

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**UNIDAD DE POSGRADO FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



TESIS

**“LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE ALGORITMOS CON
MODELO DE IMPEDANCIAS CONCENTRADAS EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

ELABORADA POR:

EDSON MIGUEL BERRIOS LOZANO

ASESOR:

M. Sc. JUAN VELÁSQUEZ SEVILLANO

LIMA – PERÚ

2025

DEDICATORIA

"A Dios, por permitirme conocer lo maravilloso de la vida; a mi padre, por enseñarme a ser fuerte en las situaciones difíciles; a mi madre, por transmitirme los mejores sentimientos y motivarme siempre; a mis tíos, por cuidarme y mostrarme lo que la unión puede lograr; y a mis amigos, quienes me levantaron en los momentos más difíciles."

AGRADECIMIENTOS

A esos lugares que fueron, y siempre seguirán siendo, mis hogares; donde construí sueños, viví alegrías, y aprendí que resistir y avanzar a veces es el único camino en los estudios y en la vida; donde hice amigos eternos, donde también viví ilusiones y desilusiones: Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Universidad Nacional de Ingeniería y la Universidad Nacional del Centro del Perú.

A mis maestros, por ser referentes y guías.

A mi asesor, por su apoyo desinteresado.

A quienes me acompañaron desde que empecé este sueño y que aportaron en el desarrollo del mismo.

Y a todos aquellos que me animaron y desanimaron en el transcurso de mi carrera profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I	
ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	
1.1 Antecedentes bibliográficos	2
1.2 Descripción de la realidad problemática.....	3
1.2.1 Proyectos de implementación de la infraestructura del sistema de transmisión	5
1.2.2 Las fallas eléctricas en los sistemas eléctricos de potencia	5
1.3 Formulación del problema.....	7
1.4 Justificación e importancia de la investigación	7
1.5 Objetivos.....	8
1.5.1 Objetivo principal:	8
1.5.2 Objetivos específicos	8
1.6 Hipótesis.....	9
1.6.1 Hipótesis Principal	9
1.6.2 Hipótesis Secundarias	9
1.7 Variables e indicadores.....	10
1.7.1 Variables Independientes.....	10
1.7.2 Variables Dependientes	10
1.8 Unidad de análisis.....	10
1.9 Tipo y nivel de investigación	11
1.10 Periodo de análisis.....	11
1.11 Fuentes de información e instrumentos utilizados.....	11
1.12 Técnicas de recolección y procesamiento de datos	11
CAPITULO II	
MARCO CONCEPTUAL	
2.1 Representación fasorial de señales discretas	12
2.1.2 Transformada Discreta de Fourier.....	12
2.2 Aplicación de Filtros.....	14
2.2.1 Filtros digitales convencionales (FIR).....	15
2.2.2 Filtros digitales convencionales (IIR).....	15

2.2.2.1 Filtros Elípticos o Cauet	16
2.3 Componentes Simétricas	17
2.4 Registro Oscilográfico	19
2.4.1 Componentes del formato COMTRADE.....	19
2.4.1.1 Archivo de configuración (xxxxx.CFG)	20
2.4.1.2 Archivo de datos (xxxxx.DAT)	21
2.4.1.3 Archivo de encabezado (xxxxx.HDR).....	22
2.4.1.4 Archivo de información (xxxxx.INF).....	22
2.5 Localización de fallas en líneas de transmisión.....	22
2.6 Técnicas de localización de fallas en líneas de transmisión basadas en estimación de la impedancia	22
2.6.1 Determinación de errores de la localización de fallas.....	23
2.6.2 Técnicas basadas en la estimación de impedancia de un extremo de la línea.....	23
2.6.2.1 Algoritmo de reactancia simple	24
2.6.2.2 Algoritmo de T. Takagi	26
2.6.2.3 Algoritmo modificado de Arun Phadke	28
2.6.2.4 Algoritmo de Novosel	28
2.7 Fuentes de error en la estimación de localización de fallas en líneas de transmisión, utilizando algoritmos basados en la impedancia de la línea	30
2.8 Algoritmo a implementar en la tesis	30

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

3.1 Diagrama de bloques del desarrollo metodológico.....	31
3.1.1 ETAPA 1	33
3.1.1.1 Circuito equivalente Thevenin	33
3.1.1.2 Simulación	34
3.1.2 ETAPA 2.....	36
3.1.2.1 Generación de datos en formato COMTRADE a partir del circuito eléctrico equivalente	36
3.1.2.2 Programación DPL, para generación automática de archivos CFG y .DAT, a partir de la línea de transmisión 23-24 del modelo IEEE39.....	36
3.1.3 ETAPA 3.....	38
3.1.3.1 Reconstrucción de las señales de corriente y de tensión a partir de los archivos tipo CFG y .DAT obtenidos en la ETAPA 1	38
3.1.3.2 Filtración de señales	42

3.1.4 ETAPA 4.....	45
3.1.4.1 Utilización de la Transformada Discreta de Fourier.....	45
3.1.4.2 Identificación del índice de fallas.....	47
3.1.4.3 Clasificación del tipo de falla.....	49
3.1.4.4 Cálculo de las señales de corriente y tensión promedios antes y después de la falla	49
3.1.4.5 Cálculo de los valores de secuencia	50
3.1.5 ETAPA 5: Implementación de Los algoritmos	51

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Análisis	53
4.2 Resultados de la investigación.....	53
4.2.1 Simulación de fallas en el software Power Factory-Generación de gráficas de voltaje de un extremo de la línea	54
4.2.2 Simulación de fallas en el software Power Factory-Generación de gráficas de voltaje de un extremo de la línea	55
4.3 Reconstrucción oscilográfica de señales analógicas de voltaje y corriente a partir de archivo COMTRADE en MATLAB.....	57
4.4 Contrastación de la Hipótesis.....	60
4.4.1 Falla trifásica.....	60
4.4.1.1 Resistencia de falla: 0 Ω	61
4.4.1.2 Resistencia de falla: 5 Ω	61
4.4.1.3 Resistencia de falla: 10 Ω	62
4.4.1.4 Resistencia de falla: 15 Ω	63
4.4.1.5 Resistencia de falla: 20 Ω	63
4.4.1.6 Resistencia de falla: 25 Ω	64
4.4.1.7 Resistencia de falla: 30 Ω	65
4.4.1.8 Resistencia de falla: 35 Ω	65
4.4.1.9 Resistencia de falla: 40 Ω	66
4.4.1.10 Resistencia de falla: 45 Ω	67
4.4.2 Falla Bifásica	68
4.4.2.1 Resistencia de falla: 0 Ω	68
4.4.2.2 Resistencia de falla: 5 Ω	69
4.4.2.3 Resistencia de falla: 10 Ω	69
4.4.2.4 Resistencia de falla: 15 Ω	70

4.4.2.5 Resistencia de falla: 20 Ω	71
4.4.2.6 Resistencia de falla: 25 Ω	71
4.4.2.7 Resistencia de falla: 30 Ω	72
4.4.2.8 Resistencia de falla: 35 Ω	73
4.4.2.9 Resistencia de falla: 40 Ω	73
4.4.2.10 Resistencia de falla: 45 Ω	74
4.4.3 Falla Bifásica-Tierra	75
4.4.3.1 Resistencia de falla: 0 Ω	75
4.4.3.2 Resistencia de falla: 5 Ω	76
4.4.3.3 Resistencia de falla: 10 Ω	77
4.4.3.4 Resistencia de falla: 15 Ω	77
4.4.3.5 Resistencia de falla: 20 Ω	78
4.4.3.6 Resistencia de falla: 25 Ω	79
4.4.3.7 Resistencia de falla: 30 Ω	79
4.4.3.8 Resistencia de falla: 35 Ω	80
4.4.3.9 Resistencia de falla: 40 Ω	81
4.4.3.10 Resistencia de falla: 45 Ω	81
4.4.4 Falla Monofase	82
4.4.4.1 Resistencia de falla: 0 Ω	82
4.4.4.2 Resistencia de falla: 5 Ω	83
4.4.4.3 Resistencia de falla: 10 Ω	84
4.4.4.4 Resistencia de falla: 15 Ω	85
4.4.4.5 Resistencia de falla: 20 Ω	85
4.4.4.6 Resistencia de falla: 25 Ω	86
4.4.4.7 Resistencia de falla: 30 Ω	87
4.4.4.8 Resistencia de falla: 35 Ω	87
4.4.4.9 Resistencia de falla: 40 Ω	88
4.4.4.10 Resistencia de falla: 45 Ω	89
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	99
ANEXOS.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Ecuaciones de impedancia simple	26
Tabla 3.1 Parámetros para el diseño del filtro elíptico.....	43
Tabla 3.2 Clasificación del tipo de falla con la asignación de “0” y “1”, para las señales de tensión y corriente	49
Tabla 4.1 Tabla resumen comparativo de la eficiencia de los algoritmos de localización de fallas	90
Tabla A.1: Parámetros de las máquinas eléctricas del modelo IEEE39	98
Tabla A.2: Parámetros de las líneas eléctricas y taps-transformadores del modelo IEEE39	98
Tabla A.3: Parámetros de voltajes y potencias de las cargas del modelo IEEE39	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1.1 Estimación del balance de Oferta-Demanda del sector eléctrico 2022-2026(MW).....	3
Figura 1.2 Plan de transmisión 2017-2026, en el Perú.....	4
Figura 1.3 Plan de transmisión 2017-2026, en el Perú.....	5
Figura 1.4 Tasa de fallas eléctricas en las redes de transmisión en los Sistemas eléctricos de Potencia.....	6
Figura 1.5 Tasa de fallas eléctricas en los sistemas eléctricos de potencia	6
Figura 1.6 Línea de transmisión 23-24 del Sistema Eléctrico IEEE39(Nueva Inglaterra) 10	
Figura 2.1 Señal en tiempo continuo $x(t)$ y su versión muestreada en diferentes posiciones de estampas de tiempo dentro de la ventana de medición	13
Figura 2.2 Respuesta en frecuencia de diferentes tipos de filtros	17
Figura 2.3 Descomposición de los voltajes de fase en tres conjuntos de componentes de secuencia	18
Figura 2.4 Circuito de secuencia positiva b) circuito de secuencia negativa c) circuito de secuencia cero.....	19
Figura 2.5 Estructura de un archivo de configuración (.cfg)	20
Figura 2.6 Línea de transmisión y circuito equivalente para una falla trifásica	24
Figura 2.7 Aplicación del teorema de Thevenin a una red con falla: (a) Red con fallada, (b) Red Previa a la falla, (c) Red con componente de superposición	27
Figura 2.8 Línea de transmisión modelada con modelo de carga constante	28
Figura 3.1 Diagrama de bloques del desarrollo metodológico.....	31
Figura 3.2 Diagrama de flujo del desarrollo del presente trabajo	32
Figura 3.3 Línea de transmisión 23-24 del Sistema Eléctrico IEEE39 (Nueva Inglaterra) 33	
Figura 3.4 Red equivalente en la barra 24	34
Figura 3.5 Red equivalente en la barra 23	34
Figura 3.6 Línea de transmisión L23-L24, con los distintos escenarios de falla a simular 35	
Figura 3.7 Programa propio en DPL, para simular fallas en la línea IEEE39 y exportar archivos CFG y .Dat.....	36

Figura 3.8 Almacenamiento de archivos CFG, .DAT y gráficas de la falla simulada, ordenados por tipo de falla, fase fallada, distancia de falla y resistencia de falla	37
Figura 3.9 Diagrama de flujo para la automatización de la simulación de fallas con distintos escenarios en el software DIgSILENT Power Factory, en la Etapa 2	37
Figura 3.10 Archivos CFG, obtenidos en las simulaciones de falla para distintos escenarios en el software DIgSILENT Power Factory.....	38
Figura 3.11 Archivos .DAT, obtenidos en las simulaciones de falla para distintos escenarios en el software DIgSILENT Power Factory.....	39
Figura 3.12 Diagrama de flujo para la reconstrucción de las señales de tensión y corriente en dominio del tiempo extraídos desde los archivos CFG y .DAT	41
Figura 3.13 Efecto del filtro Elíptico pasa bajos sobre la señal de corriente (fase A).....	42
Figura 3.14 Implementación de un filtro elíptico para el análisis de señales de tensión y corriente.....	44
Figura 3.15 Reconstrucción fasorial de señales de tensión y corriente	46
Figura 3.16 Diagrama de flujo del cálculo de promedios en el análisis de fallas de señales de tensión y corriente.....	48
Figura 3.17 Diagrama de flujo para la localización de fallas en la línea 23-24 del modelo IEEE39, utilizando algoritmos de impedancia	51
Figura 4.1 Simulación de fallas en DIgSILENT Power Factory.....	54
Figura 4.2 Oscilografía del voltaje en la fase A	55
Figura 4.3 Oscilografía del voltaje en la fase B	55
Figura 4.4 Oscilografía del voltaje en la fase C.....	55
Figura 4.5 Oscilografía de corriente en la fase A	56
Figura 4.6 Oscilografía de corriente en la fase B	56
Figura 4.7 Oscilografía de corriente en la fase C	57
Figura 4.8 Oscilografía del voltaje en la fase A en MATLAB	57
Figura 4.9 Oscilografía del voltaje en la fase B en MATLAB	58
Figura 4.10 Oscilografía del voltaje en la fase C en MATLAB.....	58
Figura 4.11 Oscilografía de corriente en la fase A en MATLAB	59
Figura 4.12 Oscilografía de corriente en la fase B en MATLAB	59
Figura 4.13 Oscilografía de corriente en la fase C en MATLAB	60
Figura 4.14 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 0 Ω	61
Figura 4.15 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 0 Ω	61
Figura 4.16 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 5 Ω	61
Figura 4.17 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 5 Ω	62
Figura 4.18 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 10 Ω	62

