San Gabriel	5,6600	5,6118	11,2507	11,2230	16,7866	16,8350	22,2667	22,4470
San Gabriel - El Ángel	2,6960	2,6960	5,3980	5,3920	8,0836	8,0880	10,7779	10,7840
TulcánT - Tulcán	0,6269	0,6276	1,2570	1,2552	1,8837	1,8828	2,5085	2,5104
Tulcán - El Rosal	1,1325	1,1312	2,2620	2,2624	3,3934	3,3936	4,5207	4,5248

De acuerdo con los valores expuestos en la TABLA IX, el método de Ratán Das ofrece un desempeño sobresaliente en las 18 líneas evaluadas bajo condiciones de falla bifásica; en este contexto, al analizar el escenario del 20 %, se identifica que la línea Otavalo - Cayambe presenta una diferencia de 387,39 m en cuanto a la distancia calculada por el método junto con la esperada, observándose asimismo que trayectos como Ibarra - Atuntaqui y Atuntaqui - San



Vicente alcanzan valores de 158,52 m y 205,67 m de diferencia respectivamente, traduciéndose esto en un error relativo del 1,10 % y 1,18 %. De la misma manera, se tiene a líneas como Tulcán T - San Gabriel, así como Chota - La Carolina, las cuales presentan diferencias de 48,19 m y 37,99 m cada una.

Por otro lado, se presentan líneas como Alpachaca - Chota, Cayambe - Cananvalle e Ibarra - Cotacachi, las cuales registran diferencias absolutas que oscilan en el rango de 10 m a 19 m; por su parte, el resto de las líneas se encuentran dentro de un rango menor a 10 m de diferencia, destacando trayectos como Alpachaca - Ajavi, que alcanza una diferencia de 0,37 m, junto con San Gabriel - El Ángel, que presenta una diferencia de 0,02 m, traduciéndose en un error relativo de casi 0,01 % para ambos casos.

Al incrementar la distancia de falla al 40 % de la longitud total, el comportamiento del algoritmo de Ratán Das comienza a mostrar ligeras variaciones; de este modo, para la línea Otavalo - Cayambe se alcanza un error absoluto de 220,33 m, siendo este mucho menor frente al registrado cuando la falla se encontraba al 20 %, comportamiento que se replica en las líneas Atuntaqui - San Vicente e Ibarra - Atuntaqui, pues cada una obtuvo diferencias de 121 m y 92,33 m, representando valores menores a los obtenidos previamente; del mismo modo, las líneas Chota - La Carolina junto con Tulcán T - San Gabriel muestran mejoras, reduciendo su error absoluto a 27 m cada una.

Para el resto de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión se puede observar que, en la mayoría de los casos, el error presenta ligeras mejoras, siendo el único caso que alcanza un error de 10,41 m la línea Alpachaca - Chota; de ahí en adelante, el resto de las trayectorias se encuentra en un rango menor a 10 m de diferencia entre la distancia calculada por el método de Ratán Das así como la esperada, grupo del cual destacan líneas como Alpachaca - Ajavi, que alcanza un error relativo de 0,03 %, junto con Tulcán - El Rosal con un 0,01 %, traduciéndose en errores absolutos de 0,55 m y 0,35 m respectivamente.

Si se escala la distancia de falla al 60 %, se observa un ligero aumento del error absoluto sin llegar a ser significativo; por ejemplo, líneas como Otavalo - Cayambe, Atuntaqui - San Vicente e Ibarra - Atuntaqui presentan un incremento en su error absoluto, alcanzando valores de 367,75 m, 198,77 m y 154,02 m, cifras cercanas a las que se registraron cuando la falla se localizaba al 20 % de la línea respectivamente. De la misma manera, trayectos como Chota - La Carolina, así como Tulcán T - San Gabriel presentan el mismo comportamiento, aumentando



su error absoluto en 20 m respecto a lo que se obtuvo en el caso anterior, es decir, alcanzando valores de 40,10 m y 48,39 m cada una.

Se tienen casos particulares como Ibarra - Cotacachi, Cayambe - Cananvalle y Alpachaca - Chota, que presentan valores de entre 11 m y 18 m de diferencia entre resultados; asimismo, el resto de las líneas mantiene índices de error bajos, conservándose menores a 10 m de diferencia, escenario donde destacan casos como Tulcán - El Rosal, Tulcán T - Tulcán junto con Alpachaca - Ajavi, que presentan los errores más bajos para esta configuración, con 0,18 m, 0,89 m y 0,76 m cada una. Esto demuestra que, a pesar de que la falla se aleje del nodo de medición, el método de Ratán Das mantiene ligeras variaciones en ciertas líneas específicas; no obstante, continúa manteniendo estabilidad en la mayoría de los casos.

De esta manera, al situar la falla al 80 %, se observa que el método empieza a presentar ligeros aumentos del error en la mayoría de las líneas analizadas; ante esto, la más destacable es la línea Otavalo - Cayambe, la cual a lo largo del presente análisis ha presentado incrementos del error de manera paulatina conforme la falla se acerca al extremo remoto de la red, escenario en el que el error absoluto alcanza una diferencia de 1290,22 m entre resultados. Seguido de ella se tienen los casos Atuntaqui - San Vicente e Ibarra - Atuntaqui, que presentan el mismo comportamiento, alcanzando cada una un error del 3,80 % y 4,05 %, traduciéndose en 712,65 m y 541,92 m de diferencia respectivamente entre la distancia esperada y la calculada por el método propuesto.

Por su parte, líneas como Chota - La Carolina junto con Tulcán T - San Gabriel presentan un incremento en su error absoluto, alcanzando diferencias de 152,20 m y 180,30 m cada una; acompañadas de ellas se tiene a líneas como Ibarra - Cotacachi así como Alpachaca - Chota, que ahora presentan un error absoluto que oscila en un rango de 50 m a 70 m, en tanto que trayectos como San Vicente - Otavalo, Cayambe - Cananvalle e Ibarra - San Agustín aumentan su error, pasando a estar próximas a los 30 m de diferencia. Para las 7 líneas restantes el error se mantiene menor a 10 m, siendo los únicos casos en los que la medición no ha presentado variaciones conforme la falla se aleja del nodo evaluado.

Con base en lo expuesto anteriormente, se logra evidenciar que el método presenta un buen desempeño frente a este tipo de cortocircuito, puesto que para los casos en los que la falla se encuentra en un rango de distancia del 20 % al 60 %, la herramienta mantiene un comportamiento estable en la mayoría de los escenarios, sin presentar variaciones



pronunciadas; no obstante, cuando la anomalía alcanza el 80 % de la distancia relativa de cada tramo es cuando el método presenta variaciones en la mayor parte de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión, demostrando que el algoritmo experimenta pequeñas fluctuaciones al momento de estimar la distancia conforme el evento se aproxima al extremo remoto de la línea.

4.1.4 Localización de fallas trifásicas balanceadas

Finalmente, se evalúa un tercer escenario correspondiente a la localización de fallas trifásicas balanceadas a lo largo de la red de subtransmisión de EMELNORTE, estas fueron simuladas a distancias relativas del 20 %, 40 %, 60 % y 80 % de la longitud de cada línea; siguiendo la metodología establecida, los valores de voltaje y corriente registrados se procesaron con el algoritmo de Ratán Das permitiendo contrastar el comportamiento del método frente a cortocircuitos simétricos, observando cómo varía el margen de error conforme el evento cambia de posición en la línea, consolidando los resultados obtenidos en la TABLA X.



TABLA X

Resultados obtenidos para fallas trifásicas balanceadas en todas las líneas que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE

Línea/Distancia Relativa	20%		40%		60%		80%	
	Distancia Ratán Das	Distancia Esperada	Distancia Ratán Das	Distancia Esperada	Distancia Ratán Das	Distancia Esperada	Distancia Ratán Das	Distancia Esperada
Ibarra - Cotacachi	2,9019	2,8960	5,7874	5,7920	8,6824	8,6880	11,5771	11,5840
Ibarra - Atuntaqui	2,7817	2,6780	5,3554	5,3560	7,9316	8,0340	10,4585	10,7120
Atuntaqui - San Vicente	3,9966	3,7460	7,3390	7,4920	11,0083	11,2380	14,6759	14,9840
San Vicente - Otavalo	0,7071	0,6700	1,3037	1,3400	1,9768	2,0100	2,6591	2,6800
Otavalo - Cayambe	5,8522	5,3020	10,3813	10,6040	15,3971	15,9060	20,4019	21,2080
Cayambe - Ecuajugos	0,6180	0,6180	1,2360	1,2360	1,8540	1,8540	2,4720	2,4720
Cayambe - Cananvalle	1,4595	1,4880	2,9331	2,9760	4,5067	4,4650	6,1051	5,9530
Cananvalle - La Esperanza	1,2858	1,3140	2,6273	2,6280	3,9773	3,9430	5,3291	5,2570
Ibarra - San Agustín	1,7079	1,7100	3,4240	3,4200	5,1333	5,1300	6,8360	6,8400
San Agustín - El Retorno	1,0059	1,0080	2,0168	2,0160	3,0266	3,0240	4,0353	4,0320
Ibarra - Alpachaca	1,2244	1,2260	2,4557	2,4520	3,6814	3,6790	4,9012	4,9050
Alpachaca - Ajavi	0,3831	0,3840	0,7681	0,7680	1,1531	1,1520	1,5378	1,5360
Alpachaca - Chota	3,2796	3,2690	6,5464	6,5390	9,7979	9,8080	13,0348	13,0780
Chota - La Carolina	8,1195	8,0550	16,1368	16,1100	23,7722	24,1660	32,4470	32,2210
TulcánT - San Gabriel	5,5886	5,6118	11,2382	11,2230	16,8652	16,8350	22,4698	22,4470
San Gabriel - El Ángel	2,6939	2,6960	5,3932	5,3920	8,0911	8,0880	10,7860	10,7840
TulcánT - Tulcán	0,6098	0,6276	1,2543	1,2552	1,9048	1,8828	2,5574	2,5104
Tulcán - El Rosal	1,1328	1,1312	2,2650	2,2624	3,3962	3,3936	4,5100	4,5248

Con base en los valores presentados en la TABLA X, se puede evidenciar que, bajo condiciones de cortocircuitos trifásicos, el método de Ratán Das presenta ligeras variaciones del error en algunas líneas; en este sentido, al evaluar el escenario inicial del 20 % de distancia relativa, la línea Otavalo - Cayambe registra una diferencia de 550,18 m entre la distancia esperada junto con la calculada por el método propuesto, lo que equivale a un error relativo del 2,08 %, siendo esta la única trayectoria para la cual se obtiene un error ligeramente elevado. Asimismo, se tienen las líneas Atuntaqui - San Vicente, así como Ibarra - Atuntaqui, las cuales presentan errores absolutos de 250,60 m y 103,66 m respectivamente, correspondiendo a errores relativos del 1,34 % y 0,77 %.