Figura 4.19 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 10 Ω	62
Figura 4.20 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 15 Ω	63
Figura 4.21 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 15 Ω	63
Figura 4.22 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 20 Ω	63
Figura 4.23 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 20 Ω	64
Figura 4.24 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 25 Ω	64
Figura 4.25 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 25 Ω	64
Figura 4.26 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 30 Ω	65
Figura 4.27 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 30 Ω	65
Figura 4.28 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 35 Ω	65
Figura 4.29 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 35 Ω	66
Figura 4.30 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 40 Ω	66
Figura 4.31 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 40 Ω	66
Figura 4.32 Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 45 Ω	67
Figura 4.33 Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 45 Ω	67
Figura 4.34 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 0 Ω	68
Figura 4.35 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 0 Ω	68
Figura 4.36 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 5 Ω	69
Figura 4.37 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 5 Ω	69
Figura 4.38 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 10 Ω	69
Figura 4.39 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 10 Ω	70
Figura 4.40 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 15 Ω	70
Figura 4.41 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 15 Ω	70
Figura 4.42 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 20 Ω	71
Figura 4.43 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 20 Ω	71
Figura 4.44 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 25 Ω	71
Figura 4.45 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 25 Ω	72
Figura 4.46 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 30 Ω	72
Figura 4.47 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 30 Ω	72
Figura 4.48 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 35 Ω	73
Figura 4.49 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 35 Ω	73
Figura 4.50 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 40 Ω	73
Figura 4.51 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 40 Ω	74
Figura 4.52 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 45 Ω	74
Figura 4.53 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 45 Ω	74
Figura 4.54 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 0 Ω	75

Figura 4.55 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 0 Ω	76
Figura 4.56 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 5 Ω	76
Figura 4.57 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 5 Ω	76
Figura 4.58 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 10 Ω	77
Figura 4.59 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 10 Ω	77
Figura 4.60 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 15 Ω	77
Figura 4.61 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 15 Ω	78
Figura 4.62 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 20 Ω	78
Figura 4.63 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 20 Ω	78
Figura 4.64 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 25 Ω	79
Figura 4.65 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 25 Ω	79
Figura 4.66 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 30 Ω	79
Figura 4.67 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 30 Ω	80
Figura 4.68 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 35 Ω	80
Figura 4.69 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 35 Ω	80
Figura 4.70 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 40 Ω	81
Figura 4.71 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 40 Ω	81
Figura 4.72 Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 45 Ω	81
Figura 4.73 Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 45 Ω	82
Figura 4.74 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 0 Ω	83
Figura 4.75 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 0 Ω	83
Figura 4.76 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 5 Ω	83
Figura 4.77 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 5 Ω	84
Figura 4.78 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 10 Ω	84
Figura 4.79 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 10 Ω	84
Figura 4.80 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 15 Ω	85
Figura 4.81 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 15 Ω	85
Figura 4.82 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 20 Ω	85
Figura 4.83 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 20 Ω	86
Figura 4.84 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 25 Ω	86
Figura 4.85 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 25 Ω	86
Figura 4.86 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 30 Ω	87
Figura 4.87 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 30 Ω	87
Figura 4.88 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 35 Ω	87
Figura 4.89 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 35 Ω	88
Figura 4.90 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 40 Ω	88

Figura 4.91 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 40 Ω	88
Figura 4.92 Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 45 Ω	89
Figura 4.93 Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 45 Ω	89

RESUMEN

Esta investigación se centra en la comparación del desempeño de los algoritmos de localización de fallas que requieren información de un extremo de la línea, basados en la impedancia, para la línea de transmisión 23-24 del modelo IEEE39(Nueva Inglaterra).

Se emplean algoritmos como el Método de Reactancia Simple, Método de Takagi, Método de A. Phadke y Método de Novosel, y se analiza su eficacia bajo diferentes condiciones del sistema.

El presente estudio revela que, si bien los métodos basados en los algoritmos mencionados son eficaces, presentan limitaciones significativas debido a factores como la distancia de falla, resistencia de falla, tipo de falla. Se destaca la importancia del filtrado de las señales para eliminar aquellas señales con frecuencias no deseadas y reducir los errores de localización.

Se concluye que la precisión en la localización de fallas puede mejorarse utilizando un adecuado algoritmo más adecuado para las condiciones específicas de la línea en la que se implementa. Este trabajo además proporciona una base para futuras investigaciones y desarrollos en técnicas de localización de fallas más robustas y complejas en líneas de transmisión eléctrica.

ABSTRACT

This research focuses on comparing the performance of single-ended, impedance-based fault location algorithms for the 23–24 transmission line in the IEEE 39 (New England) system.

Algorithms such as the Simple Reactance Method, Takagi Method, A. Phadke Method, and Novosel Method are employed, and their effectiveness is analyzed under various system conditions.

The study reveals that, although these algorithms are effective, they exhibit significant limitations due to factors such as fault distance, fault resistance, and fault type. The importance of signal filtering is highlighted in order to eliminate unwanted frequencies and reduce fault location errors.

It is concluded that fault location accuracy can be improved by using an appropriate algorithm that better suits the specific conditions of the transmission line in which it is implemented. This work also provides a foundation for future research and development of more robust and complex fault location techniques for electrical transmission lines.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo comparar la eficiencia de algunos algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión, que utilizan información de un extremo de la línea. Para este trabajo, se emplearon herramientas computacionales como el software DlgSILENT Power Factory, para simular distintos tipos de fallas bajo determinadas condiciones: diferentes distancias de fallas y distintas resistencias de falla. Esto proporcionó un amplio espectro de muestras para fundamentar las conclusiones. Adicionalmente, se utilizó el software MATLAB, para elaborar *scripts* con códigos propios que desarrollan una metodología para cada etapa del tratamiento de las señales de tensión y corriente, para el uso de los algoritmos previamente mencionados.

El capítulo I describe los antecedentes y descripción del problema. En el capítulo II, se detallan diversos conceptos y técnicas que se utilizan en el estudio y la aplicación algoritmos de localización de falla que emplean información de un extremo de las líneas de transmisión eléctrica.

En el capítulo III, se muestra la metodología utilizada en este trabajo, que abarca desde la programación en DPL (*DlgSILENT Programming Language*), para la automatización de las simulaciones y exportación de señales de tensión y corriente, hasta la lógica de los *scripts* desarrollados en MATLAB, para completar el proceso de implementación de los algoritmos de localización de fallas.

Finalmente, en el capítulo IV se muestran los resultados del estudio y en el capítulo V, se sugiere líneas de investigación futuras tomando como base este trabajo.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1. Antecedentes bibliográficos

Las fallas en las líneas de transmisión frecuentemente se asocian con daños mecánicos, tales como la rotura de los conductores o el deterioro de las cadenas de aisladores a lo largo de la línea. La reparación de estos daños puede llevarse a cabo con mayor rapidez, cuando la ubicación de la falla es conocida o estimada con una exactitud razonable. En las redes de transmisión eléctrica, las fallas pueden ser causadas por diversas causas como la caída de conductores, las descargas atmosféricas, entre otras.

La localización de fallas puede requerir segundos o minutos. Sin embargo, las detecciones de las fallas por dispositivos de protección deben situarse en el rango de 40ms a 50ms [9]. Si bien actualmente existen métodos de localización de fallas en líneas aéreas basadas en inspección visual, como cuadrillas o incluso helicópteros, el empleo de un localizador de fallas, que utiliza algoritmos para este fin, resulta muy útil para reducir el tiempo de estimación de falla. Esto es especialmente importante en casos donde la vegetación densa o terrenos irregulares dificulte la tarea de la localización visual.

Entre la bibliografía referente a este tema se pueden resaltar los siguientes trabajos:

En la guía IEEE (2014) [9] se señala que los algoritmos de reactancia simple como uno de los primeros algoritmos utilizados para la localización de fallas. Este método estima una impedancia aparente a partir de las mediciones de las señales de tensión y de corriente tomadas en un único extremo de la línea de transmisión eléctrica. Posteriormente, se determina una relación entre el valor de la reactancia medida (de la impedancia) y la reactancia total de la línea. Finalmente, esta relación será proporcional a la distancia de la falla.

En [18], Takagi propone una mejora al algoritmo de reactancia simple que reduce el impacto del flujo de carga y la resistencia de falla, mediante la compensación de la

reactancia aparente. Sin embargo, este método requiere datos de corriente previas a la falla. Además, se incluye una propuesta para la localización de la falla de acuerdo al tipo de falla, con el fin de eliminar la influencia del acoplamiento mutuo que se presenta entre las líneas eléctricas.

En [6], Huerta, Vásquez e Idarraga describen diversos algoritmos para la localización de fallas en líneas de transmisión, entre los cuales se encuentra el algoritmo A.G. Phadke. Este utiliza en sus cálculos la corriente total de falla y el voltaje medido por el localizador de fallas, y se considera más sofisticado y preciso que el algoritmo de reactancia simple.

En [13], Ngwenyama, Le y Ngoma se describe el algoritmo de Novosel, el cual, al igual que los algoritmos de Takagi y A.G. Phadke, son más preciso que el de reactancia simple, El algoritmo de Novosel, se caracteriza por el uso de funciones cuadráticas y cálculos más complejos.

En [19], Tziouvaras, Roberts y Benmouyal desarrollan un algoritmo de localización de fallas basado en impedancias que utiliza datos de ambos extremos de la línea de transmisión. Este algoritmo no requiere información sobre la impedancia de las fuentes ni sincronismo entre los extremos. Sin embargo, si requiere datos de prefalla.

1.2. Descripción de la realidad problemática

El COES en su estudio del crecimiento de la demanda de energía en el Perú, ha mostrado una importante tasa de crecimiento de la generación eléctrica en los próximos años, tal como se ilustra en la Figura 1.1

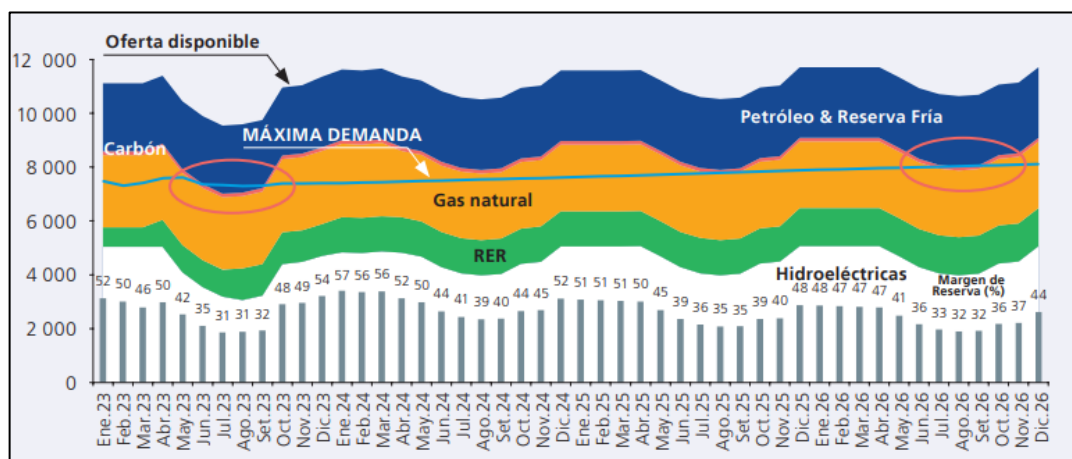


Figura 1.1: Estimación del balance de Oferta-Demanda del sector eléctrico 2022-2026(MW) (Fuente: Referencia [1])

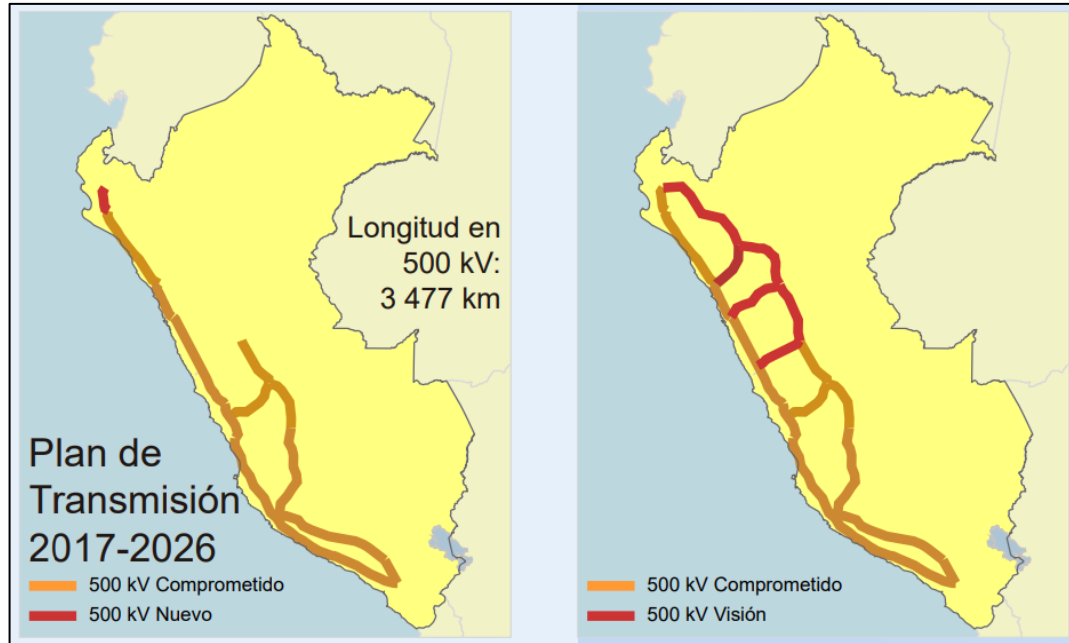


Fig.1.3: Plan de transmisión 2017-2026, en el Perú
(Fuente: Referencia [2])

1.2.1 Proyectos de implementación de la infraestructura del sistema de transmisión:

La implementación de un adecuado Sistema de protección adecuado en los sistemas eléctricos de potencia, deben acompañar al crecimiento energético, con el fin de garantizar la continuidad en la transmisión de la energía.