De la misma manera, se pueden encontrar casos como Chota - La Carolina junto con San Vicente - Otavalo con diferencias de 64,49 m y 37,15 m respectivamente; a estas líneas también las acompañan trayectos como Cayambe - Cananvalle, Cananvalle - La Esperanza así



como Tulcán T - San Gabriel, que presentan diferencias que varían entre los 20 m y 30 m cada una, no obstante, para las 10 líneas restantes se evidencia que el error es menor a 20 m, destacando los casos de Alpachaca - Chota con una diferencia de 10,56 m junto con Tulcán T - Tulcán con 17,77 m. Del mismo modo, se tiene a las líneas Cayambe - Ecuajugos y Alpachaca - Ajavi, las cuales presentan el error absoluto más bajo del análisis, registrando diferencias de 0,00 m y 0,88 m respectivamente.

Al desplazar el punto de falla al 40 % de la longitud total, se observa que el error relativo presenta una reducción muy notable en todas las líneas; de este modo, para la línea Otavalo - Cayambe este error absoluto se redujo a 222,67 m, siendo más de 200 m menor al obtenido en el caso anterior, tendencia bajo la cual se presentan líneas como Atuntaqui - San Vicente, que tuvo una reducción del error pasando del 1,34 % al 0,82 %, representando una diferencia de 152,99 m entre la distancia calculada por el método de Ratán Das así como la esperada.

Por otro lado, se tienen líneas como San Vicente - Otavalo, Cayambe - Cananvalle junto con Chota - La Carolina, las cuales presentan diferencias de 36,30 m, 42,90 m y 26,76 m para cada una; en este contexto, se observa que para la línea Cayambe - Cananvalle se presenta un ligero aumento del error de aproximadamente 20 m frente a la obtenida anteriormente, en contraste con las líneas San Vicente - Otavalo y Chota - La Carolina que logran reducciones muy considerables. Para el resto de los trayectos, el error absoluto se mantiene en valores menores a los 15 m, siendo los casos más destacables Ibarra - Atuntaqui, Cayambe - Ecuajugos, San Agustín - El Retorno, Alpachaca - Ajavi así como Tulcán T - Tulcán, que presentan un error muy bajo, siendo este menor a 1 m e incluso destacando la línea Cayambe - Ecuajugos, que conserva un error del 0 %.

Si se aumenta la distancia a un 60 % de la longitud total de cada una de las líneas, se puede observar cómo el método presenta nuevamente ligeros aumentos en su error absoluto, siendo un caso destacable la línea Otavalo - Cayambe, que alcanza una diferencia de 508,91 m entre los resultados; de la misma manera, la acompañan líneas como Ibarra - Atuntaqui, Atuntaqui - San Vicente junto con Chota - La Carolina, las cuales presentan un incremento del error absoluto que oscila entre los 100 m y 390 m. Asimismo, se presentan casos en los que el error absoluto no supera los 50 m, como las líneas San Vicente - Otavalo con una diferencia de 22,23 m, Cayambe - Cananvalle con 41,74 m, Cananvalle - La Esperanza con 34,31 m así como Tulcán T - San Gabriel con 30,22 m de error absoluto.



Por otro lado, el resto de los trayectos como Ibarra - Cotacachi, Ibarra - San Agustín, San Agustín - El Retorno junto con Alpachaca - Ajavi, entre otras, alcanzan valores menores a 10 metros de diferencia entre los resultados obtenidos por el método de Ratán Das, así como la distancia esperada; destacando a Cayambe - Ecuajugos como la que continúa presentando un error del 0 % aun si la falla se encuentra más próxima al extremo remoto.

Finalmente, cuando la falla es simulada al 80 % de la distancia de la línea, se observa que el método de Ratán Das presenta aumentos muy moderados en cuanto al error absoluto se refiere; en este escenario, la línea Otavalo - Cayambe presenta un incremento del error relativo alcanzando un valor del 3,04 %, traduciéndose en una diferencia de 806,12 m entre la distancia esperada junto con la calculada por el método propuesto, a la cual le acompañan trayectos como Atuntaqui - San Vicente, Ibarra - Atuntaqui, Chota - La Carolina y Cayambe - Cananvalle, los cuales alcanzan diferencias absolutas que superan los 150 m pero no exceden los 300 m.

De igual forma, se presentan casos intermedios que bordean o se acercan a los 70 m de diferencia, como lo son las líneas Cananvalle - La Esperanza con 72,13 m, Tulcán T - Tulcán con 46,98 m junto con San Vicente - Otavalo con 20,93 m; por el contrario, las 8 líneas restantes presentan diferencias que no superan los 10 m, grupo dentro del cual se puede notar que Cayambe - Ecuajugos mantiene un error del 0 %, presentándose como un caso perfecto en este escenario de cortocircuito. A este le acompañan líneas como San Gabriel - El Ángel con una diferencia de 2 m entre la distancia calculada, así como la esperada, sumado a Alpachaca - Ajavi, que presenta una mínima diferencia de 1,80 m entre resultados.

De acuerdo con los resultados presentados anteriormente, se vuelve evidente que en la mayoría de las líneas de subtransmisión analizadas, el método de Ratán Das tiende a mostrar un comportamiento uniforme, puesto que este presenta un ligero incremento en el error cuando la falla se localiza cerca del nodo de medición de la línea; en consecuencia, conforme el evento se aproxima al extremo remoto, la herramienta experimenta variaciones que oscilan entre el incremento junto con la reducción del error relativo así como absoluto.

4.2 Evaluación del método de Ratán Das

Para evaluar el método de Ratán Das, se determinó el margen de error en los diferentes escenarios de falla analizados, lo que permite identificar el comportamiento de la herramienta localizadora de fallas frente a cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos; asimismo, esto



facilita analizar cómo fluctúan los resultados obtenidos para una misma línea bajo diversas condiciones, permitiendo establecer un criterio sólido frente a la información recopilada.

Con base en los resultados presentados anteriormente, se ha logrado observar que el método de Ratán Das presenta un desempeño muy favorable en la mayor parte del sistema eléctrico ante cortocircuitos monofásicos; de manera general, este tipo de evento registra un error promedio total de apenas 65,16 m, lo que se traduce en un error relativo del 0,76 %, demostrando que para estas fallas la estimación se mantiene sumamente cercana a la distancia esperada. Adicionalmente, el error máximo para este escenario se ubica en un promedio de 152,04 m, equivalente a un 1,22 % relativo, un valor manejable que refleja desviaciones controladas sin llegar a comprometer la efectividad general de la herramienta localizadora de fallas; en consecuencia, estos valores ponderados se detallan en la TABLA XI.

TABLA XI

Errores promedios y máximos obtenidos en todas las líneas que conforman la red de subtransmisión de EMELNORTE

Línea	Fallas monofásicas				Fallas bifásicas				Fallas trifásicas			
	e_{abs} (m)	$e_{relativ}$ (%)	e_{max} (m)	e_{max} (%)	e_{prom} (m)	e_{prom} (%)	e_{max} (m)	e_{max} (%)	e_{prom} (m)	e_{prom} (%)	e_{max} (m)	e_{max} (%)
Ibarra - Cotacachi	20,74	0,29	49,86	0,46	23,92	0,33	56,20	0,51	5,76	0,10	6,95	0,20
Ibarra - Atuntaqui	208,79	3,21	481,37	5,15	236,70	3,65	541,92	5,92	115,04	1,88	253,45	3,87
Atuntaqui - San Vicente	263,48	2,88	615,11	4,58	309,52	3,41	712,64	5,49	235,35	3,21	308,12	6,69
San Vicente - Otavalo	8,92	0,56	16,67	0,89	8,60	0,52	20,96	0,86	31,90	2,67	37,15	5,54
Otavalo - Cayambe	469,88	3,66	1081,25	5,89	566,42	4,45	1290,22	7,31	521,97	4,87	806,12	10,38
Cayambe - Ecuajugos	5,26	0,35	11,93	0,53	2,18	0,19	4,16	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00
Cayambe - Cananvalle	11,08	0,30	30,90	0,55	16,30	0,46	38,78	0,88	66,31	1,71	152,06	2,55
Cananvalle - La Esperanza	8,48	0,26	26,05	0,53	4,30	0,13	10,47	0,22	33,82	1,10	72,13	2,14
Ibarra - San Agustín	12,90	0,31	30,56	0,48	15,01	0,35	35,80	0,53	3,36	0,09	4,01	0,12
San Agustín - El Retorno	2,13	0,07	5,18	0,14	2,90	0,12	6,08	0,15	2,21	0,10	3,26	0,21
Ibarra - Alpachaca	15,01	0,49	34,88	0,72	14,05	0,46	33,23	0,71	2,87	0,11	3,85	0,15
Alpachaca - Ajavi	0,42	0,03	1,02	0,07	0,81	0,08	1,56	0,10	0,97	0,11	1,80	0,23
Alpachaca - Chota	23,30	0,28	55,78	0,43	29,69	0,37	70,98	0,58	17,81	0,22	43,25	0,33
Chota - La Carolina	46,04	0,22	120,64	0,37	64,49	0,32	152,20	0,47	177,76	0,82	393,80	1,63
TulcánT - San Gabriel	65,86	0,47	156,00	0,70	76,15	0,55	180,30	0,86	22,86	0,21	30,22	0,41
San Gabriel - El Ángel	6,22	0,09	9,50	0,11	4,12	0,06	6,13	0,11	2,12	0,04	3,14	0,08
TulcánT - Tulcán	1,99	0,12	4,96	0,20	1,33	0,10	1,90	0,14	21,91	1,49	46,98	2,83
Tulcán - El Rosal	2,44	0,10	5,01	0,17	1,46	0,06	4,05	0,11	5,38	0,16	14,80	0,33
Error Promedio total	65,16	0,76	152,04	1,22	76,55	0,87	175,98	1,41	70,41	1,05	121,17	2,09



A partir de la información presentada en la TABLA XI, es posible evidenciar que, ante fallas bifásicas, el algoritmo de Ratán Das conserva una notable estabilidad, aunque experimenta un moderado incremento en sus márgenes de desviación promedio frente al caso anterior; bajo este contexto, el error promedio total para este tipo de cortocircuito se sitúa en 76,55 m, representando un error relativo del 0,87 %, comportamiento que indica que la naturaleza de las fallas entre dos fases introduce alteraciones muy sutiles en el cálculo general aplicado al sistema de subtransmisión.

De la misma manera, la fluctuación máxima promedio de la red experimenta una ligera elevación hasta alcanzar los 175,98 m, equivalentes a un 1,41 % de error relativo; a nivel cualitativo, la gran mayoría de las líneas continúan operando con un grado de exactitud sobresaliente, manteniendo márgenes mínimos, en contraste con trayectos puntuales como Otavalo - Cayambe junto con Atuntaqui - San Vicente, los cuales exhiben las variaciones más notorias del grupo; sin embargo, al observar sus tendencias generales, se reafirma que estas líneas en particular son solo ligeramente más sensibles al método, conservando una respuesta aceptable dentro de los parámetros esperados.

Posteriormente, al evaluar la respuesta del método de Ratán Das ante fallas trifásicas balanceadas, se evidencia un comportamiento que mantiene la tendencia de estabilidad, logrando incluso reducir el margen de error absoluto promedio respecto al escenario bifásico; de esta manera, el error promedio total registrado desciende a 70,41 m, aunque su error relativo general presenta un leve aumento hasta alcanzar el 1,05 %, escenario simétrico que demuestra que la herramienta localizadora de fallas posee una robustez adecuada para lidiar con cortocircuitos trifásicos, adaptándose favorablemente a las características del sistema.

Para este último tipo de cortocircuito, el error absoluto máximo promedio se sitúa en 121,17 m; no obstante, el error relativo máximo promedio alcanza un 2,09 %, marcando la fluctuación porcentual más elevada entre los tres escenarios, pese a lo cual resulta muy destacable el desempeño de líneas como Cayambe - Ecuajugos junto con Alpachaca - Ajavi, que demuestran una precisión ideal o casi perfecta de manera constante a lo largo de las simulaciones. Por otro lado, trayectos específicos siguen manteniendo una variación un poco más elevada en sus errores, lo cual es propio de la respuesta del algoritmo ante eventos simétricos en los extremos de dichas líneas.



Es importante mencionar que, si bien el método presenta errores absolutos ligeramente elevados en ciertos trayectos, esto no compromete la capacidad de localización de la herramienta; en este sentido, estas diferencias se pueden atribuir a la gran extensión física de ciertas líneas, como es el caso de Chota - La Carolina, sumado a la consideración de un modelo de torre representativo para la totalidad de la red, recordando que cada línea de subtransmisión se compone de diversos tramos donde la estructura de soporte varía, provocando así una variación indirecta en la impedancia final del sistema que se refleja en los cálculos. De la misma manera, cabe recalcar que los datos iniciales de cortocircuito ingresados al localizador de fallas provenientes de las simulaciones representan casos simulados, motivo por el cual internamente cuentan con un cierto rango de error; no obstante, dichos valores fueron de utilidad para la validación del método propuesto.

De manera general, se evidencia que el método de Ratán Das presenta un comportamiento uniforme y confiable en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE; a lo largo del análisis, se observan variaciones controladas donde el escenario monofásico registra los menores índices de error, seguido muy de cerca por el bifásico así como el trifásico, resultados que demuestran que, más allá de las sutiles diferencias entre cada tipo de cortocircuito, los bajos porcentajes de error global obtenidos a lo largo de toda la red validan plenamente la efectividad del método. En este sentido, considerando que EMELNORTE prioriza identificar el sector geográfico aproximado del evento por encima de la distancia exacta de la falla, la herramienta desarrollada representa un apoyo directo para las labores operativas al momento de presentarse un cortocircuito real en el sistema de subtransmisión de dicha empresa.

4.3 Aplicación para la localización de fallas basada en el método de Ratán Das

Uno de los objetivos específicos del presente estudio corresponde al desarrollo de una aplicación para la localización de fallas; por lo tanto, se implementó una herramienta basada en el método de Ratán Das orientada al sistema de subtransmisión de EMELNORTE, aplicación que permite calcular la distancia aproximada al punto de falla a lo largo de una línea específica del sistema de subtransmisión, utilizando información técnica del sistema, históricos de carga de cada subestación así como las mediciones de voltaje junto con la corriente asociadas al evento de falla.



En base a lo anterior, la aplicación localizadora de fallas fue desarrollada bajo un enfoque de fácil acceso con la finalidad de facilitar las labores operativas, permitiendo disponer de los datos técnicos del sistema de subtransmisión así como de carga de manera inmediata; bajo este contexto, la disponibilidad de la información reduce significativamente el tiempo de localización de fallas frente a las estimaciones tradicionales, destacando además que la herramienta cuenta con la capacidad de actualizar continuamente los parámetros de la red junto con la demanda, garantizando así un funcionamiento óptimo.

Es importante mencionar que, para su funcionamiento la aplicación requiere inicialmente datos de entrada provenientes de archivos de Excel que contienen, de manera independiente, la información técnica de las líneas junto con los registros de carga; en este sentido, el primer archivo almacena los parámetros eléctricos necesarios para caracterizar el sistema de subtransmisión, mientras que el segundo compila los registros de demanda de cada subestación, organizados por fecha así como hora, lo cual permite determinar el estado de carga sumado al voltaje del nodo en condiciones de prefalla.

Una vez cargado los datos necesarios, la interfaz solicita la selección de la rama afectada junto con la línea de subtransmisión a analizar, así como el tipo de falla sumado al instante exacto del evento; posteriormente, se ingresan los valores de voltaje y corriente registrados en el nodo de medición para ejecutar el algoritmo de cálculo correspondiente al método de Ratán Das, de manera que, como resultado final, el sistema presenta la distancia absoluta estimada desde el nodo de medición junto con la información detallada de la línea analizada, tal como se muestra en la Fig. 18.



Localizador de Fallas basado en el Metodo de Ratán Das

Archivos Excel

Líneas: C:/Users/antho/OneDrive/Escritorio/Localizador de fallas/Datos de la red de subtransmisión/Datos de las líneas Subtransmision.xlsx

Cargas: C:/Users/antho/OneDrive/Escritorio/Localizador de fallas/Datos de la red de subtransmisión/Datos cargas subestaciones.xlsx

Selección de red y falla

Rama: Línea:

Tipo de falla: Mes:

Día: Hora (HH:MM):

Datos de falla en X

Voltajes de falla en Otavalo (kV):

Vax Magnitud [kV]:	<input type="text" value="1.71"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="-21"/>
Vbx Magnitud [kV]:	<input type="text" value="48.71"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="-153"/>
Vcx Magnitud [kV]:	<input type="text" value="44.34"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="119"/>

Corrientes de falla en Otavalo (kA):

IA Magnitud [kA]:	<input type="text" value="1.20815"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="54"/>
IB Magnitud [kA]:	<input type="text" value="0.00165"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="-66"/>
IC Magnitud [kA]:	<input type="text" value="0.00165"/>	Ángulo [°]:	<input type="text" value="174"/>

Resultados

```

Longitud de la línea [km]: 26.510000
Z012 de la línea [ohm/km]:
0.577416+1.362629j  -0.009785-0.005532j
0.021834+0.000703j
0.021834+0.000703j  0.210252+0.456265j
0.022760-0.012905j
-0.009785-0.005532j  -0.022497-0.013277j
0.210252+0.456265j

C012 de la línea [F/km]:
5.008729e-09  9.118943e-13  9.118943e-13
9.118943e-13  9.574433e-09  2.841408e-10
9.118943e-13  2.841408e-10  9.574433e-09

Iteración 01: s = -0.07639621
Iteración 02: s = -0.07735042
Iteración 03: s = -0.07753861
Iteración 04: s = -0.07755394

Se ha calculado que la falla se encuentra
aproximadamente a 1.9653 km de la subestacion Otavalo.
    
```

Fig. 18 Vista general del ingreso de datos y obtención de resultados en la aplicación localizadora de fallas

Finalmente, es importante destacar que la fiabilidad de los resultados obtenidos por la aplicación depende en gran medida de la calidad de la información disponible; por lo tanto, la exactitud en la estimación está fuertemente condicionada por la veracidad de los parámetros eléctricos utilizados para la caracterización de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión; por ende, eventuales variaciones en los datos de entrada pueden incidir directamente en la distancia calculada, un factor que debe considerarse obligatoriamente al interpretar los resultados generados por la herramienta localizadora de fallas.



Conclusiones

El presente trabajo proporcionó una base teórica sólida que permitió caracterizar a profundidad el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, la topología bajo la cual funciona, los elementos físicos y eléctricos que la conforman además los diversos tipos de fallas que pueden presentarse en su operación diaria; de igual manera, se proporcionó una base acerca de los distintos métodos de localización de fallas aplicables a este tipo de sistemas.

Mediante la implementación del método de Ratán Das fue posible modelar el sistema de subtransmisión de EMELNORTE adaptándola a las necesidades del algoritmo, proceso que se llevó a cabo a través de la construcción de un conjunto de matrices de impedancias que operaron como el pilar fundamental dentro del cálculo para estimar la ubicación del evento; gracias a ello, se consiguió automatizar el cálculo de la distancia a la falla en los distintos puntos del sistema de subtransmisión, procesando de manera rápida la información técnica de las líneas, los registros de carga y los valores obtenidos tanto de las simulaciones en el modelo desarrollado como de los registros de fallas reales.

Bajo esta perspectiva, la aplicación desarrollada utilizando como base el método de Ratán Das se consolida como una herramienta que permite la localización de fallas en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE con un bajo índice de error en los tres casos de cortocircuito analizados, demostrando asimismo una plena capacidad para estimar distancias cuando se procesan eventos de casos reales; en este mismo contexto, la aplicación logra reducir significativamente los tiempos de localización en operaciones prácticas debido a que dispone de manera inmediata de los datos del sistema de subtransmisión y de carga predefinidos para cada subestación, información que además cuenta con la ventaja de poder ser actualizada en caso de ser necesario para garantizar su correcto funcionamiento.



Recomendaciones

Se puede extender el análisis del presente trabajo de grado mediante la combinación del método de Ratan Das y las mediciones de voltaje y corriente de falla de manera conjunta, lo cual se lograría mediante la integración de un modelo de red y el desarrollo del algoritmo en una sola plataforma, como puede ser MATLAB u otros softwares afines; de esta manera, se permitirá evaluar la efectividad del método, así como su aplicabilidad en el sistema bajo operación en tiempo real.

Se recomienda aplicar la metodología de Ratan Das a redes de distribución eléctrica, utilizando los datos de mediciones de carga disponibles en la cabecera de la subestación, esto permitirá evaluar el comportamiento del método bajo una red que se conforma de varios ramales; por consiguiente, se logrará evidenciar la precisión del algoritmo bajo estas nuevas condiciones de operación.



Referencias bibliográficas.

- [1] F. Erreyes, “Resolucion Nro. ARCONEL-016/2024,” Quito, Nov. 2024.
- [2] R. Mejia, “Informe Rendicion de Cuentas,” 2023, [Online]. Available: <https://lotaip.emelnorte.com/index.php/13-rendicion-de-cuentas/14-2023/23-proceso-de-rendicion-de-cuentas/27-fase-3/40-entrega-del-informe-de-rendicion-de-cuentas>
- [3] R. Gomez, D. Cabrera, and P. Robles, “Study for localization of fault in the electrical distribution systems,” *Ingenius*, vol. 2023, no. 30, pp. 64–78, Jul. 2023, doi: 10.17163/ings.n30.2023.06.
- [4] D. A. Criollo Caisaguano, “Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida y basado en métodos algorítmicos,” Quito, Oct. 2016. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13103>
- [5] C. R. Ruiz Yange, “Localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución basados en impedancia aparente utilizando el método de Ratan Das.,” Quito, Jul. 2018. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15787>
- [6] F. J. Calero Camacho, “Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida basado en el método de Ratán Das,” Quito, Feb. 2019. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16921>
- [7] K. P. López Eugenio, “Propuesta de alternativa para la expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte para el periodo 2021-2030,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2021. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22123>
- [8] G. I. Velarde Noa, “Modelamiento de una línea de subtransmisión en 33 kV para interconectar el sistema eléctrico aislado de Atico,” Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, Villa El Salvador, 2023. [Online]. Available: https://repositorio.untels.edu.pe/jspui/bitstream/123456789/1205/1/T088A_74660425_T.pdf
- [9] G. A. Espinosa Rincones and J. A. Torres Zambrano, “Análisis predictivo de la cargabilidad de línea de subtransmisión Nueva Prosperina 2 (69KV) en base al crecimiento anual de la demanda de energía,” Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2024. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/28521/1/UPS-GT005562.pdf>
- [10] G. R. Lascano Salvatierra and I. D. Campoverde Sellan, “Análisis de confiabilidad de la línea de subtransmisión L2 dos cerritos desde el punto de entrega hasta subestación dos Cerritos-CNEL EP unidad de negocios Guayas Los Rios utilizando el software Power Factory de Digsilent,” Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2024.