- Subestaciones eléctricas.
- Líneas de transmisión.

1.2.2 Las Fallas eléctricas en los sistemas eléctricos de potencia:

La Figura 1.4 se muestra la tasa de fallas en las líneas de transmisión según su origen: Monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.



Fig.1.4: Tasa de fallas eléctricas en las redes de transmisión en los Sistemas eléctricos de Potencia
(Fuente: Referencia [17])

Asimismo, las fallas en las redes de transmisión son las más frecuentes en los sistemas eléctricos de potencia, tal como se muestra en la Figura 1.5.

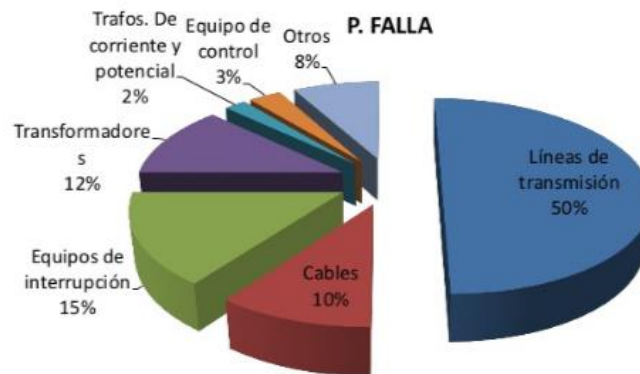


Fig.1.5: Tasa de fallas eléctricas en los sistemas eléctricos de potencia
(Fuente: Referencia [17])

La localización de fallas en las líneas de transmisión, es una tarea importante para mantener la continuidad del servicio eléctrico. Esta área se encuentra en constante evolución, con el desarrollo de nuevos métodos que proporcionan mejores alternativas de solución para cada línea en estudio.

Actualmente, la localización precisa de fallas en las líneas de transmisión de Perú es un tema crucial para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, reducir tiempos de reposición y evitar penalizaciones económicas. Si bien en las líneas de transmisión monitoreadas por el COES se utilizan localizadores de fallas, los algoritmos desarrollados

por los fabricantes, presentan márgenes de error en el cálculo de la distancia de la localización de la falla.

Además, la localización de fallas puede ser imprecisa en redes con condiciones complejas como la presencia de líneas paralelas o elementos no lineales como los varistores de óxido metálico (MOV), utilizados para protección contra sobretensiones en líneas con compensación serie, cuya presencia puede afectar las mediciones de corriente y voltaje durante la localización de fallas. La escasa producción de estudios académicos que analicen estos casos reales y evalúen la eficacia de las tecnologías actuales genera una brecha que debe ser abordada.

En este contexto, la presente investigación propone el estudio de métodos basados en algoritmos clásicos de localización de fallas, como los de impedancia, que han sido optimizados en aplicaciones comerciales. El presente trabajo ofrece una perspectiva teórica que podría servir como referencia para las empresas concesionarias de transmisión en la evaluación de metodologías actuales y el análisis de posibles adaptaciones futuras. Dichas adaptaciones podrían ser impulsadas tanto por fabricantes como por operadores del sistema, considerando las necesidades específicas de la red peruana y las normativas vigentes.

De esta forma, la presente investigación no solo busca enriquecer la comprensión teórica del problema, sino también contribuir con herramientas que, en el mediano plazo, podrían mejorar la operación y mantenimiento del sistema de transmisión eléctrico peruano.

1.3. Formulación del problema

La investigación acerca de los algoritmos de localización de fallas empleados en el presente trabajo, valida su aplicabilidad en líneas de transmisión como las existentes en Perú, considerando ciertas adaptaciones específicas. Es necesario ajustar los registradores de datos a las especificaciones de las líneas de transmisión locales y considerar excepciones para elementos no lineales, como los varistores de óxido metálico (MOV) en sistemas de compensación serie. Además, en situaciones donde las líneas peruanas requieran enfoques más sofisticados, esta metodología puede servir como base para futuros estudios, adaptando otros algoritmos que se ajusten mejor a las particularidades de nuestras líneas.

1.4. Justificación e importancia de la investigación

Esta investigación busca mejorar la comprensión y aplicación de métodos de localización de fallas basados en algoritmos de impedancia, utilizados como base en diversas

soluciones comerciales a nivel internacional. De esta manera, explorar metodologías alternativas podría mejorar la precisión y eficiencia operativa de las localizaciones de falla. Los resultados obtenidos podrían ser útiles para las empresas concesionarias de transmisión eléctrica en la evaluación de sus métodos actuales y la exploración de posibles adaptaciones, las cuales pueden ser implementadas tanto por fabricantes como por operadores a través de ajustes en la parametrización de los equipos.

La investigación propone además el aprovechamiento de datos de registradores de fallas instalados en un extremo de las líneas de transmisión, lo que permitiría potenciar el diagnóstico y la toma de decisiones en situaciones críticas.

En síntesis, el estudio ofrece herramientas que pueden contribuir a la reducción de tiempos de reposición, la optimización de recursos y la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico peruano.

1.5. Objetivos

1.5.1 Objetivo principal:

En la presente tesis se simularán fallas eléctricas en la línea 23-24 del modelo IEEE39 (Nueva Inglaterra) a distancias previamente definidas y conocidas, utilizando diversas resistencias de falla y diferentes tipos de fallas para replicar condiciones reales de operación. Se aplicarán algoritmos basados en impedancia para estimar la distancia a la falla, y los resultados obtenidos serán comparados con las distancias reales simuladas.

El análisis se centró en evaluar dos parámetros claves: la distancia estimada por cada algoritmo y el error porcentual respecto a la distancia real.

1.5.2 Objetivos específicos:

- Reducir la línea 23-24 del modelo IEEE39(Nueva Inglaterra) a su red equivalente Thevenin.
- Simular diferentes tipos de fallas, a diferentes distancias y con distintas resistencias de fallas, utilizando el software DIgSILENT Power Factory.
- Exportar los resultados (Señales de tensión y corriente), en formato COMTRADE (archivos Cfg y .Dat), organizados en una base de datos ordenados por tipo de falla, distancias de falla y resistencias de falla.
- Implementar un programa en MATLAB que permita leer y reconstruir las señales (tensión y corriente en el dominio de la frecuencia) importadas del DIgSILENT Power Factory.

- Implementar filtros para señales (tensión y corriente) en MATLAB.
- Implementar en MATLAB un programa que transforme al dominio de la frecuencia, a través de la transformada rápida de Fourier, las señales de tensión y corriente exportadas del DIgSILENT Power Factory.
- Implementar en MATLAB un programa que permita determinar los tiempos de falla en cada escenario simulado en DIgSILENT Power Factory.
- Implementar en MATLAB un programa que determine el tipo de falla que ocurrió para cada escenario simulado en DIgSILENT Power Factory y corroborar los resultados de la simulación en DIgSILENT Power Factory.
- Implementar en MATLAB un programa que calcule fasorialmente las corrientes y tensiones de prefalla, posfalla.
- Implementar algoritmos basados en impedancia que toman datos de un extremo de la línea en MATLAB: Reactancia Simple, Takagi, A.G. Phadke y Novosel.
- Comparar los resultados de la eficiencia de los algoritmos de localización de fallas implementados en la línea de transmisión 23-24, del sistema IEEE39 (Nueva Inglaterra).

1.6. Hipótesis

1.6.1 Hipótesis Principal:

El uso de algunos algoritmos basados en la impedancia presenta mayor eficiencia en la localización de fallas en líneas de transmisión, en comparación con otros algoritmos de la misma categoría y esta eficiencia dependiendo del tipo de falla, distancia de falla y resistencia de falla.

1.6.2 Hipótesis Secundarias:

- La selección del algoritmo adecuado para la localización de fallas en una línea de transmisión puede mejorar la precisión en la ubicación de la falla.
- El tipo, la distancia y la resistencia de la falla, son variables que afectan la eficiencia de los algoritmos basados en la impedancia para la localización de fallas en líneas de transmisión.
- La implementación de algoritmos basados en la impedancia para la localización de fallas en las líneas de transmisión, reduce el tiempo de localización de fallas, en comparación con las líneas de transmisión que no utilizan métodos para este fin.

1.7. Variables e indicadores

1.7.1 Variables Independientes:

La aplicación de algoritmos basados en la impedancia para la localización de fallas en las líneas de transmisión.

1.7.2 Variables Dependientes:

- Errores de precisión en la localización de las fallas en redes de transmisión
- Complejidad en los cálculos para la localización de fallas en redes de transmisión.
- Complejidad en la implementación de filtros en señales de tensión y corriente.
- Pagos por penalidades de las concesionarias de las redes de transmisión.
- Tiempo de localización visual de las fallas en las redes de transmisión.
- Duración de los cortes de suministro eléctrico.
- Falsas lecturas de fallas en redes de transmisión.

1.8. Unidad de análisis

Línea de transmisión 23-24 del sistema IEEE39 (Nueva Inglaterra).

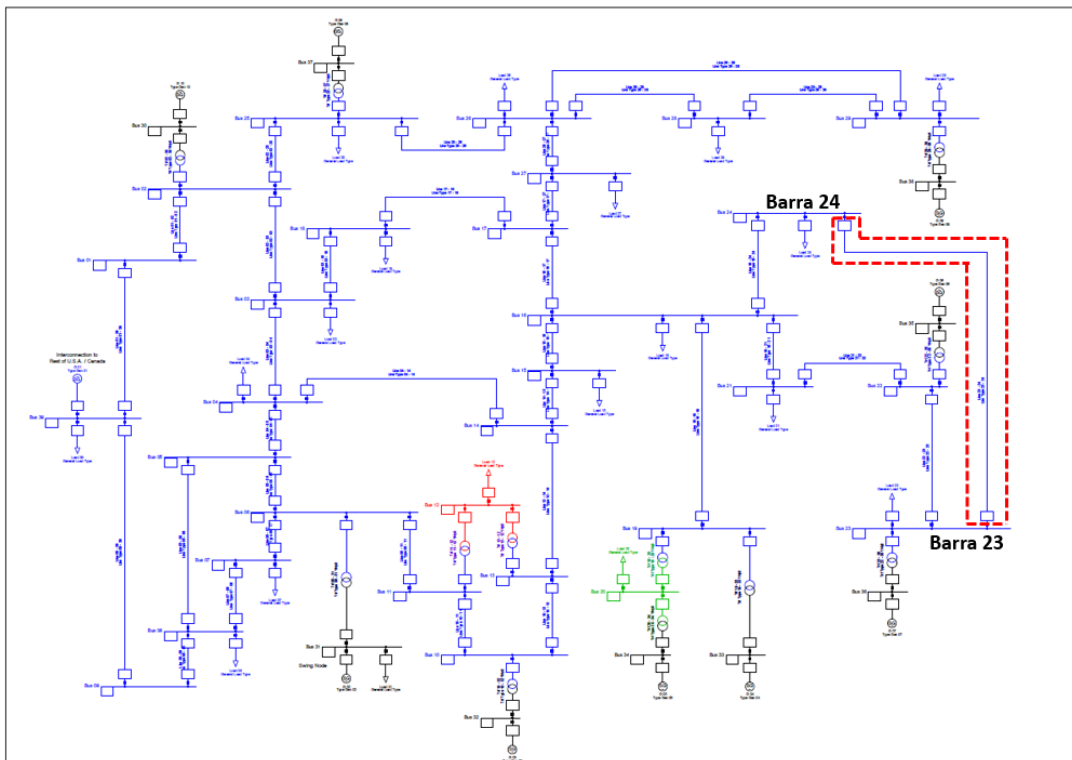


Fig.1.6: Línea de transmisión 23-24 del Sistema Eléctrico IEEE39 (Nueva Inglaterra)

(Fuente: Referencia [3])

1.9. Tipo y nivel de investigación

La presente investigación es del tipo experimental y aplicada, ya que se realizó simulaciones de diferentes tipos de fallas eléctricas, a distintas distancias y con diferentes resistencias de falla, en la línea 23-24 del sistema eléctrico IEEE39, mediante el software DlgSILENT Power Factory. Posteriormente, las señales de tensión y corriente obtenidas de un extremo de la línea se exportaron para su reconstrucción y filtrado en el programa MATLAB. Finalmente, se implementaron algoritmos basados en la impedancia y se compara su eficiencia para los diferentes tipos de falla, distancias y resistencias de falla.

Esta investigación se ubica en el nivel de Maestría, dado que el tema ha sido abordado en múltiples conferencias y publicaciones de la IEEE a nivel mundial. Asimismo, el presente trabajo es singular, debido a que emplea código de programación propio en DPL (*DlgSILENT Programming Language*) –DlgSILENT Power Factory, para simular diversos tipos de falla, a distintas distancias y diferentes resistencias de falla y exporta los resultados en pocos minutos con una configuración definida por el usuario. Además, se utiliza códigos propios para reconocer y procesar las señales exportadas desde DlgSILENT Power Factory, así como para aplicar distintos algoritmos basados en la impedancia y comparar su eficiencia en la línea de transmisión 23-24 del sistema IEEE39.

1.10. Periodo de análisis

El periodo de análisis corresponde al mes de noviembre de 2023, momento en el cual se realizaron las diversas simulaciones de falla en el programa DlgSILENT Power Factory.