- [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/27291/1/UPS-GT004953.pdf>
- [11] E. M. Abril Pico, “Mantenimiento preventivo y correctivo de líneas de subtransmisión,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1999. [Online]. Available: https://www.academia.edu/52034321/Mantenimiento_preventivo_y_correctivo_de_l%C3%ADneas_de_subtransmisi%C3%B3n
- [12] C. M. Gallegos Londoño, S. R. Villacrés Parra, and M. A. Viscaino Cuzco, “Elaboración de formatos para recolección de datos de modos de fallo para el cálculo de fiabilidad en subestaciones y líneas de subtransmisión en la empresa Eléctrica de Riobamba S.A.,” *ConcienciaDigital*, vol. 4, no. 1.2, pp. 200–219, Mar. 2021, doi: 10.33262/concienciadigital.v4i1.2.1589.
- [13] G. Turan, *Electric Power Distribution Engineering*, Tercera edición., vol. 3. 2014. [Online]. Available: www.ebook3000.com
- [14] L. Pumisacho, “Modelación y simulación de líneas de transmisión considerando múltiples fases y el efecto de retorno por tierra,” Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2019. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18030>
- [15] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*, Third Edition., vol. 1. Boca Raton: CRC Press, 2016.
- [16] M. D. Lopez Cadena, “Ubicación de fallas en redes de distribución eléctrica basado en sensado comprimido,” Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2018. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15722>
- [17] D. P. Acuña Correa, “Localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución basados en la matriz de impedancia de barra,” Quito, Jun. 2017. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14294>
- [18] R. M. Camacho Vera, “Localización de fallas en redes de distribución eléctrica por sensado comprimido (compressive sensing),” Universidad Politecnica Salesiana, Quito, 2017. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13585>
- [19] S. Das, S. Santoso, and S. N. Ananthan, “Fault Location on Transmission and Distribution Lines: Principles and Applications,” in *Fault Location on Transmission and Distribution Lines: Principles and Applications*, IEEE, 2022, pp. 261–267. doi: 10.1002/9781119121480.refs.
- [20] A. Castillo, “Cálculo de la impedancia de secuencia cero del transformador Zig-Zag tipo núcleo de tres columnas utilizando el método de elementos finitos,” Universidad Autónoma Metropolitana (México). Unidad Azcapotzalco, Ciudad de México, 2020. doi: 10.24275/uama.6741.7632.



- [21] B. A. Jami Guatemala, “Implementación de un sistema de localización de fallas del sistema de distribución de medio voltaje de la subestación San Vicente, de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE),” Ibarra, Feb. 2024. [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/15660>
- [22] J. D. Acuña Tacuri, “Localización de las fallas en redes de distribución con generación distribuida basado en matriz multi-agente,” Universidad Politecnica Salesiana, Quito, 2024. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/29001>
- [23] D. S. Liquinchana Saguno, “Clasificación de fallas eléctricas aplicando redes neuronales artificiales a la protección de distancia de líneas de transmisión basada en el algoritmo de Levenberg-Marquardt,” Universidad Politecnica Salesiana, Quito, 2022. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/23323>
- [24] T. S. León Paternina, “Diseño e implementación de un método de localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas basado en redes neuronales,” Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias, 2015. [Online]. Available: <https://repositorio.utb.edu.co/handle/20.500.12585/3421>
- [25] E. Quintero Crespo, “Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial,” Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Medellín, 2010. Accessed: Jan. 03, 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/69910>
- [26] J. P. Sánchez Hurtado, “Estudio de la sensibilidad de mediciones en la localización de fallas eléctricas con algoritmos basados en ondas viajeras en la línea de Tabacundo - Cayambe de la red de subtransmisión de EMELNORTE,” Universidad Técnica del Norte, Ibarra, 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/16838>
- [27] C. C. Guevara Serrano and D. F. Rodríguez Rodríguez, “Metodología de localización de fallas basada en ondas viajeras con señales de tensión,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2018. Accessed: Jan. 03, 2025. [Online]. Available: <https://repository.udistrital.edu.co/items/6342b703-8675-4e43-977b-5650917e1c3e>
- [28] J. J. Mora Flores, “Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento,” Universidad de Girona, Girona, 2006. Accessed: Jan. 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.tesisenred.net/handle/10803/7735#page=1>
- [29] R. Das, “A Fault Locator for Radial Subtransmission and Distribution Lines,” Canada, 2000.
- [30] R. Das, “Determining the locations of faults in distribution systems,” University of Saskatchewan, 1998. [Online]. Available: https://www.collectionscanada.gc.ca/obj/s4/f2/dsk2/tape17/PQDD_0013/NQ27401.pdf



- [31] C. Jaramillo, “Plan Estratégico EMELNORTE 2022-2025,” Ibarra, 2021. [Online]. Available:
[https://www.emelnorte.com/docs/lotaip/planificacion/PLAN_ESTRATEGICO_EMELNORTE_2022-2025-signed\(final\)-signed.pdf](https://www.emelnorte.com/docs/lotaip/planificacion/PLAN_ESTRATEGICO_EMELNORTE_2022-2025-signed(final)-signed.pdf)
- [32] Eaton, “Soluciones de software de ingeniería eléctrica de CYME.”
- [33] Python Software Foundation, “Python.” [Online]. Available:
<https://www.python.org/about/apps/>
- [34] O. Chacón, “UNIFILAR EMELNORTE 2024,” Ibarra, Jan. 2024.
- [35] Asociación Escuela de Ingeniería Eléctrica, “Estructuras para líneas de subtransmisión a 69 kV,” 1985. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6081>



Anexos

Anexo A: Código desarrollado para la localización de fallas mediante el método de Ratán Das.

```

=====
# UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE
# CARRERA DE ELECTRICIDAD
# ANTHONY QUEZADA
# LOCALIZADOR DE FALLAS MEDIANTE RATAN DAS
=====

import numpy as np
import math
import pandas as pd
from datetime import timedelta
import tkinter as tk
from tkinter import ttk, filedialog, messagebox

#CALCULO DE MATRIZ DE IMPEDANCIA Y CAPACITANCIA SE SECUENCIA
a = np.exp(2j * np.pi / 3)
A = np.array([[1, 1, 1],
              [1, a**2, a],
              [1, a, a**2]], dtype=complex)
A_inv = np.linalg.inv(A)

def calculoZabc(Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg, resistencia_fase, GMR_fase, resistencia_neutro, GMR_neutro):
    K = 0.12134
    C = 7.93402
    Rm = 0.09530
    Zf = resistencia_fase + Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / GMR_fase) + C)
    Zn = resistencia_neutro + Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / GMR_neutro) + C)
    Zab = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dab) + C)
    Zbc = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dbc) + C)
    Zac = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dac) + C)
    Zan = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dag) + C)
    Zbn = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dbg) + C)
    Zcn = Rm + 1j * K * (math.log(1.0 / Dcg) + C)
    Zij = np.array([[Zf, Zab, Zac],
                    [Zab, Zf, Zbc],
                    [Zac, Zbc, Zf]])
    Zin = np.array([[Zan], [Zbn], [Zcn]])
    Znn = np.array([[Zn]])
    Zabc_milla = Zij - Zin @ np.linalg.inv(Znn) @ Zin.T
    Zabc_km = Zabc_milla / 1.60934
    return Zabc_km

```



```
def calculoPabc(Saa, Sbb, Scc, Sgg, Sab, Sag, Sac, Sbg, Sbc, Scg, Radio_fase, Radio_neutro, Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg):
```

```
    Paa = 11.17689 * math.log(Saa / Radio_fase)
    Pbb = 11.17689 * math.log(Sbb / Radio_fase)
    Pcc = 11.17689 * math.log(Scc / Radio_fase)
    Pgg = 11.17689 * math.log(Sgg / Radio_neutro)
    Pab = 11.17689 * math.log(Sab / Dab)
    Pag = 11.17689 * math.log(Sag / Dag)
    Pac = 11.17689 * math.log(Sac / Dac)
    Pbg = 11.17689 * math.log(Sbg / Dbg)
    Pbc = 11.17689 * math.log(Sbc / Dbc)
    Pcg = 11.17689 * math.log(Scg / Dcg)
    Pij = np.array([[Paa, Pab, Pac],
                   [Pab, Pbb, Pbc],
                   [Pac, Pbc, Pcc]])
    Pin = np.array([[Pag], [Pbg], [Pcg]])
    Pnn = np.array([[Pgg]])
    Pabc = Pij - Pin @ np.linalg.inv(Pnn) @ Pin.T
    return Pabc
```

```
#CALCULO DE CONSTANTES ABCD CON MODELO PI
```

```
def modelo_linea_media(Z, Y, longitud_km):
    Zt = Z * longitud_km
    Yt = Y * longitud_km
    A_m = np.eye(3, dtype=complex) + 0.5 * (Zt @ Yt)
    B_m = Zt
    C_m = Yt + 0.25 * (Yt @ Zt @ Yt)
    D_m = np.eye(3, dtype=complex) + 0.5 * (Yt @ Zt)
    return A_m, B_m, C_m, D_m
```

```
#FUNCION PARA CARGAR LAS LÍNEAS DEL EXCEL
```

```
def cargar_lineas(ruta_excel, Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg, Saa, Sbb, Scc, Sgg, Sab, Sag, Sac, Sbg, Sbc, Scg):
    xls = pd.ExcelFile(ruta_excel)
    hojas = xls.sheet_names
    Z012_total = {}
    Y012_total = {}
    dist_total = {}
    for hoja in hojas:
        df = pd.read_excel(ruta_excel, sheet_name=hoja)
        datos = df.values
        for fila in datos:
            nombre = str(fila[0]).strip()
            if nombre == "" or nombre.lower() == "nan" or "_" not in nombre:
                continue
            longitud = float(fila[2])
            Rf = float(fila[8])
```



```

GMRf = float(fila[9])
radiof = float(fila[10])
Rn = float(fila[13])
GMRn = float(fila[14])
radion = float(fila[15])
Zabc_km = calculoZabc(Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg, Rf, GMRf, Rn, GMRn)
Z012_km = A_inv @ Zabc_km @ A
Pabc = calculoPabc(Saa, Sbb, Sec, Sgg, Sab, Sag, Sac, Sbg, Sbc, Scg, radiof, radion, Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg)
Pabc_km = Pabc * 1.60934
Cabc_km = np.linalg.inv(Pabc_km)
C012_km = A_inv @ Cabc_km @ A
Y012_km = 1j * 2 * np.pi * 60 * C012_km * 1e-6
Z012_total[nombre] = Z012_km
Y012_total[nombre] = Y012_km
dist_total[nombre] = longitud
return Z012_total, Y012_total, dist_total

topologia_ramas = {}
ramales = {}

#FUNCION PARA CONSTRUIR LA RED BASADO EN EL EXCEL
def generar_topologia_dinamica(ruta_excel):
    xls = pd.ExcelFile(ruta_excel)
    topologia_ramas_dinamica = {}
    ramales_dinamicos = {}
    for hoja in xls.sheet_names:
        df = pd.read_excel(ruta_excel, sheet_name=hoja)
        datos = df.values
        tramos_principales = []
        tramos_ramales = {}
        nodo_fin_anterior = None
        for fila in datos:
            nombre_tramo = str(fila[0]).strip()
            if nombre_tramo == "" or nombre_tramo.lower() == "nan" or "_" not in nombre_tramo:
                continue
            nodo_inicio, nodo_fin = nombre_tramo.split("_")
            if nodo_fin_anterior is None:
                tramos_principales.append(nombre_tramo)
                nodo_fin_anterior = nodo_fin
            else:
                if nodo_inicio == nodo_fin_anterior:
                    tramos_principales.append(nombre_tramo)
                    nodo_fin_anterior = nodo_fin
                else:
                    tramos_ramales[nombre_tramo] = [nodo_inicio, nodo_fin]
        topologia_ramas_dinamica[hoja] = tramos_principales

```



```

if tramos_ramales:
    ramales_dinamicos[hoja] = tramos_ramales
return topologia_ramas_dinamica, ramales_dinamicos

ruta_cargas = ""
cargas_por_nodo = {}

def obtener_tramos_disponibles(nombre_rama):
    tramos = list(topologia_ramas.get(nombre_rama, []))
    if nombre_rama in ramales:
        tramos += list(ramales[nombre_rama].keys())
    return tramos

#DEFINICION DE NOMBRES PARA CADA TRAMO (LINEA)
def resolver_topologia_tramo(nombre_rama, nombre_tramo):
    lista_tramos_principales = topologia_ramas.get(nombre_rama, [])
    if nombre_tramo in lista_tramos_principales:
        i = lista_tramos_principales.index(nombre_tramo)
        X, Y = nombre_tramo.split("_")
        ultimo = lista_tramos_principales[-1]
        _, N = ultimo.split("_")
        return {"M": X, "X": X, "Y": Y, "N": N, "rama": nombre_rama, "tramo": nombre_tramo, "indice": i, "es_ramal": False}
    if (nombre_rama in ramales) and (nombre_tramo in ramales[nombre_rama]):
        nodo_cabeza, nodo_lateral = ramales[nombre_rama][nombre_tramo]
        X = nodo_cabeza
        Y = nodo_lateral
        N = Y
        return {"M": X, "X": X, "Y": Y, "N": N, "rama": nombre_rama, "tramo": nombre_tramo, "indice": None, "es_ramal": True}
    raise ValueError(f"El tramo {nombre_tramo} no existe en la rama {nombre_rama}")

#FUNCION PARA CARGAR LAS CARGAS DE LAS SUBESTACIONES DEL EXEL DE CARGAS
def cargar_cargas_para_tramo(info, escribir):
    global cargas_por_nodo
    cargas_por_nodo = {}
    X = info["X"]
    Y = info["Y"]
    nodos_a_cargar = sorted({X, Y})
    total = len(nodos_a_cargar)
    total_registros = 0
    xls_cargas = pd.ExcelFile(ruta_cargas)
    hojas_disponibles = xls_cargas.sheet_names
    for idx, nodo in enumerate(nodos_a_cargar, start=1):
        hoja_correcta = None
        nodo_norm = nodo.lower().replace(" ", "")
        for hoja in hojas_disponibles:
            hoja_norm = hoja.lower().replace(" ", "")

```



```

if nodo_norm in hoja_norm:
    hoja_correcta = hoja
    break
if not hoja_correcta:
    escribir(f"Advertencia: No se encontró pestaña para el nodo '{nodo}' en el Excel de cargas.")
    continue
df = pd.read_excel(ruta_cargas, sheet_name=hoja_correcta)
df["Hora"] = (df["Hora"].astype(str).strip().str.pad(5, fillchar="0").str.replace(r"^\d:", r"0\d:", regex=True))
df["Hora"] = df["Hora"].apply(lambda h: h + ":00" if ":" not in h else h)
df["Hora"] = df["Hora"].apply(lambda h: h + ":00" if len(h) == 5 else h)
df["FechaHora"] = (pd.to_datetime({"year": 2024, "month": df["Mes"], "day": df["Dia"]}) + pd.to_timedelta(df["Hora"]))
cargas_por_nodo[nodo] = df
total_registros += int(df.shape[0])
porc = idx / total * 100.0
escribir(f"Cargando cargas: {porc:5.1f}% ({hoja_correcta})")
escribir(f"Registros importados: {total_registros}")

#FUNCION PARA LA CONSTRUCCION DEL DATA TIME PARA EL EXCEL DE CARGAS Y EXTRACCION DE DATOS
def seleccionar_prefalla_para_datetime(df, dt_falla):
    dt_pref = dt_falla - timedelta(minutes=5)
    mask = df["FechaHora"] == dt_pref
    if mask.any():
        return df.loc[mask].iloc[0]
    df_antes = df[df["FechaHora"] < dt_falla]
    if df_antes.empty:
        raise ValueError("No hay datos anteriores a la hora de falla en este nodo.")
    return df_antes.iloc[-1]

def fila_a_fasores_prefalla(fila):
    P_kW = float(fila["P"])
    Q_kVAr = float(fila["Q"])
    Vll = float(fila["Vll prom"])
    P = P_kW * 1e3
    Q = Q_kVAr * 1e3
    S = complex(P, Q)
    S_mag = abs(S)
    if S_mag == 0 or Vll == 0:
        raise ValueError("Potencia o tensión cero en prefalla.")
    pf = P / S_mag
    Vfase_mag = Vll / np.sqrt(3.0)
    I_mag = S_mag / (np.sqrt(3.0) * Vll)
    Va = Vfase_mag * np.exp(1j * np.deg2rad(0.0))
    Vb = Vfase_mag * np.exp(1j * np.deg2rad(-120.0))
    Vc = Vfase_mag * np.exp(1j * np.deg2rad(120.0))
    phi = math.acos(max(-1.0, min(1.0, pf)))
    ang_shift = -phi if Q >= 0 else phi

```



```

Ia = I_mag * np.exp(1j * (0.0 + ang_shift))
Ib = I_mag * np.exp(1j * (np.deg2rad(-120.0) + ang_shift))
Ic = I_mag * np.exp(1j * (np.deg2rad(120.0) + ang_shift))
Vabc = np.array([Va, Vb, Vc])
Iabc = np.array([Ia, Ib, Ic])
return {"V012": A_inv @ Vabc, "I012": A_inv @ Iabc}

#CALCULO DE LA ADMITANCIA PREFALLA YN
def calcular_admitancia_prefalla_desde_fila(fila):
    P_kW = float(fila["P"])
    Q_kVAr = float(fila["Q"])
    Vll = float(fila["Vll prom"])
    P = P_kW * 1e3
    Q = Q_kVAr * 1e3
    S = complex(P, Q)
    if abs(S) == 0 or Vll == 0:
        return 0.0 + 0.0j
    Vfase = Vll / np.sqrt(3.0)
    return np.conj(S) / (3.0 * (Vfase ** 2))

#CALCULO DE YN DE CARGA Y ACTUALIZACION DE LA MISMA
def inicializar_modelo_carga_remota(Y_N_pref, Vref_mag, np_carga, nq_carga):
    if Vref_mag == 0:
        return 0.0, 0.0
    Gr = Y_N_pref.real * (Vref_mag ** (2 - np_carga))
    Br = Y_N_pref.imag * (Vref_mag ** (2 - nq_carga))
    return Gr, Br

def actualizar_Yn_desde_Vn_seq(V012_n, Gr, Br, np_carga, nq_carga):
    Vmag = abs(V012_n[1])
    if Vmag < 1.0:
        Yr = complex(Gr, Br)
    else:
        Yr_real = Gr * (Vmag ** (np_carga - 2))
        Yr_imag = Br * (Vmag ** (nq_carga - 2))
        Yr = Yr_real + 1j * Yr_imag
    Yn_seq = np.array([0.0 + 0.0j, Yr, Yr], dtype=complex)
    return Yn_seq

def calcular_Y_remota_consolidada_prefalla(info, dt_falla):
    Y = info["Y"]
    if Y not in cargas_por_nodo:
        raise ValueError(f"No hay datos de carga para el nodo remoto (Y) {Y}.")
    df_Y = cargas_por_nodo[Y]
    fila_prefalla_Y = seleccionar_prefalla_para_datetime(df_Y, dt_falla)
    Y_N_pref = calcular_admitancia_prefalla_desde_fila(fila_prefalla_Y)

```



```
return Y_N_pref
```

```
#CALCULO DEL VOLTAJE EN N
```

```
def calcular_Vn_prefalla_seq(V012_x, Yn_seq, datos_red):
```

```
    Ae_seq = datos_red["Ae_seq"]
    Be_seq = datos_red["Be_seq"]
    Ce_seq = datos_red["Ce_seq"]
    De_seq = datos_red["De_seq"]
    V012_n = np.zeros(3, dtype=complex)
    I012_xf = np.zeros(3, dtype=complex)
    for k in range(3):
        Vx = V012_x[k]
        Yn = Yn_seq[k]
        Ae, Be, Ce, De = Ae_seq[k], Be_seq[k], Ce_seq[k], De_seq[k]
        denom = De + Yn * Be
        if abs(denom) < 1e-12:
            Ixf = 0.0 + 0.0j
        else:
            Ixf = (Ce + Yn * Ae) / denom * Vx
        Vn = Ae * Vx - Be * Ixf
        V012_n[k] = Vn
        I012_xf[k] = Ixf
    return V012_n, I012_xf
```

```
#CALCULO DE ABDC
```

```
def obtener_ABCD_tramo(nombre_tramo, Z012_total, Y012_total, dist_total):
```

```
    if nombre_tramo not in Z012_total:
        raise KeyError(f"El tramo '{nombre_tramo}' no existe en Z012_total.")
    Z012_km = Z012_total[nombre_tramo]
    Y012_km = Y012_total[nombre_tramo]
    L_km = dist_total[nombre_tramo]
    A_m, B_m, C_m, D_m = modelo_linea_media(Z012_km, Y012_km, L_km)
    return A_m, B_m, C_m, D_m
```

```
def equivalente_ABCD_YN(info, Z012_total, Y012_total, dist_total):
```

```
    I3 = np.eye(3, dtype=complex)
    Z3 = np.zeros((3, 3), dtype=complex)
    return I3, Z3, Z3, I3
```

```
#CONSTRCCION DE LOS PARAMETROS PARA LA LOCALIZACION DE FALLAS
```

```
def preparar_parametros_red(info, Z012_total, Y012_total, dist_total):
```

```
    tramo = info["tramo"]
    Axy, Bxy, Cxy, Dxy = obtener_ABCD_tramo(tramo, Z012_total, Y012_total, dist_total)
    Ae, Be, Ce, De = equivalente_ABCD_YN(info, Z012_total, Y012_total, dist_total)
    Bxy_seq = np.diag(Bxy)
    Cxy_seq = np.diag(Cxy)
```



```

Ae_seq = np.diag(Ae)
Be_seq = np.diag(Be)
Ce_seq = np.diag(Ce)
De_seq = np.diag(De)
Ka = np.zeros(3, dtype=complex)
Kb = np.zeros(3, dtype=complex)
Kc = np.zeros(3, dtype=complex)
Kd = np.zeros(3, dtype=complex)
Ke = np.zeros(3, dtype=complex)
Kf = np.zeros(3, dtype=complex)
Kg = np.zeros(3, dtype=complex)
Kh = np.zeros(3, dtype=complex)
for k in range(3):
    Ae_k = Ae_seq[k]
    Be_k = Be_seq[k]
    Ce_k = Ce_seq[k]
    De_k = De_seq[k]
    Bxy_k = Bxy_seq[k]
    Cxy_k = Cxy_seq[k]
    Ka[k] = De_k + Be_k * Cxy_k
    Kb[k] = -Be_k * Cxy_k
    Kc[k] = -Be_k - De_k * Bxy_k
    Kd[k] = De_k * Bxy_k
    Ke[k] = Ce_k + Ae_k * Cxy_k
    Kf[k] = -Ae_k * Cxy_k
    Kg[k] = -Ae_k - Ce_k * Bxy_k
    Kh[k] = Ce_k * Bxy_k
return {"Axy": Axy, "Bxy": Bxy, "Cxy": Cxy, "Dxy": Dxy, "Ae": Ae, "Be": Be, "Ce": Ce,
        "De": De, "Bxy_seq": Bxy_seq, "Cxy_seq": Cxy_seq, "Ae_seq": Ae_seq, "Be_seq": Be_seq,
        "Ce_seq": Ce_seq, "De_seq": De_seq, "Ka": Ka, "Kb": Kb, "Kc": Kc, "Kd": Kd, "Ke": Ke, "Kf": Kf,
        "Kg": Kg, "Kh": Kh}