1.11. Fuentes de información e instrumentos utilizados

Las fuentes de información utilizadas fueron el sistema IEEE39 (nueva Inglaterra), implementado en el programa DlgSILENT Power Factory.

Asimismo, se toma en cuenta publicaciones sobre los algoritmos basados en la impedancia para la localización de fallas en las líneas de transmisión.

1.12. Técnicas de recolección y procesamiento de datos

Los datos son obtenidos en las simulaciones realizadas en el sistema Eléctrico IEEE39 (Nueva Inglaterra), incluidos en el programa DlgSILENT Power Factory.

El procesamiento de datos fue realizado en el Programa MATLAB.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL

En este capítulo se describen los conceptos, definiciones y ecuaciones fundamentales empleadas en el presente trabajo.

2.1 Representación fasorial de señales discretas:

Los algoritmos para la localización de fallas en líneas de transmisión se basan en mediciones fasoriales de tensión y corriente, las cuales son registradas de los extremos de las líneas de transmisión en el dominio del tiempo. Antes de utilizar estas mediciones en dichos algoritmos, es necesario convertirlas al dominio de la frecuencia. Para ello, se deben muestrear las señales analógicas de tensión y corriente recibidas en los extremos de la línea, lo que las convierte en señales discretas de carácter discontinuo. De esta manera, las señales sinusoidales se representan mediante intervalos de muestreo, reduciendo así la carga de datos en procesadores, como los relés y computadoras que utilizan estos datos. Este proceso también reduce el procesamiento y el uso de memoria, optimizando el procesamiento de los algoritmos de localización de fallas.

2.1.2 Transformada Discreta de Fourier:

Con el fin de reconstruir las señales de tensión y corriente en el dominio del tiempo, generados a partir del registro analógico obtenido en el extremo de la línea, se utilizará la Transformada Discreta de Fourier, con una forma de onda como se muestra en (2.1) [11].

$$x(t)=\sqrt{2}A\cos\varphi(t)=\sqrt{2}A\cos(\omega t+\theta) \quad (2.1)$$

Donde:

t: es la estampa de tiempo (s).

θ : $[-\pi, \pi]$, representa la diferencia angular entre la ubicación de la señal pico y la referencia en el dominio del tiempo (radianes).

La magnitud compleja $X=Ae^{j\theta}$, cuyo valor absoluto de la estampa de tiempo, es lo que se conoce como Sincrofasor, el cual no depende de la frecuencia $\omega = 2\pi f$.

Asumiendo que la señal que es muestreada, tiene una frecuencia de muestreo igual a $f_s = Nf$, implica que existen “N” muestras por cada ciclo, que tiene un periodo de muestreo (T) igual a $1/f_s$. También se tendrá que $\omega T = 2\pi/N$. Donde N, es un número entero conocido como la dimensión o tamaño de la ventana, el cual corresponde al número de muestras por cada ciclo. Finalmente, el fasor que es basado en la Transformada Discreta de Fourier se calculado mediante la ecuación (2.2) [11].

$$X = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k e^{-j\omega T k} \quad (2.2)$$

Para analizar, la posición de la estampa de tiempo con respecto a cada ventana de cálculo fasorial, se considera tres casos, los cuales se ilustran en la Figura 2.1:

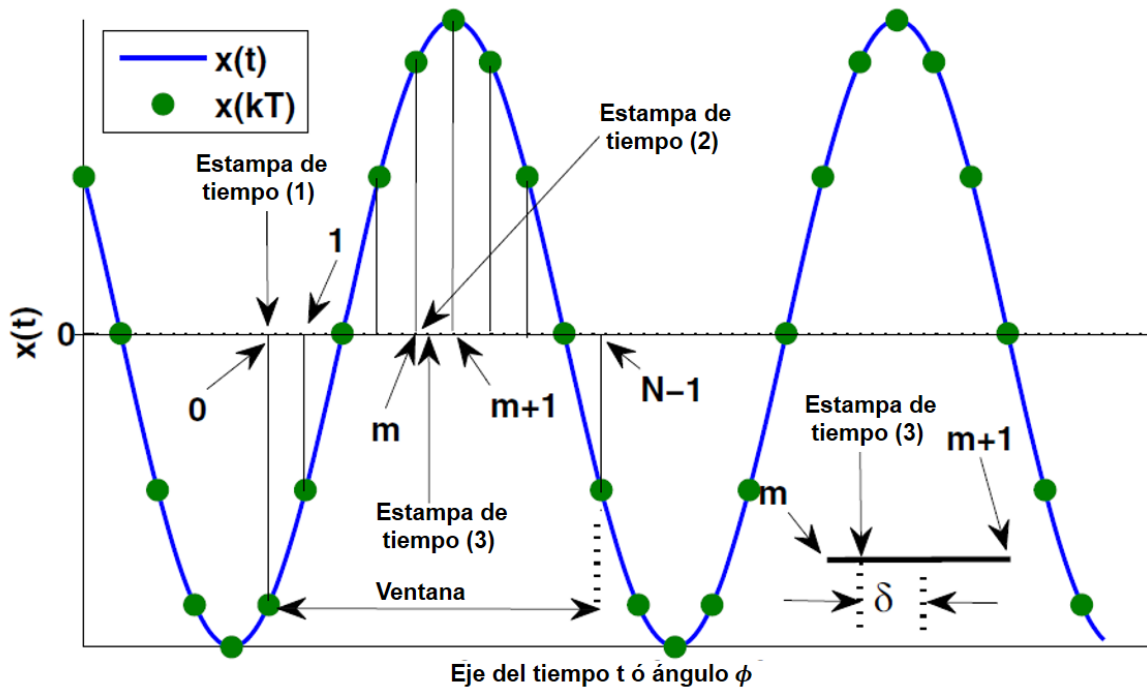


Fig. 2.1: Señal en tiempo continuo $x(t)$ y su versión muestreada en diferentes posiciones de estampa de tiempo dentro de la ventana de medición (Fuente: Referencia [11])

Caso 1: Cuando la estampa de tiempo está al comienzo de la ventana de medición:

$$x_k = \sqrt{2}A \cos(\omega T k + \theta) = \frac{\sqrt{2}A}{2} [e^{j(\omega T k + \theta)} + e^{-j(\omega T k + \theta)}] \quad (2.3)$$

Para $k=0, 1, 2, \dots, N-1$. Luego (2.3) en (2.2):

$$X = \frac{A}{N} \sum_{k=0}^{N-1} [e^{j\theta} + e^{-j(2\omega T k + \theta)}] = A e^{j\theta} \quad (2.4)$$

Caso 2: Con la estampa de tiempo en la muestra m_{esima} , donde $0 \leq m \leq N-1$, en este caso, se tiene que:

$$x_k = \sqrt{2} A \cos[\omega T(k-m) + \theta] \quad (2.5)$$

Por lo tanto, el valor fasorial se calcula mediante la ecuación (2.6):

$$X = A e^{j(\theta - \omega T m)} \quad (2.6)$$

Para corregir el impacto de la ubicación de la ventana, en una estampa de tiempo fija, el ángulo de fase estimado debe sumarse con un desfase igual a $\omega T m$.

Caso 3: La elección de estampa de tiempo es aleatoria y la ventana seleccionada no necesariamente estará dentro del muestreo. Considerando que la estampa de tiempo está ubicada entre dos muestreos, m y $m+1$, tal como se ilustra en la Figura 2.1 ("Estampa de tiempo (3)"), entonces la desviación con respecto al centro será igual a δ , por lo que $x_m = x\left(-\frac{T}{2} + \delta\right)$ y $x_{m+1} = x\left(\frac{T}{2} + \delta\right)$. Por lo tanto, se tiene que:

$$x_k = \sqrt{2} A \cos\left(\omega T k - \omega T m - \frac{\omega T}{2} + \omega \delta + \theta\right) \quad (2.7)$$

Donde: $k=0, 1, 2, \dots, N-1$, el fasor correspondiente es:

$$X = A e^{j\left(\theta - \omega T m - \frac{\omega T}{2} + \omega \delta\right)} \quad (2.8)$$

El ángulo de corrección es, entonces: $\omega T m + \frac{\omega T}{2} - \omega \delta$

2.2 Aplicación de Filtros:

Los filtros son herramientas muy útiles en el procesamiento de señales de tensión y corriente. En general, estos se pueden utilizar para eliminar o atenuar ciertas frecuencias no deseadas en las señales mencionadas. El uso adecuado de los filtros en las señales de

tensión y corriente permite separar las componentes de frecuencia de interés de las componentes no deseadas. [14].

Los filtros se clasifican según su respuesta al impulso en dos grupos: Filtros FIR (*Finite Impulse Response*) y Filtros IIR (*Infinite Impulse Response*).

2.2.1 Filtros digitales convencionales (FIR):

Los filtros FIR (*Finite Impulse Response*) se caracterizan por tener una respuesta al impulso de duración finita, lo que significa que su respuesta se extingue en un tiempo determinado. Los coeficientes de estos filtros son valores fijos y no dependen de muestras pasadas o futuras. Los filtros FIR son reconocidos por su estabilidad y facilidad de diseño. Este filtro busca obtener los parámetros $N, M, \{a_k\}, \{b_k\}$ de la función transferencia, dada por la ecuación (2.9):

$$H(z) = \frac{\sum_{k=0}^M b_k z^{-k}}{\sum_{k=0}^N a_k z^{-k}} \quad (2.9)$$

Donde se tiene:

$$a_0 = 1.$$

El diseño de este filtro tiene como objetivo, elegir la cantidad de números y ubicación de ceros y polos de la función transferencia (2.9) o su equivalente, determinar los valores de los coeficientes del filtro y las respuestas $H(z), h[n], H(w)$. Para los filtros FIR se tiene: $N=0$, lo que implica que estos filtros son del tipo banda de paso lineal. Entre los filtros FIR más conocidos, se encuentran: Rectangular, Hamming, Hanning, Blackman, Butterworth-Thomson, Remez, Kaiser.

2.2.2 Filtros digitales convencionales (IIR):

Los filtros digitales IIR (*Infinite Impulse Response*) son aquellos que tienen una respuesta de duración infinita al impulso. Estos Pueden ser estables o inestables, dependiendo de la ubicación de polos y ceros en su función de transferencia. La presencia de ceros y polos en su función de transferencia permite que los ceros influyan en la disminución de la banda de paso, mientras que los polos tienen la finalidad de atenuar la banda de rechazo.

Su estructura puede representarse mediante una ecuación en diferencias:

$$y[n] = b_0x[n] + b_1x[n-1] + \dots + b_Mx[n-M] - a_1y[n-1] - \dots - a_Ny[n-N] \quad (2.10)$$

Donde se tiene:

- $y[n]$ es la salida del filtro en el instante n .
- $x[n]$ es la entrada del filtro en el instante n .
- b_0, b_1, \dots, b_M son los coeficientes de la parte de avance del filtro.
- a_1, a_2, \dots, a_N son los coeficientes de la parte de realimentación del filtro.
- M es el orden del filtro (número de coeficientes de avance).
- N es el orden del filtro (número de coeficientes de realimentación).

Entre los filtros IIR más conocidos, se encuentran:

- Los Filtros Butterworth: Caracterizados por una respuesta en frecuencia suave y monótona.
- Los Filtros Chebyshev: Presentan una respuesta en frecuencia con una mayor atenuación en la banda de rechazo, pero con una ondulación en la banda de paso.
- Los Filtros elípticos: Tienen una respuesta en frecuencia con la máxima atenuación en la banda de rechazo, pero con una ondulación tanto en la banda de paso como en la de rechazo.

2.2.2.1 Filtros Elípticos o Cauer:

Estos filtros tienen la máxima atenuación en la banda de rechazo de todos los filtros IIR (Fig. 8) y tienen una respuesta en frecuencia simétrica. Su función de transferencia de orden N se puede expresar como:

$$H(z) = k / (1 + \varepsilon^2 * |\pi(z - z_i)|^2 / |\pi(z - p_i)|^2) \quad (2.11)$$

donde:

- K es una constante de ganancia.
- ε^2 es un parámetro que controla la ondulación de amplitud.
- z_i son los ceros del filtro.
- p_i son los polos del filtro.

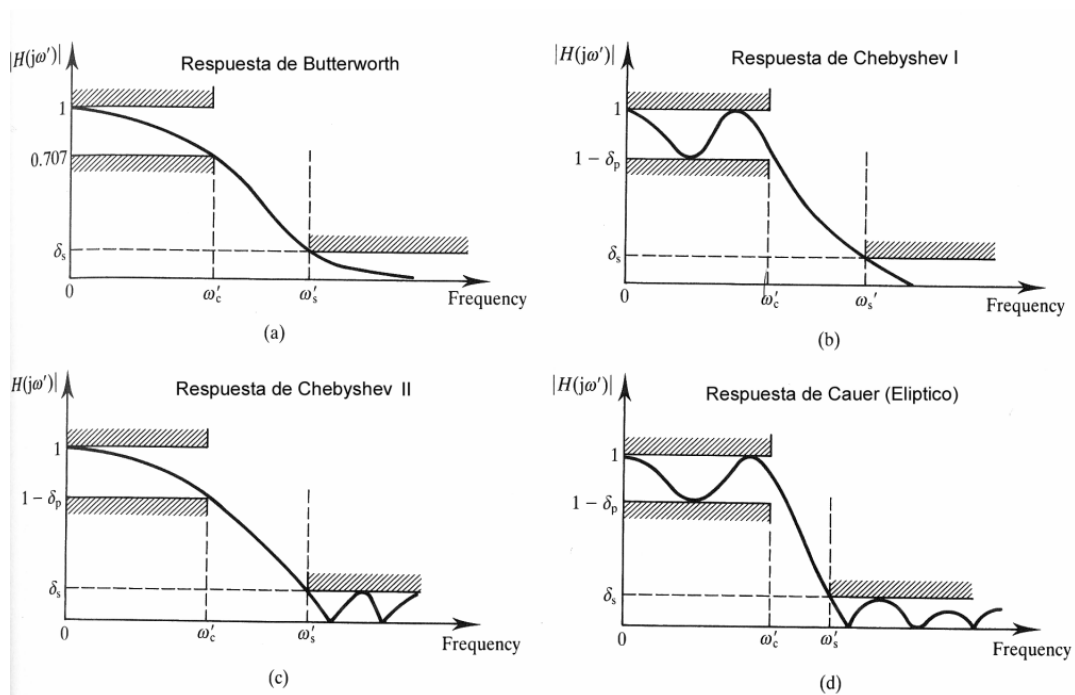


Fig. 2.2: Respuesta en frecuencia de diferentes tipos de filtros
(Fuente: Referencia [12])

2.3 Componentes Simétricas:

De acuerdo con la teoría de C.L. Fortescue, 1918, cualquier conjunto de tres fasores que se encuentran desbalanceados en un sistema trifásico, pueden descomponerse en tres sistemas balanceados de fasores.