```

#CONSTRCCION DE PARAMETROS K PARA EL ESTADO DE FALLA Y CALCULO DE CORRIENTE IF

```
def calcular_parametros_K(datos_red, Yn_seq):
```

```

Ka = datos_red["Ka"]
Kb = datos_red["Kb"]
Kc = datos_red["Kc"]
Kd = datos_red["Kd"]
Ke = datos_red["Ke"]
Kf = datos_red["Kf"]
Kg = datos_red["Kg"]
Kh = datos_red["Kh"]
Bxy_seq = datos_red["Bxy_seq"]
Cxy_seq = datos_red["Cxy_seq"]
Ki = np.zeros(3, dtype=complex)
Kj = np.zeros(3, dtype=complex)

```



```

Kk = np.zeros(3, dtype=complex)
Kl = np.zeros(3, dtype=complex)
Km = np.zeros(3, dtype=complex)
Kn = np.zeros(3, dtype=complex)
Kp = np.zeros(3, dtype=complex)
Kq = np.zeros(3, dtype=complex)
Kr = np.zeros(3, dtype=complex)
Ku = np.zeros(3, dtype=complex)
Kv = np.zeros(3, dtype=complex)
Kw = np.zeros(3, dtype=complex)
for k in range(3):
    Bxy_k = Bxy_seq[k]
    Cxy_k = Cxy_seq[k]
    Yn_k = Yn_seq[k]
    Ki[k] = Kb[k] - Kc[k] * Cxy_k
    Kj[k] = Kd[k] - Ka[k] * Bxy_k
    Kk[k] = Kf[k] - Kg[k] * Cxy_k
    Kl[k] = Kh[k] - Ke[k] * Bxy_k
    Km[k] = Kg[k] * Ka[k] - Kc[k] * Ke[k]
    Kn[k] = Kh[k] * Ka[k] + Kg[k] * Ki[k] - Kd[k] * Ke[k] - Kc[k] * Kk[k]
    Kp[k] = Kh[k] * Kc[k] + Kg[k] * Kj[k] - Kd[k] * Kg[k] - Kc[k] * Kl[k]
    Kq[k] = Yn_k * Ka[k] + Ke[k]
    Kr[k] = Yn_k * Ki[k] + Kk[k]
    Ku[k] = Yn_k * Kj[k] + Kl[k]
    Kv[k] = Yn_k * Kc[k] + Kg[k]
    Kw[k] = Yn_k * Kd[k] + Kh[k]
return {"Km": Km, "Kn": Kn, "Kp": Kp, "Kq": Kq, "Kr": Kr, "Ku": Ku, "Kv": Kv, "Kw": Kw,
        "Ki": Ki, "Kj": Kj, "Kk": Kk, "Kl": Kl}

```

```

def calcular_Km_a_Kw_prefalla(datos_red, Yn_seq):
    return calcular_parametros_K(datos_red, Yn_seq)

```

#ESTIMACION DEL VOLTAJE VN EN FALLA

```

def estimar_Vn_en_falla_seq(V012_x, I012_xf, parametros_K, s):
    s = float(np.real(s))
    Km = parametros_K["Km"]
    Kn = parametros_K["Kn"]
    Kp = parametros_K["Kp"]
    Kv = parametros_K["Kv"]
    Kw = parametros_K["Kw"]
    V012_n = np.zeros(3, dtype=complex)
    for k in range(3):
        Vx = V012_x[k]
        Ixf = I012_xf[k]
        denom = Kv[k] + s * Kw[k]
        if denom == 0:

```



```
V012_n[k] = 0.0 + 0.0j
```

```
else:
```

```
V012_n[k] = ((Km[k] + s * Kn[k]) * Vx + s * Kp[k] * Ixf) / denom
```

```
return V012_n
```

```
#CALCULO DE CONSTANTES K EXCLUSIVOS PARA FALLA MONOFASICA
```

```
def calcular_KA_KB_KC_KD_monofasica(datos_red, parametros_K, V012x, I012xf):
```

```
Bxy_seq = datos_red["Bxy_seq"]
```

```
Kv = parametros_K["Kv"]
```

```
Kw = parametros_K["Kw"]
```

```
Kq = parametros_K["Kq"]
```

```
Kr = parametros_K["Kr"]
```

```
Ku = parametros_K["Ku"]
```

```
V0x, V1x, V2x = V012x
```

```
I0xf, I1xf, I2xf = I012xf
```

```
B0xy, B1xy, B2xy = Bxy_seq
```

```
K0v, K1v, K2v = Kv
```

```
K0w, K1w, K2w = Kw
```

```
K0q, K1q, K2q = Kq
```

```
K0r, K1r, K2r = Kr
```

```
K0u, K1u, K2u = Ku
```

```
suma_V = V0x + V1x + V2x
```

```
suma_BI = B0xy * I0xf + B1xy * I1xf + B2xy * I2xf
```

```
prod_Kv = K0v * K1v * K2v
```

```
KA = suma_V * prod_Kv
```

```
KB = suma_V * (K1v * (K2v * K0w + K2w * K0v) + K1w * K0v * K2v) - suma_BI * prod_Kv
```

```
KC = ((K1v * K2v) * (K0q * V0x + K0v * I0xf) +
```

```
(K2v * K0v) * (K1q * V1x + K1v * I1xf) +
```

```
(K0v * K1v) * (K2q * V2x + K2v * I2xf))
```

```
KD = ((K1v * K2v) * (K0r * V0x + K0u * I0xf)
```

```
+ (K1w * K2v + K1v * K2w) * (K0q * V0x + K0v * I0xf)
```

```
+ (K2v * K0v) * (K1r * V1x + K1u * I1xf)
```

```
+ (K2w * K0v + K2v * K0w) * (K1q * V1x + K1v * I1xf)
```

```
+ (K0v * K1v) * (K2r * V2x + K2u * I2xf)
```

```
+ (K0w * K1v + K0v * K1w) * (K2q * V2x + K2v * I2xf))
```

```
return KA, KB, KC, KD
```

```
#CALCULO DE CONSTANTES K PARA FALLA BIFASICA Y BIFASICA A TIERRA
```

```
def calcular_KA_KB_KC_KD_bifasica(datos_red, parametros_K, V012x, I012xf):
```

```
Bxy_seq = datos_red["Bxy_seq"]
```

```
B1xy = Bxy_seq[1]
```

```
B2xy = Bxy_seq[2]
```

```
Kv = parametros_K["Kv"]
```

```
Kw = parametros_K["Kw"]
```

```
Kq = parametros_K["Kq"]
```

```
Kr = parametros_K["Kr"]
```



```

Ku = parametros_K["Ku"]
V1x = V012x[1]
V2x = V012x[2]
I1xf = I012xf[1]
I2xf = I012xf[2]
K1v, K2v = Kv[1], Kv[2]
K1w, K2w = Kw[1], Kw[2]
K1q, K2q = Kq[1], Kq[2]
K1r, K2r = Kr[1], Kr[2]
K1u, K2u = Ku[1], Ku[2]
KA2 = (V1x - V2x) * (K1v * K2v)
KB2 = ((V1x - V2x) * (K1v * K2w + K1w * K2v) - (B1xy * I1xf - B2xy * I2xf) * (K1v * K2v))
KC2 = (K2v * (K1q * V1x + K1v * I1xf) - K1v * (K2q * V2x + K2v * I2xf))
KD2 = ((K2v * (K1r * V1x + K1u * I1xf) + K2w * (K1q * V1x + K1v * I1xf)
- (K1v * (K2r * V2x + K2u * I2xf) + K1w * (K2q * V2x + K2v * I2xf)))
return KA2, KB2, KC2, KD2

def calcular_KA_KB_KC_KD_bifasica_tierra(datos_red, parametros_K, V012x, I012xf):
    return calcular_KA_KB_KC_KD_bifasica(datos_red, parametros_K, V012x, I012xf)

#CALCULO DE CONSTANTS K PARA FALLA TRIFASICA
def calcular_KA_KB_KC_KD_trifasica(datos_red, parametros_K, V012x, I012xf):
    Bxy_seq = datos_red["Bxy_seq"]
    B1xy = Bxy_seq[1]
    Kv = parametros_K["Kv"]
    Kw = parametros_K["Kw"]
    Kq = parametros_K["Kq"]
    Kr = parametros_K["Kr"]
    Ku = parametros_K["Ku"]
    V1x = V012x[1]
    I1xf = I012xf[1]
    K1v = Kv[1]
    K1w = Kw[1]
    K1q = Kq[1]
    K1r = Kr[1]
    K1u = Ku[1]
    KA3 = V1x * K1v
    KB3 = V1x * K1w - B1xy * I1xf * K1v
    KC3 = K1q * V1x + K1v * I1xf
    KD3 = K1r * V1x + K1u * I1xf
    return KA3, KB3, KC3, KD3

#CALCULO GENERAL DE S
def calcular_s_desde_KA_KB_KC_KD(KA, KB, KC, KD):
    KAR, KAI = KA.real, KA.imag
    KBR, KBI = KB.real, KB.imag