Las fallas simétricas en sistemas de potencia, tales como la Falla Trifásica y la Falla Trifásica-Tierra con impedancias simétricas mantienen el sistema balanceado y su estudio se resume a un modelamiento monofásico. Sin embargo, en presencia de fallas asimétricas como la Falla Monofase-Tierra, Falla Línea-Línea, Falla Línea-Línea-Tierra, el sistema se vuelve desbalanceado y es en este contexto donde se aplicará el concepto de las componentes simétricas. En un sistema trifásico las componentes asociadas se definen como:

- Componente de secuencia positiva: Consiste en tres fasores que tienen una magnitud igual y desplazados 120° entre fases, como se muestra en la Figura 2.3(a). Tienen una secuencia igual a los fasores iniciales.
- Componente de secuencia negativa: Consiste en tres fasores que tienen una magnitud igual y desplazados 120° entre fases, como se muestra en la Figura. 2.3 (b) Tienen una secuencia opuesta a las de los fasores iniciales.

c) Componente de secuencia cero: Consiste en tres fasores de igual magnitud y con un desplazamiento de fase 0° entre ellos, como se muestra en la Figura 2.3(c),

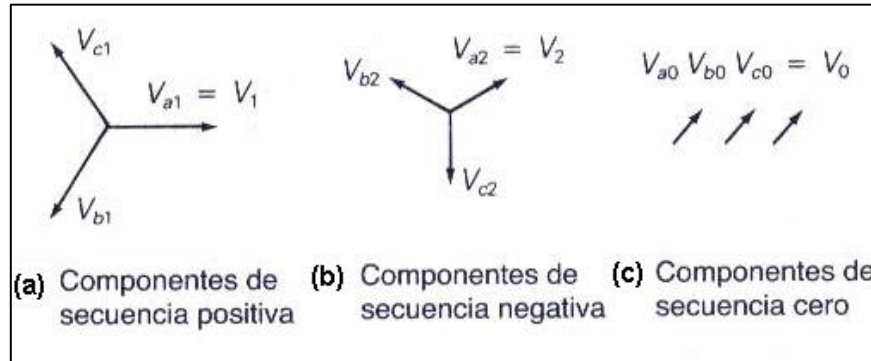


Fig. 2.3 (a, b y c): Descomposición de los voltajes de fase en tres conjuntos de componentes de secuencia

En sistemas trifásicos, las tensiones se pueden expresar mediante la siguiente transformación:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b &= V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \\ V_c &= V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Y también:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Donde:

$$a = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.15)$$

Tras aplicar la transformación 2.10, se tiene:

$$\begin{aligned} V_a &= V_0 + V_1 + V_2 \\ V_b &= V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \\ V_c &= V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \end{aligned} \quad (2.16)$$

De manera similar para las corrientes se obtiene:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_0 + I_1 + I_2 \\
 I_b &= I_0 + aI_1 + a^2I_2 \\
 I_c &= I_0 + a^2I_1 + aI_2
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

Lo que da forma en un circuito con componentes simétricos, las impedancias resultantes se denominan impedancia de componentes simétricos. Equivalente a la Figura 2.4.

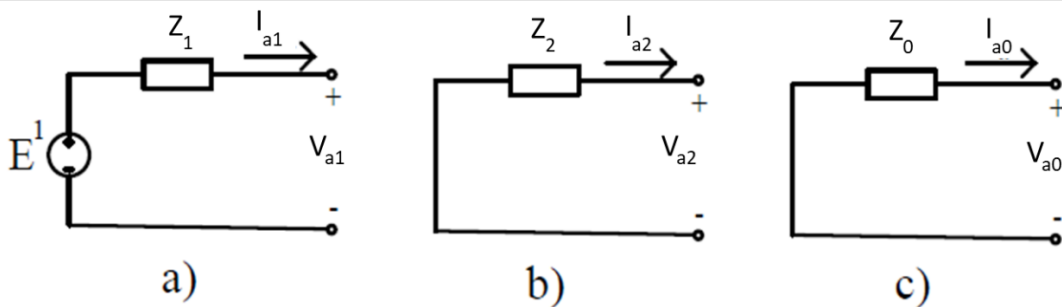


Fig. 2.4: a) Circuito de secuencia positiva b) circuito de secuencia negativa c) circuito de secuencia cero

2.4 Registro Oscilográfico:

Las líneas de transmisión en la actualidad cuentan con registradores de falla y relés de protección, estos a su vez tiene la capacidad de almacenar registros oscilográfico de fallas eléctricas en la red o perturbaciones transitorias. Estos registros proporcionan el tiempo de duración del fenómeno eléctrico ocurrido, el tipo y la ubicación de la falla, la ubicación de la falla, el tiempo de actuación de los equipos, entre otros parámetros.

Los registros oscilográficos utilizan varios formatos de almacenamiento, entre ellos: PL4, formatos propios de los fabricantes, EVE y COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), siendo este último el más utilizado actualmente. Este es un formato bajo el estándar de la norma IEEE Std. C37.111-1999, En el cual se define un formato especial para los archivos que almacenan la información de señales (analógicas y digitales), presentes en los estudios de los sistemas de potencia. Esto facilita el intercambio de información entre equipos de distintos fabricantes de los relés y registradores de falla [8].

2.4.1 Componentes del formato COMTRADE:

Los formatos que componen los archivos tipo COMTRADE, son 4: archivo de configuración, archivo de datos, archivo de encabezado y archivo de información y se diferencian en su extensión e información contenida [8].

2.4.1.1 Archivo de configuración (xxxxx.CFG):

Los archivos del tipo .CFG almacenan la información necesaria para que el archivo de datos pueda ser interpretado. Esta información incluye [8]:

- La frecuencia del sistema.
- Cantidad de canales análogos y digitales.
- El Número de muestras.
- La Frecuencia de muestreo.
- La Fechas del registro.
- Los Valores de factores de transformación (a y b), utilizado en la conversión digital.

Como se muestran en la Figura 2.5 [4].

```
1
Analysis Fallas L-2254 PARAG L-2254 7SA522 PL1.000030,1997
2 3 4
44,8A,36D
5 6 7 8
1,iL1,,1,A,4.608000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,8.000000e+002,1.000000e+000,S
2,iL2,,2,A,4.608000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,8.000000e+002,1.000000e+000,S
3,iL3,,3,A,4.608000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,8.000000e+002,1.000000e+000,S
4,iE,,4,A,4.608000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,8.000000e+002,1.000000e+000,S
5,uL1,,5,V,9.434000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,2.200000e+005,1.100000e+002,S
6,uL2,,6,V,9.434000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,2.200000e+005,1.100000e+002,S
7,uL3,,7,V,9.434000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,2.200000e+005,1.100000e+002,S
8,uSYN2,,101,V,9.434000e-003,0.000000e+000,0.000000e+000,-9989,10118,2.200000e+005,1.100000e+002,S
1,SOF O/CtripL123,,4295,0
2,Power Swing,,4164,0
3,>DisTel Rec.Ch1,,4006,0
4,Dis.T.SEND,,4056,0
5,Dis.Pickup L1,,3672,0
6,Dis.Pickup L2,,3673,0
7,Dis.Pickup L3,,3674,0
8,Dis.Pickup E,,3675,0
9,Dis. forward,,3719,0
10,Dis. reverse,,3720,0
11,Dis.TripZ1/1p,,3811,0
12,Dis.TripZ1B1p,,3813,0
13,Dis.TripZ2/3p,,3817,0
14,>EF Rec.Ch1,,1318,0
15,EF Pickup,,1345,0
16,EF Trip,,1361,0
17,EF 3I0> TRIP,,1368,0
18,EF Tele SEND,,1384,0
19,>CB Aux. L1,,351,0
20,>CB Aux. L2,,352,0
21,>CB Aux. L3,,353,0
60.0 □ 9
1 10 11
1200.000000,329
10/12/2012,14:17:57.850999
10/12/2012,14:17:57.950960
ASCII
1.0
```

Fig. 2.5: Archivo de configuración (.cfg)

(Fuente: Referencia [4])

La Figura 2.5, ilustra la composición de un archivo .cfg, donde [4]:

- 1) Nombre de la subestación eléctrica, donde se da el registro.
- 2) Número total de canales.
- 3) Número de canales análogos.
- 4) Número de canales digitales.
- 5) Etiqueta con el nombre asignado al canal del equipo registrador.
- 6) Unidad de medida asociada a este canal.
- 7) Factor de conversión a producto de la conversión Analógica a digital (A/D).
- 8) Factor de conversión b producto de la conversión Analógica a digital (A/D).
- 9) Frecuencia de la señal.
- 10) Frecuencia de muestreo.
- 11) Número de la última muestra registrada.

Los numerales 5 a 8 se reiteran para cada señal analógica [4].

2.4.1.2 Archivo de datos (xxxxx.DAT):

Este tipo de archivo almacena valores de los diferentes canales registrados, para cada una de las muestras tomadas. La información almacenada en este archivo incluye dos constantes (a y b) para cada uno de los canales [8].

Este tipo de archivo almacena la información que corresponde a la conversión análoga-digital de las señales, representados como valores numéricos. Por lo que la información registrada en un archivo .dat, contiene las magnitudes y datos asociados al evento analizado por el registrador de fallas o el relé, de donde se puede procesar los valores reales a través de una conversión A/D [4].

Por lo que los archivos tipo .cfg necesitan de los archivos tipo .dat, ya que se complementan mutuamente. Como se mencionó, para el proceso de la reconstrucción de las señales, se utilizan los parámetros a y b, mediante la siguiente formula [4]:

$$\text{Valor instantáneo} = a \cdot X + b \quad (2.18)$$

Estos dos tipos de archivos del formato COMTRADE (De configuración y de datos), son los principales, para la reconstrucción de las señales.

2.4.1.3 Archivo de encabezado (xxxxx.HDR):

Este tipo de archivo que es opcional, permite incluir cualquier tipo de información adicional importante que el usuario considere. [8].

2.4.1.4 Archivo de información (xxxxx.INF):

El archivo de información (.INF), siendo opcional, está relacionado con la visualización de los archivos en formato COMTRADE [8].

2.5 Localización de fallas en líneas de transmisión:

La localización de una falla en una red de transmisión es una tarea que debe realizarse con la mayor precisión posible, en la actualidad existen diferentes métodos de localización, los más simples se realizan visualmente, ya sea a pie o mediante el uso de transporte terrestre o incluso aéreo. Sin embargo, este tipo de método genera largos periodos de interrupción en el sistema eléctrico. Por ello, los métodos usando localización automáticos son los más utilizados y efectivos. Los métodos de localización automática consideran el uso de Localizadores de Falla o Relés de Protección [16]. La diferencia en el uso de estos dispositivos puede marcar la diferencia en factores como la exactitud y rapidez de la localización, la velocidad de transmisión de datos y la complejidad de cálculos, etc.

Este trabajo comprende el uso de localizadores de falla, que a su vez emplean diferentes algoritmos para la localización de fallas en redes de transmisión.

2.6 Técnicas de localización de falla en líneas de transmisión basadas en estimación de la impedancia:

Las técnicas de localización de fallas basados en la estimación de impedancias utilizan algoritmos especializados, los cuales se pueden clasificar en: algoritmos que utilizan datos de un extremo de la línea (barra local) y algoritmos que utilizan datos de ambos extremos de la línea (barra local y barra del otro extremo o barra remota) [4] [10] [16] [21]. Tanto los algoritmos que utilizan datos de un extremo de la línea como los que utilizan datos de ambos extremos de la línea pueden ser utilizados en las líneas de prueba. Su uso dependerá de la eficiencia de localización de fallas, en la línea en estudio.

Asimismo, la existencia de elementos ubicados entre el punto de falla y la barra local, como banco de condensadores en serie, pueden incrementar errores en estos algoritmos.

Por lo tanto, la estimación de la falla será más precisa siempre que la falla se produzca más cerca de la barra local, y si entre el punto de falla y la barra de referencia existen la menor cantidad de elementos que puedan generar errores.

2.6.1 Determinación de errores de la localización de fallas:

El error de la localización de falla en líneas de transmisión será determinado por la siguiente expresión [9] [16]:

$$\% \text{error de localización de falla} = |\text{valor real} - \text{valor medido}| \times 100$$

Las principales fuentes de error en la aplicación de las técnicas de localización de falla en líneas de transmisión son [16]:

- Tipo de falla.
- Resistencia de falla (Incluida la presencia del arco).
- Distancia de la falla medidos en un terminal de la línea de transmisión.
- Flujo de carga y su dirección.
- Impedancias de las fuentes, detrás de los terminales de la línea.
- Líneas desbalanceadas por falta de transposición.
- Datos inexactos para el modelamiento de las líneas aéreas o cables subterráneos.
- Errores transitorios de los transformadores de medición de tensión y corriente, incluida la posibilidad de saturación de TC.
- precisión de la conversión de datos A / D.