```



```

KCR, KCI = KC.real, KC.imag
KDR, KDI = KD.real, KD.imag
num = KAR * KCI - KAI * KCR
den = (KCR * KBI - KCI * KBR) + (KDR * KAI - KDI * KAR)
if abs(den) < 1e-12:
    raise ValueError("Denominador casi nulo al calcular s.")
return num / den

MESES = [
    ("Enero", 1), ("Febrero", 2), ("Marzo", 3), ("Abril", 4),
    ("Mayo", 5), ("Junio", 6), ("Julio", 7), ("Agosto", 8),
    ("Septiembre", 9), ("Octubre", 10), ("Noviembre", 11), ("Diciembre", 12)
]

TIPOS_FALLA = [
    ("Monofásica a tierra", 1),
    ("Bifásica", 2),
    ("Bifásica a tierra", 3),
    ("Trifásica balanceada", 4),
]

#constrccion de la INTERFAZ
class RatanDasApp(tk.Tk):
    def __init__(self):
        super().__init__()
        self.title("Localizador de Fallas basado en el Metodo de Ratán Das")
        self.geometry("1120x650")
        self.ruta_lineas = None
        self.ruta_cargas_ui = None
        self.Z012_total = None
        self.Y012_total = None
        self.dist_total = None
        self.construir_interfaz()
        self.vincular_eventos()
        self.cargar_ramas()
        self.cargar_tramos()
        self.actualizar_texto_x()
        self.mostrar_campos_por_falla(self.tipo_falla_numero())

    def construir_interfaz(self):
        separacion = {"padx": 8, "pady": 6}
        marco_archivos = ttk.LabelFrame(self, text="Archivos Excel")
        marco_archivos.pack(fill="x", **separacion)
        self.etq_lineas = ttk.Label(marco_archivos, text="Líneas: (no cargado)")
        self.etq_lineas.grid(row=0, column=0, sticky="w", **separacion)
        self.btn_lineas = ttk.Button(marco_archivos, text="Seleccionar Excel de líneas", command=self.seleccionar_excel_lineas)

```



```

self.btn_lineas.grid(row=0, column=1, **separacion)
self.etq_cargas = ttk.Label(marco_archivos, text="Cargas: (no cargado)")
self.etq_cargas.grid(row=1, column=0, sticky="w", **separacion)
self.btn_cargas = ttk.Button(marco_archivos, text="Seleccionar Excel de cargas", command=self.seleccionar_excel_cargas)
self.btn_cargas.grid(row=1, column=1, **separacion)
marco_seleccion = ttk.LabelFrame(self, text="Selección de red y falla")
marco_seleccion.pack(fill="x", **separacion)
ttk.Label(marco_seleccion, text="Rama:").grid(row=0, column=0, sticky="w", **separacion)
self.cmb_rama = ttk.Combobox(marco_seleccion, state="readonly", values=[], width=28)
self.cmb_rama.grid(row=0, column=1, sticky="w", **separacion)
ttk.Label(marco_seleccion, text="Línea:").grid(row=0, column=2, sticky="w", **separacion)
self.cmb_tramo = ttk.Combobox(marco_seleccion, state="readonly", values=[], width=26)
self.cmb_tramo.grid(row=0, column=3, sticky="w", **separacion)
ttk.Label(marco_seleccion, text="Tipo de falla:").grid(row=1, column=0, sticky="w", **separacion)
self.cmb_tipo = ttk.Combobox(marco_seleccion, state="readonly", values=[t[0] for t in TIPOS_FALLA], width=28)
self.cmb_tipo.grid(row=1, column=1, sticky="w", **separacion)
self.cmb_tipo.set(TIPOS_FALLA[0][0])
ttk.Label(marco_seleccion, text="Mes:").grid(row=1, column=2, sticky="w", **separacion)
self.cmb_mes = ttk.Combobox(marco_seleccion, state="readonly", values=[m[0] for m in MESES], width=16)
self.cmb_mes.grid(row=1, column=3, sticky="w", **separacion)
self.cmb_mes.set("Enero")
ttk.Label(marco_seleccion, text="Día:").grid(row=2, column=0, sticky="w", **separacion)
self.ent_dia = ttk.Entry(marco_seleccion, width=10)
self.ent_dia.grid(row=2, column=1, sticky="w", **separacion)
ttk.Label(marco_seleccion, text="Hora (HH:MM):").grid(row=2, column=2, sticky="w", **separacion)
self.ent_hora = ttk.Entry(marco_seleccion, width=10)
self.ent_hora.grid(row=2, column=3, sticky="w", **separacion)
marco_botones = ttk.Frame(marco_seleccion)
marco_botones.grid(row=0, column=4, rowspan=3, sticky="ne", padx=16, pady=6)
self.btn_calcular = ttk.Button(marco_botones, text="Calcular", width=18, command=self.iniciar_calculo)
self.btn_calcular.pack(pady=(0, 10))
contenedor_dx = ttk.Frame(self)
contenedor_dx.pack(fill="both", expand=True, **separacion)
contenedor_dx.columnconfigure(0, weight=3)
contenedor_dx.columnconfigure(1, weight=2)
contenedor_dx.rowconfigure(0, weight=1)
marco_datos = ttk.LabelFrame(contenedor_dx, text="Datos de falla en X")
marco_datos.grid(row=0, column=0, sticky="nsew", padx=8, pady=6)
self.marco_123 = ttk.Frame(marco_datos)
self.marco_123.pack(fill="x", padx=8, pady=6)
self.etq_voltajes = ttk.Label(self.marco_123, text="Voltajes de falla en X (kV):")
self.etq_voltajes.grid(row=0, column=0, columnspan=4, sticky="w")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "Vax", 1, "kV")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "Vbx", 2, "kV")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "Vcx", 3, "kV")
ttk.Separator(self.marco_123, orient="horizontal").grid(row=4, column=0, columnspan=4, sticky="ew", pady=8)

```



```

self.etq_corrientes = ttk.Label(self.marco_123, text="Corrientes de falla en X (kA):")
self.etq_corrientes.grid(row=5, column=0, columnspan=4, sticky="w")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "IA", 6, "kA")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "IB", 7, "kA")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_123, "IC", 8, "kA")
self.marco_4 = ttk.Frame(marco_datos)
self.marco_4.pack(fill="x", padx=8, pady=6)
self.etq_trifasica = ttk.Label(self.marco_4, text="Datos trifásicos de falla en X:")
self.etq_trifasica.grid(row=0, column=0, columnspan=4, sticky="w")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_4, "V_falla", 1, "kV")
self.crear_fila_magnitud_angulo(self.marco_4, "I_falla", 2, "kA")
marco_resultados = ttk.LabelFrame(contenedor_dx, text="Resultados")
marco_resultados.grid(row=0, column=1, sticky="nsew", padx=8, pady=6)
self.txt_resultados = tk.Text(marco_resultados, height=12, width=40, wrap="word")
self.txt_resultados.pack(fill="both", expand=True, padx=8, pady=8)

def crear_fila_magnitud_angulo(self, padre, nombre, fila, unidad):
    ttk.Label(padre, text=f"{nombre} Magnitud [{unidad}]:").grid(row=fila, column=0, sticky="w", padx=6, pady=4)
    entrada_mag = ttk.Entry(padre, width=12)
    entrada_mag.grid(row=fila, column=1, sticky="w", padx=6, pady=4)
    ttk.Label(padre, text="Ángulo [°]:").grid(row=fila, column=2, sticky="w", padx=6, pady=4)
    entrada_ang = ttk.Entry(padre, width=12)
    entrada_ang.grid(row=fila, column=3, sticky="w", padx=6, pady=4)
    setattr(self, f"ent_{nombre}_mag", entrada_mag)
    setattr(self, f"ent_{nombre}_ang", entrada_ang)

def vincular_eventos(self):
    self.cmb_rama.bind("<<ComboboxSelected>>", lambda e: self.evento_cambio_rama())
    self.cmb_tramo.bind("<<ComboboxSelected>>", lambda e: self.actualizar_texto_x())
    self.cmb_tipo.bind("<<ComboboxSelected>>", lambda e: self.mostrar_campos_por_falla(self.tipo_falla_numero()))

def evento_cambio_rama(self):
    self.cargar_tramos()
    self.actualizar_texto_x()

def cargar_ramas(self):
    ramas = list(topologia_ramas.keys())
    self.cmb_rama.configure(values=ramas)
    if ramas:
        self.cmb_rama.set(ramas[0])
    else:
        self.cmb_rama.set("")

def cargar_tramos(self):
    rama = self.cmb_rama.get().strip()
    if not rama:

```



```

self.cmb_tramo.configure(values=[])
self.cmb_tramo.set("")
return
tramos = obtener_tramos_disponibles(rama)
self.cmb_tramo.configure(values=tramos)
if tramos:
    self.cmb_tramo.set(tramos[0])
else:
    self.cmb_tramo.set("")

def actualizar_texto_x(self):
    rama = self.cmb_rama.get().strip()
    tramo = self.cmb_tramo.get().strip()
    x = "X"
    if rama and tramo:
        try:
            info = resolver_topologia_tramo(rama, tramo)
            x = info["X"]
        except Exception:
            x = "X"
    if hasattr(self, "etq_voltajes"):
        self.etq_voltajes.config(text=f"Voltajes de falla en {x} (kV):")
    if hasattr(self, "etq_corrientes"):
        self.etq_corrientes.config(text=f"Corrientes de falla en {x} (kA):")
    if hasattr(self, "etq_trifasica"):
        self.etq_trifasica.config(text=f"Datos trifásicos de falla en {x}:")

def mostrar_campos_por_falla(self, tipo):
    if tipo == 4:
        self.marco_123.pack_forget()
        self.marco_4.pack(fill="x", padx=8, pady=6)
    else:
        self.marco_4.pack_forget()
        self.marco_123.pack(fill="x", padx=8, pady=6)

def tipo_falla_numero(self):
    texto = self.cmb_tipo.get().strip()
    for nombre, numero in TIPOS_FALLA:
        if nombre == texto:
            return numero
    return 1

def mes_numero(self):
    texto = self.cmb_mes.get().strip()
    for nombre, numero in MESES:
        if nombre == texto:

```



```

return numero
return l

def leer_flotante(self, entrada, nombre):
    texto = entrada.get().strip()
    if texto == "":
        raise ValueError(f"Falta ingresar: {nombre}")
    return float(texto)

def limpiar_resultados(self):
    self.txt_resultados.delete("1.0", "end")

def escribir(self, texto):
    self.txt_resultados.insert("end", texto + "\n")
    self.txt_resultados.see("end")
    self.update_idletasks()

def seleccionar_excel_lineas(self):
    ruta = filedialog.askopenfilename(title="Seleccionar Excel de líneas", filetypes=[("Excel files", "*.xlsx *.xls")])
    if not ruta:
        return
    self.ruta_lineas = ruta
    self.etq_lineas.configure(text=f"Líneas: {ruta}")
    try:
        self.Z012_total, self.Y012_total, self.dist_total = cargar_lineas(
            self.ruta_lineas, Dab, Dag, Dbc, Dbg, Dac, Dcg,
            Saa, Sbb, Scc, Sgg, Sab, Sag, Sac, Sbg, Sbc, Scg
        )
        global topologia_ramas, ramales
        topologia_ramas, ramales = generar_topologia_dinamica(self.ruta_lineas)
        self.cargar_ramas()
        messagebox.showinfo("Éxito", "Líneas y topología cargadas correctamente.")
    except Exception as ex:
        messagebox.showerror("Error", f"No se pudo cargar el Excel de líneas:\n{ex}")

def seleccionar_excel_cargas(self):
    ruta = filedialog.askopenfilename(title="Seleccionar Excel de cargas", filetypes=[("Excel files", "*.xlsx *.xls")])
    if not ruta:
        return
    self.ruta_cargas_ui = ruta
    self.etq_cargas.configure(text=f"Cargas: {ruta}")

def resetear_entradas(self):
    self.limpiar_resultados()
    self.cmb_tipo.set(TIPOS_FALLA[0][0])
    self.cmb_mes.set("Enero")