2.6.2 Técnicas basada en la estimación de impedancia de un extremo de la línea:

Los dispositivos de localización de falla basados en la impedancia desde un sólo terminal de la línea, determinan la ubicación de falla usando la impedancia aparente observada en la línea desde un extremo. Debido a que las cargas de la red y las impedancias de las fuentes experimentan cambios con el tiempo, esto hace que el modelamiento de la línea (impedancia equivalente) también cambia. En consecuencia, la localización de falla usando este tipo de técnicas puede no ser siempre la más precisa.

Los algoritmos que se utilizan con esta técnica, usan como datos de entrada las impedancias de las fuentes y debido a sus estados dinámicos en la red es difícil proporcionar valores reales, sin embargo, en muchas aplicaciones es suficiente proporcionar valores representativos de estas impedancias. La resistencia de falla es un factor importante para la medición de impedancia para los algoritmos que se usan con esta técnica. Entre los principales algoritmos utilizados con esta técnica se encuentran:

2.6.2.1 Algoritmo de reactancia simple:

Este algoritmo, estima una impedancia aparente a través de los equipos de medición de voltaje y corriente. Posteriormente se establece una relación entre la reactancia medida y la reactancia de toda la línea, vista desde un terminal de referencia. Esta relación es proporcional a la distancia de la falla. Este método asume que la corriente a través de la resistencia de falla está en fase con la corriente medida en el punto de falla, que la corriente de carga antes de la falla no existe y que la resistencia de falla es cercana a cero.

La Figura 2.6, representa una línea de transmisión homogénea, con una resistencia de falla R_F , y una impedancia Z_L alimentada por dos fuentes G y H, con una falla trifásica a una distancia m de la barra local V_G . Esta podrá determinarse junto a la ubicación de la falla en términos de por unidad, como se muestra en (2.16) [4] [10] [21].

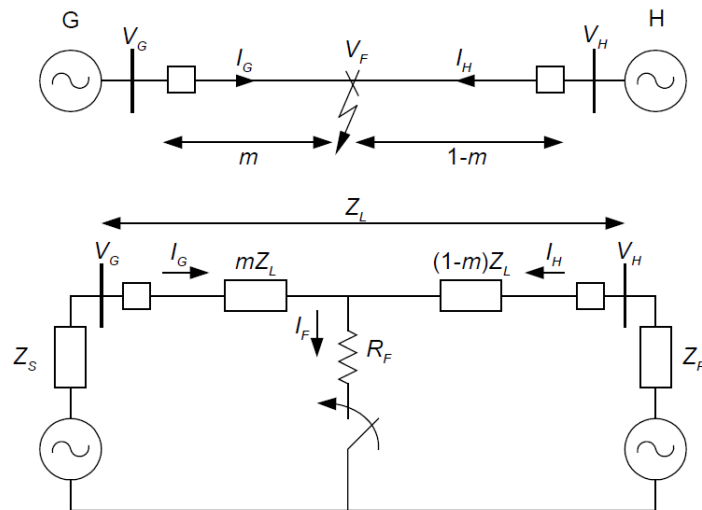


Fig. 2.6: Línea de transmisión y circuito equivalente para una falla trifásica
(Fuente: Referencia [4])

$$V_G = mZ_L I_G + R_F I_F \quad (2.19)$$

Donde:

V_G : Es el voltaje en el terminal G.

m : Es la distancia a la falla(P.U.).

Z_L : Es la impedancia de la línea entre los terminales G y H.

I_G : Es la corriente de línea del terminal G.

R_F : Es la resistencia de falla.

I_F : Es la corriente total de falla.

El propósito de este algoritmo es reducir los efectos productos por $R_F I_F$ y Para esto, es necesario dividir las dos partes de la ecuación en la ecuación (2.16) por el valor de I_G y

se consideran únicamente las partes imaginarias, dado que el cociente $(R_F I_F)/I_G$ es de naturaleza óhmica.

$$Z_{FG} = V_G/I_G = mZ_L + (R_F I_F)/I_G \quad (2.20)$$

Z_{FG} : Es la impedancia aparente de la falla medida en el terminal G.

$$\text{Im}(V_G/I_S) = \text{Im}(mZ_L) \quad (2.21)$$

Luego m, podrá ser determinado por [4]:

$$m = \text{Im}(V_G/I_S) / \text{Im}(Z_L) \quad (2.22)$$

Para una falla a tierra se tendría:

$$m = \text{Im}[V_{Ga} / (I_{Ga} + k_0 I_R)] / \text{Im}(Z_{1L}) \quad (2.23)$$

Donde:

k_0 es $(Z_{0L} - Z_{1L}) / 3Z_{1L}$ y la corriente residual $I_R = 3I_0$

En la aplicación de algoritmos de localización de fallas que usan datos de un sólo extremo, se pueden usar las impedancias correspondientes a los diferentes tipos de fallas que se muestran en la Tabla N° 2.1.

Tabla 2.1: Ecuaciones de impedancia simple [4]

Tipo de falla	Ecuación para la impedancia de secuencia positiva (mZ_{1L})
a-tierra	$V_a / (I_a + kI_R)$
b-tierra	$V_b / (I_b + kI_R)$
c-tierra	$V_c / (I_c + kI_R)$
a-b ó a-b-tierra	V_{ab} / I_{ab}
b-c ó b-c-tierra	V_{bc} / I_{bc}
c-a ó c-a-tierra	V_{ca} / I_{ca}
a-b-c	Cualquiera de las siguientes expresiones: V_{ab} / I_{ab} , V_{bc} / I_{bc} , V_{ca} / I_{ca}
Donde: K: Es $(Z_{0L} - Z_{1L}) / 3Z_{1L}$ Z_{0L} : Impedancia de secuencia cero, de la línea m: Distancia a la falla, en por unidad I_R : Corriente residual.	

2.6.2.2 Algoritmo de T. Takagi:

El algoritmo de Takagi tiene como objetivo mejorar el algoritmo de reactancia simple al reducir los efectos del flujo de potencia y la resistencia de falla compensando la reactancia aparente. Sin embargo, este algoritmo requiere los datos de la corriente previa a la falla $I^{Prefalla}$, para realizar los cálculos de localización. La característica principal de este algoritmo es que considera la influencia de la alimentación remota de la línea de transmisión mediante el uso de un modelo de red completo, así como los efectos de ambos extremos de la línea.

El valor de R_F es desconocido, pero no es necesario para el cálculo. Solo se requiere el ángulo de $(R_F I_F)$ (voltaje del punto de falla).

Este algoritmo propone descomponer el circuito de falla en un circuito prefalla y un circuito de superposición, con una corriente de superposición (ΔI), como se observa en la Figura 2.7

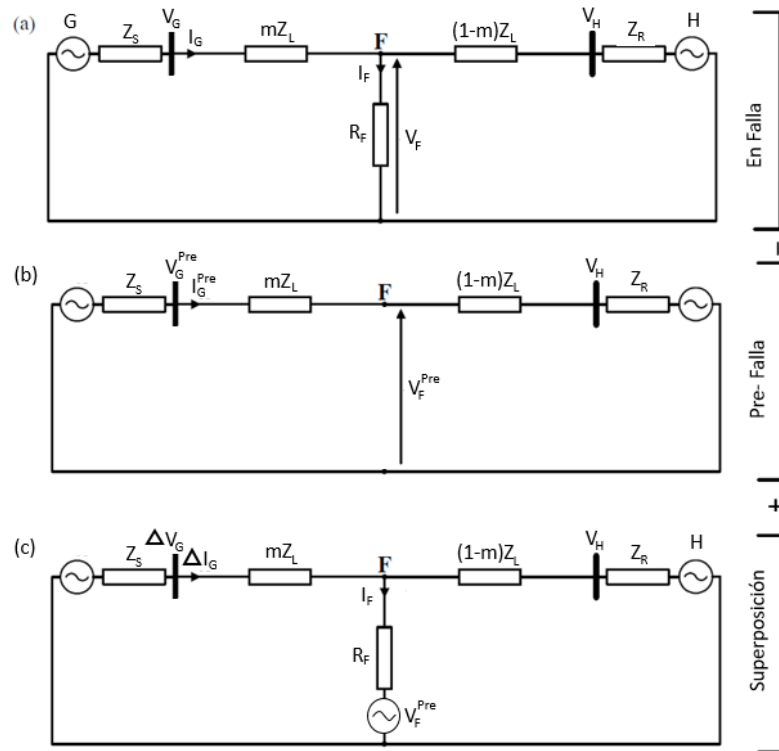


Fig. 2.7: Aplicación del teorema de Thevenin a una red con falla: (a) Red con falla, (b) Red Previa a la falla, (c) Red con componente de superposición (Fuente: Referencia [16])

Donde:

$$\Delta I = I - I^{Pre} \quad (2.24)$$

A partir de la ecuación (2.16), en la barra G, se tiene:

$$V_G = mZ_{L1}I_G + R_F I_F \quad (2.25)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación (2.16) por su conjugada compleja de $\Delta I(\Delta I^*)$ y tomando la solo la parte imaginaria para resolver m, se obtiene[21]:

$$\text{Im}[V_G \Delta I^*] = m \cdot \text{Im}(Z_{1L} I_G \Delta I^*) + R_F \text{Im}(I_F \Delta I^*) \quad (2.26)$$

$$m = \text{Im}(V_G \Delta I^*) / \text{Im}(Z_{1L} I_G \Delta I^*) \quad (2.27)$$

Para un sistema homogéneo ideal los ángulos I_G e I_F son idénticos. A medida que el ángulo entre I_G e I_F se incrementa, el error en la estimación a la falla también se incrementará.

2.6.2.3 Algoritmo modificado de Arun Phadke [7]:

En el algoritmo de A. Phadke utiliza también el concepto de la corriente de superposición. El voltaje medido desde un extremo, viene representado por:

$$V_G = mZ_{L1}(I_{Ga} + KI_{G0}) + R_F I_F \quad (2.28)$$

En donde:

I_{Ga} : Corriente de la fase A, del extremo G.

I_{G0} : Corriente de secuencia cero del extremo G.

Luego, la corriente de falla, en relación con la componente de secuencia positiva y también el factor de distribución de corriente, se calcula como:

$$\Delta I_1 = K_1 I_{F1} = \frac{1}{3} K_1 I_F \quad (2.29)$$

Reemplazando (2.20) en (2.19) y resolviendo la ecuación, se obtiene el valor de m:

$$m = \frac{Re(V_G)Im(\Delta I) - Im(V_G)Re(\Delta I)}{RL_1[Re(I_G)Im(\Delta I) - Im(I_G)Re(\Delta I)] - XL_1[Im(I_G)Im(\Delta I) + Re(I_G)Re(\Delta I)]} \quad (2.30)$$

2.6.2.4 Algoritmo de Novosel [5]:

El algoritmo de Novosel (1993), Este método simula el extremo opuesto de la línea como una impedancia constante (Z_{load}), En este algoritmo no se requiere conocer los datos de las impedancias de las fuentes de ambos extremos de la línea, tampoco es indispensable que el sistema eléctrico sea homogéneo [15].

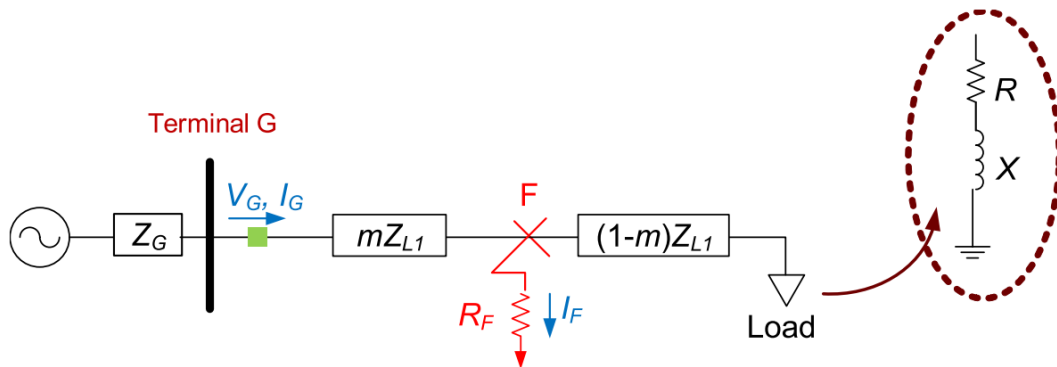


Fig. 2.8: Línea de transmisión modelada con modelo de carga constante (Fuente: Referencia [5])

De acuerdo con la Figura 13, la impedancia de la carga previos a la falla, será:

$$Z_{carga} = R + jX = \frac{V_{GPre}}{I_{GPre}} - Z_{L1} \quad (2.31)$$

También:

$$\Delta V_S = V_G - V_{GPre} \quad (2.32)$$

$$Z_S = -\frac{\Delta V_S}{\Delta I_S} \quad (2.33)$$

Posteriormente con estos datos, podemos hallar la ecuación cuadrática, conformada por: k_1 , k_2 y k_3 , que se muestran a continuación:

$$k_1 = \frac{V_G}{I_G * Z_{L1}} + \frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \quad (2.34)$$

$$k_2 = \frac{V_G}{I_G * Z_{L1}} \left(\frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (2.35)$$

$$k_3 = \frac{\Delta I_S}{I_G * Z_{L1}} \left(\frac{Z_S + Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (2.36)$$

Luego sustituyendo (2.34), (2.35) y (2.36) en las variables: a, b y C

$$a = 1 \quad (2.37)$$

$$b = \frac{Im\{k_1\} * Re\{k_3\}}{Im\{k_3\}} - Re\{k_1\} \quad (2.38)$$

$$c = Re\{k_2\} - \frac{Im\{k_2\} * Re\{k_3\}}{Im\{k_3\}} \quad (2.39)$$

Finalmente, la distancia de falla "m" (p.u.), se obtiene a partir de las soluciones de la ecuación cuadrática:

$$m = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4 * a * c}}{2 * a} \quad (2.40)$$

De las dos posibles soluciones, debe elegirse la que se encuentra entre 0 y, dado que los resultados están en por unidad.