```



```

self.ent_dia.delete(0, "end")
self.ent_hora.delete(0, "end")
for n in ["Vax", "Vbx", "Vcx", "IA", "IB", "IC"]:
    getattr(self, f"ent_{n}_mag").delete(0, "end")
    getattr(self, f"ent_{n}_ang").delete(0, "end")
for n in ["V_falla", "I_falla"]:
    getattr(self, f"ent_{n}_mag").delete(0, "end")
    getattr(self, f"ent_{n}_ang").delete(0, "end")
self.mostrar_campos_por_falla(self.tipo_falla_numero())
self.actualizar_texto_x()

def iniciar_calculo(self):
    try:
        if self.Z012_total is None or self.Y012_total is None or self.dist_total is None:
            raise ValueError("Primero carga el Excel de líneas.")
        if not self.ruta_cargas_ui:
            raise ValueError("Primero selecciona el Excel de cargas.")
        global ruta_cargas
        ruta_cargas = self.ruta_cargas_ui
        rama = self.cmb_rama.get().strip()
        tramo = self.cmb_tramo.get().strip()
        if not rama or not tramo:
            raise ValueError("Selecciona rama y tramo.")
        tipo_falla = self.tipo_falla_numero()
        mes = self.mes_numero()
        dia_txt = self.ent_dia.get().strip()
        hora_txt = self.ent_hora.get().strip()
        if dia_txt == "":
            raise ValueError("Ingresa el día.")
        dia = int(dia_txt)
        if len(hora_txt) != 5 or ":" not in hora_txt:
            raise ValueError("Hora inválida. Usa HH:MM.")
        dt_falla = pd.to_datetime(f"2024-{mes:02d}-{dia:02d} {hora_txt}")
        self.limpiar_resultados()
        self.escribir("Inicio")
        info = resolver_topologia_tramo(rama, tramo)
        x = info["X"]
        cargar_cargas_para_tramo(info, self.escribir)
        nodo_M = info["M"]
        if nodo_M not in cargas_por_nodo:
            raise ValueError(f"No hay datos cargados para {nodo_M}")
        df_M = cargas_por_nodo[nodo_M]
        fila_prefalla = seleccionar_prefalla_para_datetime(df_M, dt_falla)
        fasores_prefalla = fila_a_fasores_prefalla(fila_prefalla)
        Y_N_pref = calcular_Y_remota_consolidada_prefalla(info, dt_falla)
        datos_red = preparar_parametros_red(info, self.Z012_total, self.Y012_total, self.dist_total)

```



```

Yn_seq_pref = np.array([0.0 + 0.0j, Y_N_pref, 0.0 + 0.0j], dtype=complex)
parametros_K = calcular_Km_a_Kw_prefalla(datos_red, Yn_seq_pref)
Z012 = self.Z012_total[tramo]
L_xy = float(self.dist_total[tramo])
self.escribir("")
self.escribir(f" Rama: {rama}")
self.escribir(f" Línea: {tramo}")
self.escribir(f" Nodo X: {x}")
self.escribir(f" Longitud de la línea [km]: {L_xy:.6f}")
self.escribir("Z012 de la línea [ohm/km]:")
for i in range(3):
    fila = []
    for j in range(3):
        z = Z012[i, j]
        fila.append(f"{z.real:.6f} {z.imag:+.6f}j")
    self.escribir(" " + " ".join(fila))
self.escribir("")
Y012 = self.Y012_total[tramo]
C012_faradios = Y012.imag / (2 * np.pi * 60)
self.escribir("C012 de la línea [F/km]:")
for i in range(3):
    fila_c = []
    for j in range(3):
        c = C012_faradios[i, j]
        fila_c.append(f"{c:.6e}")
    self.escribir(" " + " ".join(fila_c))
self.escribir("")

if tipo_falla == 4:
    magV = self.leer_flotante(self.ent_V_falla_mag, "V_falla Magnitud [kV]")
    angV = self.leer_flotante(self.ent_V_falla_ang, "V_falla Ángulo [°]")
    magI = self.leer_flotante(self.ent_I_falla_mag, "I_falla Magnitud [kA]")
    angI = self.leer_flotante(self.ent_I_falla_ang, "I_falla Ángulo [°]")
    Vfase = (magV * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(angV))
    Va = Vfase
    Vb = Vfase * np.exp(-1j * 2 * np.pi / 3)
    Vc = Vfase * np.exp(1j * 2 * np.pi / 3)
    Vabc_f = np.array([Va, Vb, Vc], dtype=complex)
    Ifase = (magI * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(angI))
    IA_f = Ifase
    IB_f = Ifase * np.exp(-1j * 2 * np.pi / 3)
    IC_f = Ifase * np.exp(1j * 2 * np.pi / 3)
    Iabc_f = np.array([IA_f, IB_f, IC_f], dtype=complex)
    V012_falla_x = A_inv @ Vabc_f
    I012_falla_x = A_inv @ Iabc_f
else:

```



```

mag_va = self.leer_flotante(self.ent_Vax_mag, "Vax Magnitud [kV]")
ang_va = self.leer_flotante(self.ent_Vax_ang, "Vax Ángulo [°]")
mag_vb = self.leer_flotante(self.ent_Vbx_mag, "Vbx Magnitud [kV]")
ang_vb = self.leer_flotante(self.ent_Vbx_ang, "Vbx Ángulo [°]")
mag_vc = self.leer_flotante(self.ent_Vcx_mag, "Vcx Magnitud [kV]")
ang_vc = self.leer_flotante(self.ent_Vcx_ang, "Vcx Ángulo [°]")
Vax = (mag_va * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_va))
Vbx = (mag_vb * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_vb))
Vcx = (mag_vc * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_vc))
Vabc_f = np.array([Vax, Vbx, Vcx], dtype=complex)
V012_falla_x = A_inv @ Vabc_f
mag_ia = self.leer_flotante(self.ent_IA_mag, "IA Magnitud [kA]")
ang_ia = self.leer_flotante(self.ent_IA_ang, "IA Ángulo [°]")
mag_ib = self.leer_flotante(self.ent_IB_mag, "IB Magnitud [kA]")
ang_ib = self.leer_flotante(self.ent_IB_ang, "IB Ángulo [°]")
mag_ic = self.leer_flotante(self.ent_IC_mag, "IC Magnitud [kA]")
ang_ic = self.leer_flotante(self.ent_IC_ang, "IC Ángulo [°]")
IA_f = (mag_ia * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_ia))
IB_f = (mag_ib * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_ib))
IC_f = (mag_ic * 1e3) * np.exp(1j * np.deg2rad(ang_ic))
Iabc_f = np.array([IA_f, IB_f, IC_f], dtype=complex)
I012_falla_x = A_inv @ Iabc_f

V012_pref_x = fasores_prefalla["V012"]
V012_n_pref, I012_xf_pref = calcular_Vn_prefalla_seq(V012_pref_x, Yn_seq_pref, datos_red)
Vref_mag = abs(V012_n_pref[1])
np_carga = 1
nq_carga = 1
Gr, Br = inicializar_modelo_carga_remota(Y_N_pref, Vref_mag, np_carga=np_carga, nq_carga=nq_carga)
max_iter = 15
tol_s = 1e-4
s_anterior = None
s_final = None
s_real = None

for it in range(1, max_iter + 1):
    if tipo_falla == 1:
        KA, KB, KC, KD = calcular_KA_KB_KC_KD_monofasica(datos_red, parametros_K, V012_falla_x, I012_falla_x)
    elif tipo_falla == 2:
        KA, KB, KC, KD = calcular_KA_KB_KC_KD_bifasica(datos_red, parametros_K, V012_falla_x, I012_falla_x)
    elif tipo_falla == 3:
        KA, KB, KC, KD = calcular_KA_KB_KC_KD_bifasica_tierra(datos_red, parametros_K, V012_falla_x, I012_falla_x)
    elif tipo_falla == 4:
        KA, KB, KC, KD = calcular_KA_KB_KC_KD_trifasica(datos_red, parametros_K, V012_falla_x, I012_falla_x)
    else:
        raise ValueError("Tipo de falla no válido.")

```



```

s = calcular_s_desde_KA_KB_KC_KD(KA, KB, KC, KD)
s_real = float(np.real(s))
self.escribir(f"Iteración {it:02d}: s = {s_real:.8f}")
if s_anterior is not None and abs(s_real - s_anterior) < tol_s:
    s_final = s_real
    break
s_anterior = s_real
V012_n_falla = estimar_Vn_en_falla_seq(V012_falla_x, I012_falla_x, parametros_K, s_real)
Yn_seq = actualizar_Yn_desde_Vn_seq(V012_n_falla, Gr, Br, np_carga=np_carga, nq_carga=nq_carga)
parametros_K = calcular_Km_a_Kw_prefalla(datos_red, Yn_seq)

if s_final is None:
    s_final = s_real

s_para_dist = abs(s_final)
L_xy = float(self.dist_total[tramo])
distancia_calculada = L_xy * s_para_dist

self.escribir("")
self.escribir(f"Se ha calculado que la falla se encuentra aproximadamente a {distancia_calculada:.4f} km de la subestacion {x}.")

if distancia_calculada > L_xy:
    siguiente_linea = ""
    if not info["es_ramal"] and info["indice"] is not None:
        lista_tramos = topologia_ramas.get(rama, [])
        idx = info["indice"]
        if idx + 1 < len(lista_tramos):
            siguiente_linea = lista_tramos[idx + 1]
    self.escribir("")
    self.escribir(f"ADVERTENCIA: La distancia calculada supera la longitud total de la línea ( {L_xy:.4f} km). Por favor verifique los
datos de entrada.")
    if siguiente_linea:
        self.escribir(f"Se ha determinado que la falla posiblemente se encuentre en la siguiente línea: {siguiente_linea}")
    else:
        self.escribir("Se ha determinado que la falla posiblemente se encuentre en una línea posterior o derivación.")

except Exception as ex:
    messagebox.showerror("Error", str(ex))
self.limpiar_resultados()
self.escribir(f"Error: {ex}")

#definicion de distancia entre conductores para ZAbc
if __name__ == "__main__":
    Dab = 10.98
    Dag = 7.41
    Dbc = 10.98

```



Dbg = 10.0

Dac = 6.56

Dcg = 12.91

Saa = 107.6115

Sbb = 101.0499

Scc = 94.48819

Sgg = 118.11

Sab = 104.85564

Sag = 112.95932

Sac = 101.0499

Sbg = 109.67848

Sbc = 98.326772

Scg = 106.39764

app = RatanDasApp()

app.mainloop()