2.7 Fuentes de error en la estimación del análisis de localización de fallas, en líneas de transmisión, utilizando algoritmos, basados en la impedancia de la línea:

Existen diversos factores que incrementan el error de estimación de localización de la falla, cuando se utilizan los algoritmos basados en la impedancia de la línea. A continuación, se mencionan los principales [20]:

- El efecto de la resistencia de falla (efecto reactancia).
- Incorrecta identificación del tipo de falla.
- Líneas con compensación serie o líneas paralelas.
- Mediciones o filtrados erróneamente.

2.8 Algoritmo a implementar en la tesis:

Los algoritmos utilizados en esta tesis, son los basados en impedancia que toman datos de un único extremo de la línea. Específicamente, se implementan los algoritmos de Reactancia Simple, Takagi, A.G. Phadke y Novosel.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

El presente capítulo, tiene por la finalidad la presentación de la metodología adoptada en esta investigación. Se aborda la implementación de los algoritmos previamente descritos en el Capítulo II y su aplicación en la línea de transmisión 23-24, del sistema IEEE39, tomando en consideración los fundamentos teóricos del mismo capítulo. La metodología propuesta comprende 6 etapas, detalladas en el diagrama de bloques de la Figura 3.1.

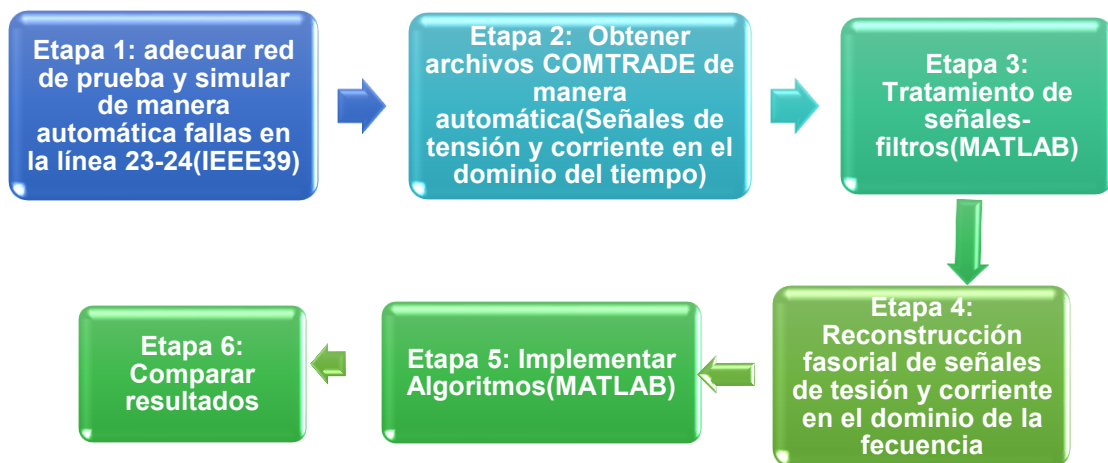


Fig. 3.1: Diagrama de bloques del desarrollo metodológico

3.1 Diagrama de flujo de la implementación del algoritmo propuesto:

En la Figura 3.2 se presenta el diagrama de flujo de la metodología, que comprende las 6 etapas descritas previamente. Se destaca que las etapas 1 a 5 constituyen el principal aporte de esta investigación.

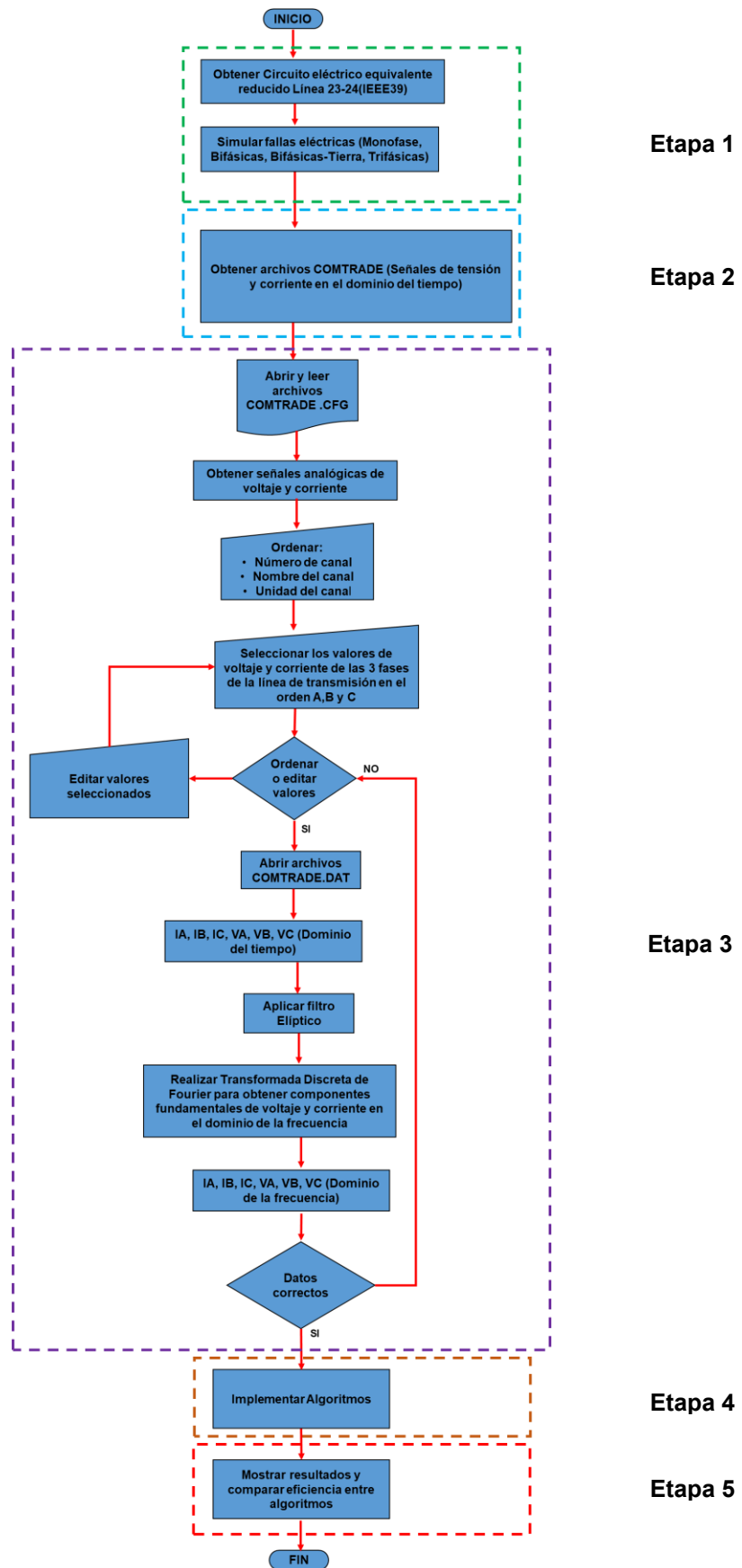


Fig. 3.2: Diagrama de flujo del desarrollo del presente trabajo.

3.1.1 ETAPA 1

Esta etapa se llevó a cabo en el software DlgSILENT Power Factory, donde se simularon diversos escenarios de fallas eléctricas con distintas variables como: tipos de fallas, distancias en la línea donde se simulan las fallas y distintas resistencias de falla en la línea 23-24 del modelo IEEE39(Nueva Inglaterra), que se encuentra disponible en la galería de ejemplos del software DlgSILENT Power Factory, versión 15.1. Los parámetros eléctricos de la línea de transmisión 23-24, se encuentran en el Anexo A.1.2.

Asimismo, se implementó un programa propio, en el mismo software DlgSILENT Power Factory, a través del *DlgSILENT Programming Language* (DPL), para automatizar las simulaciones de falla, agilizando así la obtención de los datos.

3.1.1.1 Circuito equivalente Thevenin:

Para poder realizar adecuadamente la simulación de fallas en diferentes escenarios en la línea de transmisión L23-L24 del modelo “Nueva Inglaterra” IEEE39, se reemplazó todo el sistema eléctrico (Fig.3.3), por un circuito equivalente a partir de las barras 23 y 24, como se muestra en la Figura 3.3 y 3.4. Con ello se redujo el sistema a únicamente la línea 23-24.

Para la generación de archivos COMTRADE. Se utilizó la información disponible del software *Power Factory/Additional Examples/39 Bus System*.

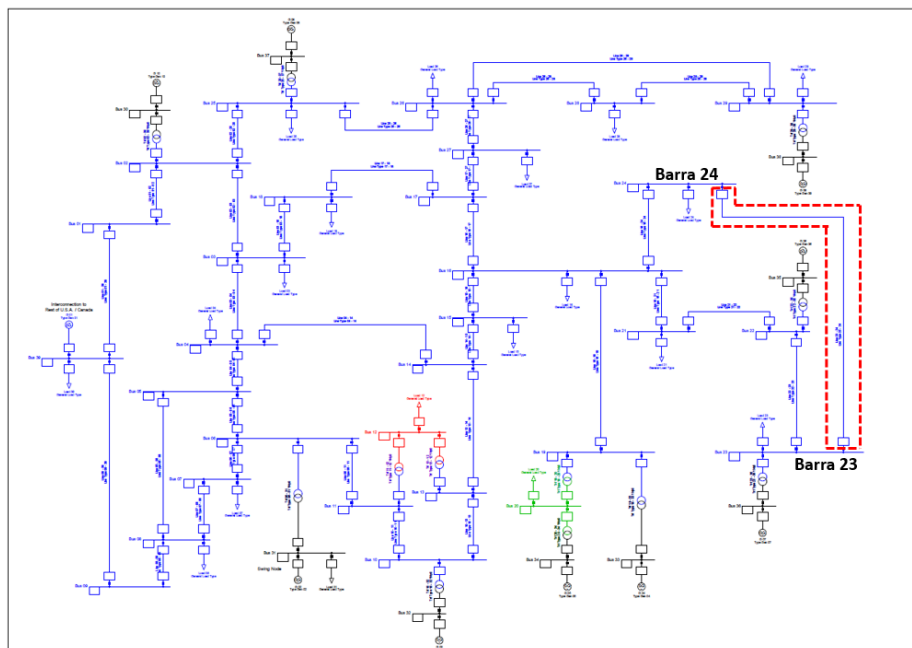


Fig.3.3: Línea de transmisión 23-24 del Sistema Eléctrico IEEE39 (Nueva Inglaterra)

(Fuente: Referencia [3])

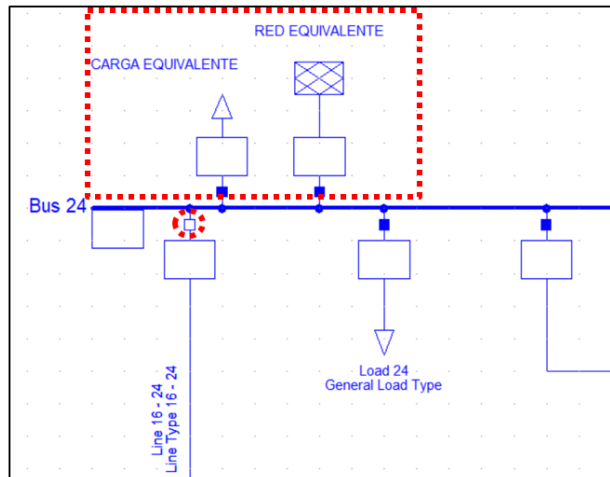


Fig. 3.4: Red equivalente en la barra 24.

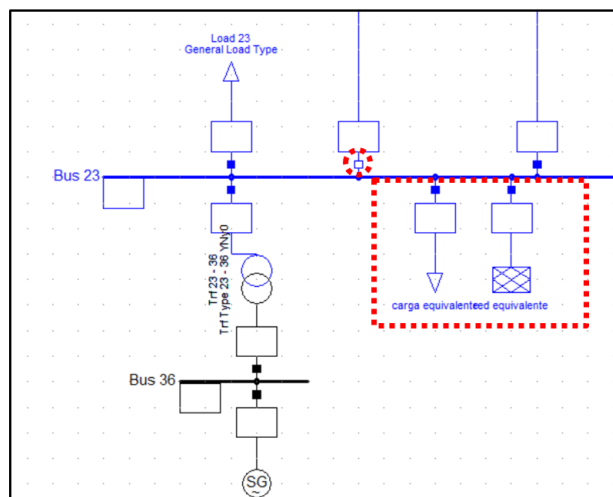


Fig. 3.5: Red equivalente en la barra 23.

Con la obtención del circuito equivalente Thevenin para la línea 23-24 del modelo IEEE39 (Nueva Inglaterra), se cumple el Objetivo Específico 1, que consiste en “Reducir la línea 23-24 del modelo IEEE39 (Nueva Inglaterra) a su red equivalente Thevenin”. Este paso permite simplificar el sistema y enfocar el análisis en la línea de transmisión, sirviendo de base para las simulaciones y algoritmos de localización de fallas que se desarrollarán en las siguientes etapas.

3.1.1.2 Simulación:

Posteriormente, se simuló distintos tipos de falla: Monofase-Tierra, Bifásicas, Bifásicas-Tierra y Trifásicas, en diferentes lugares de la línea: desde 0% hasta 100% de la longitud de la línea, con un paso de 10% y con diferentes valores de resistencia de falla: desde 0Ω hasta 45Ω , con un paso de 5Ω .

Los archivos se generaron con una frecuencia de muestreo de 1200 muestras por segundo (1,2KHZ), esto para mantener una alta fidelidad de la señal a una frecuencia nominal de 60Hz [4].

Datos de Simulación:

- Duración de la simulación: 1s.
- Paso de integración de la simulación:0.0001s
- Inicio de la simulación: 0s
- Inicio de la falla: 0.3s
- Apertura trifásica de la línea: 0.5s
- Fin de falla (no se considera despeje de la falla): 1s
- Resultados: 1200 muestras
- Frecuencia: 60Hz

Datos de la línea:

- Longitud de la línea: 138.8625 km.
- Impedancia de la línea: Secuencia positiva(Z_1) = secuencia negativa(Z_2) = $2.61855 + 41.74097j$

La Figura 3.6, resume la configuración de la línea 23-24 del modelo IEEE39, así como los distintos escenarios de falla para las simulaciones.

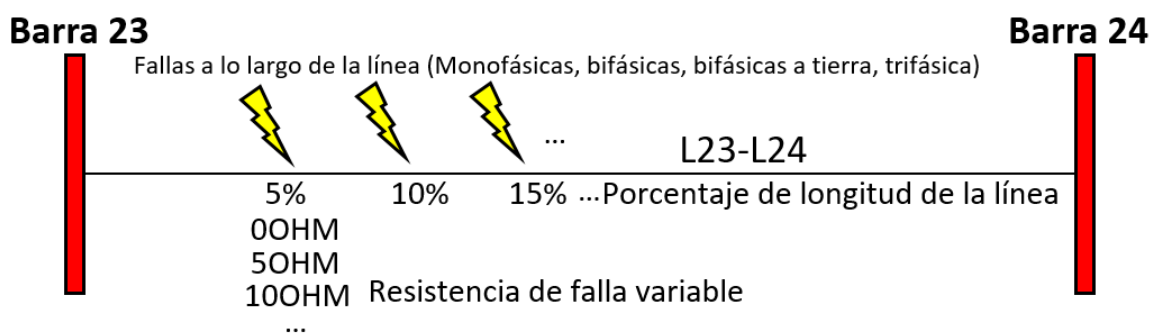


Fig. 3.6: Línea de transmisión L23-L24, con los distintos escenarios de falla a simular.

Con la finalización de esta etapa de simulación en DlgSILENT Power Factory, se cumple el Objetivo Específico 2, que consiste en “Simular diferentes tipos de fallas, a distintas distancias y con diversas resistencias de falla en la línea 23-24 del modelo IEEE39”.

Además, esta etapa brinda la base para comenzar a validar la Hipótesis Principal, pues se han generado los datos de múltiples escenarios de falla, lo cual permitirá comparar la eficiencia de diferentes algoritmos de localización basados en impedancia.

3.1.2 ETAPA 2

3.1.2.1 Generación de datos en formato COMTRADE a partir del circuito eléctrico equivalente:

Una vez simuladas las fallas eléctricas en el circuito eléctrico equivalente, se generaron los archivos COMTRADE, y se utilizaron los archivos de extensión .CFG y .DAT, los cuales fueron almacenados en directorios organizados de acuerdo al tipo de falla, distancia de falla, fases falladas y resistencia de falla en una carpeta que el usuario elija

La frecuencia de muestreo fue de 1200HZ.

3.1.2.2 Programación DPL, para generación automática de archivos CFG y .DAT, a partir de la línea de transmisión 23-24 del modelo IEEE39:

En la programación implementada en DigSILENT Power Factory(Fig.3.7), se ha permitido la ejecución automática de los distintos escenarios de falla y variables a considerar para la generación de archivos CFG y .DAT, que han sido almacenados en directorios organizados (Fig. 3.8), para su posterior utilización. El detalle de la ETAPA 1 se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 3.9.

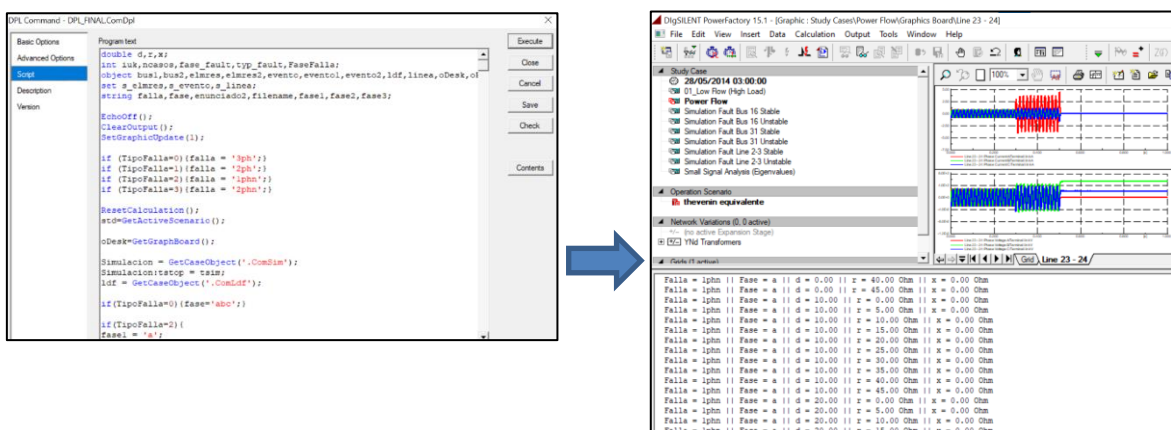


Fig. 3.7: Programa propio en DPL, para simular fallas en la línea IEEE39 y exportar archivos CFG y .DAT

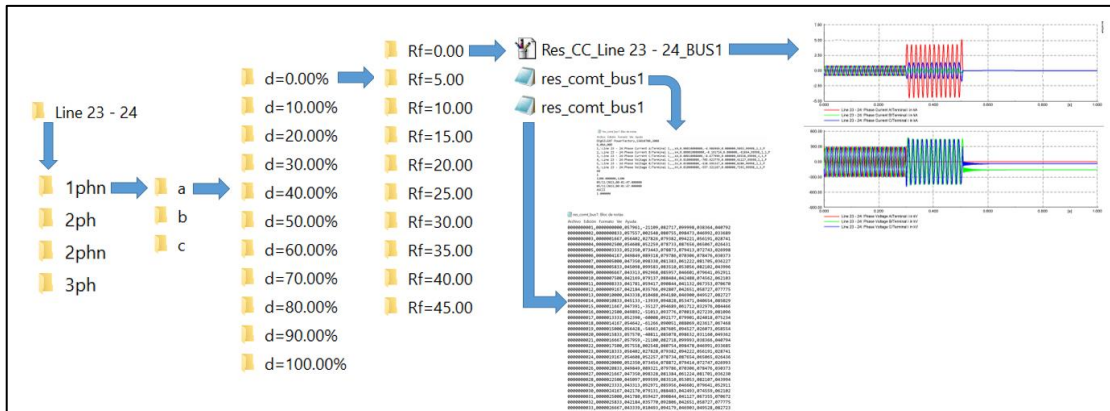


Fig. 3.8: Almacenamiento de archivos CFG, .DAT y gráficas de la falla simulada, ordenados por tipo de falla, fase fallada, distancia de falla y resistencia de falla

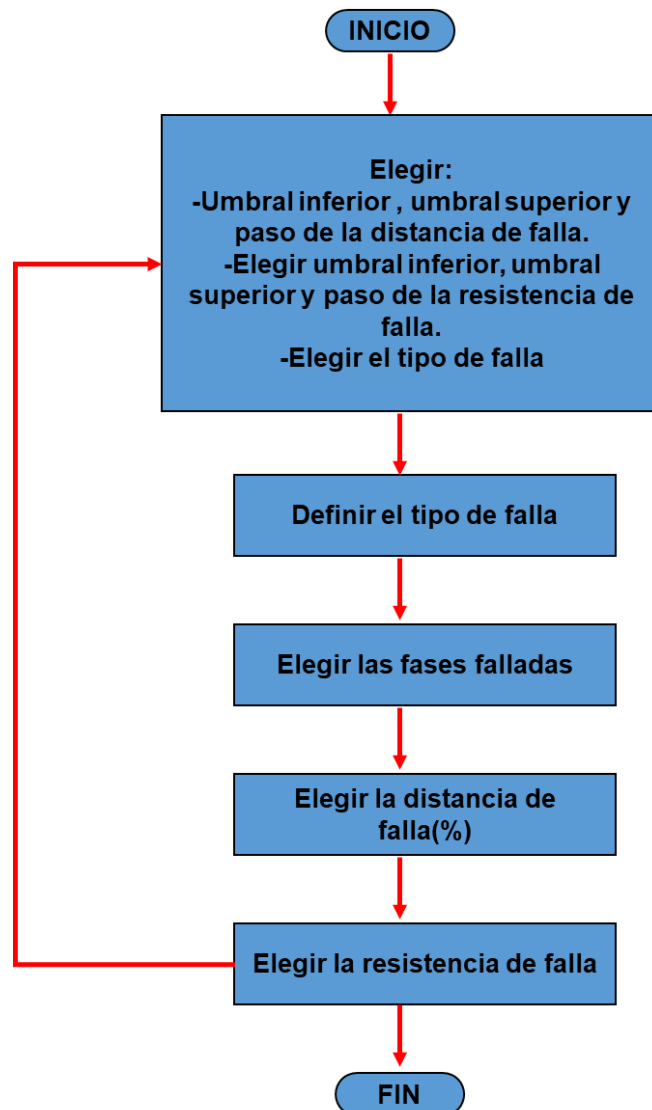


Fig. 3.9: Diagrama de flujo para la automatización de la simulación de fallas con distintos escenarios en el software DigSILENT Power Factory, en la Etapa 2.

La implementación del *script* en DPL permitió automatizar la generación de archivos en formato COMTRADE para cada escenario, cumpliendo así el Objetivo Específico 3, referido a la creación de una base de datos ordenada por tipo de falla, distancias y resistencias.

Este proceso de exportación masiva de resultados forma parte esencial de la metodología que respalda la comprobación de la Hipótesis Secundaria 2, relativa a cómo influyen las variables (tipo de falla, distancia y resistencia) en la eficiencia de los algoritmos.

3.1.3 ETAPA 3

Esta etapa consta de 2 *scripts* propios elaborados en MATLAB, definidos como: principal_1 y Leerdatos_2. El primero es el principal y ejecutará ordenadamente los demás *scripts* específicos. En este caso el *script* Leerdatos_2, reconstruye las señales de tensión y corriente a partir de los archivos CFG y .DAT obtenidos en la ETAPA 2.

3.1.3.1 Reconstrucción de las señales de corriente y de tensión a partir de los archivos tipo CFG y .DAT obtenidos en la ETAPA 1

La reconstrucción de las señales de tensión y corriente se realizan mediante la fórmula (2.15) y en la sección 2.4.1.

Los archivos CFG obtenidos en la ETAPA 2, donde se muestra información general de las señales extraídas del software DIgSILENT Power Factory, se muestran en la figura 3.10

```

*res_comt_bus1: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda 1
DIgSILENT PowerFactory,15010700,2000
2 3 4
6,06A,00D
5 6 7 8
1,:Line 23 - 24:Phase Current A/terminal i,,kA,0.00010000000,-5.026093,0.000000,5822,99998,1,1,P
2,:Line 23 - 24:Phase Current B/terminal i,,kA,0.0000100000000,-0.191724,0.000000,-61664,99998,1,1,P
3,:Line 23 - 24:Phase Current C/terminal i,,kA,0.000100000000,-8.712928,0.000000,70182,99998,1,1,P
4,:Line 23 - 24:Phase Voltage A/terminal i,,kV,0.010000000,-705.623779,0.000000,41127,99998,1,1,P
5,:Line 23 - 24:Phase Voltage B/terminal i,,kV,0.010000000,-498.007233,0.000000,979,99998,1,1,P
6,:Line 23 - 24:Phase Voltage C/terminal i,,kV,0.010000000,-549.636719,0.000000,2209,99998,1,1,P
9
1
10 11
1200.000000,1200
23/10/2022,22:51:11.000000
23/10/2022,22:51:11.000000
ASCII
1.000000

```

Fig. 3.10: Archivos CFG, obtenidos en las simulaciones de fallas para distintos escenarios en el software DIgSILENT Power Factory.

Donde:

- 1) Muestra el origen del registro de las señales, en nuestro caso el Software DlgSILENT Power Factory.
- 2) Cantidad de canales en total: 06
- 3) Cantidad de canales análogos: 06
- 4) Cantidad de canales digitales: 00
- 5) Nombre de la línea en estudio: Línea 23-24 del sistema IEEE39
- 6) Unidad de medida asociada a este canal: Corriente y Voltaje (kA)
- 7) Factor de conversión "a": 0.00010
- 8) Factor de conversión "b": -5.026093
- 9) Frecuencia del sistema: 60Hz
- 10) Frecuencia que se muestreo: 1200
- 11) Última muestra registrada: 1200

Los archivos tipo .DAT extraídos en la ETAPA 2, muestran los datos para la reconstrucción de señales de tensión y corriente y se detallan en la Figura 3.11.

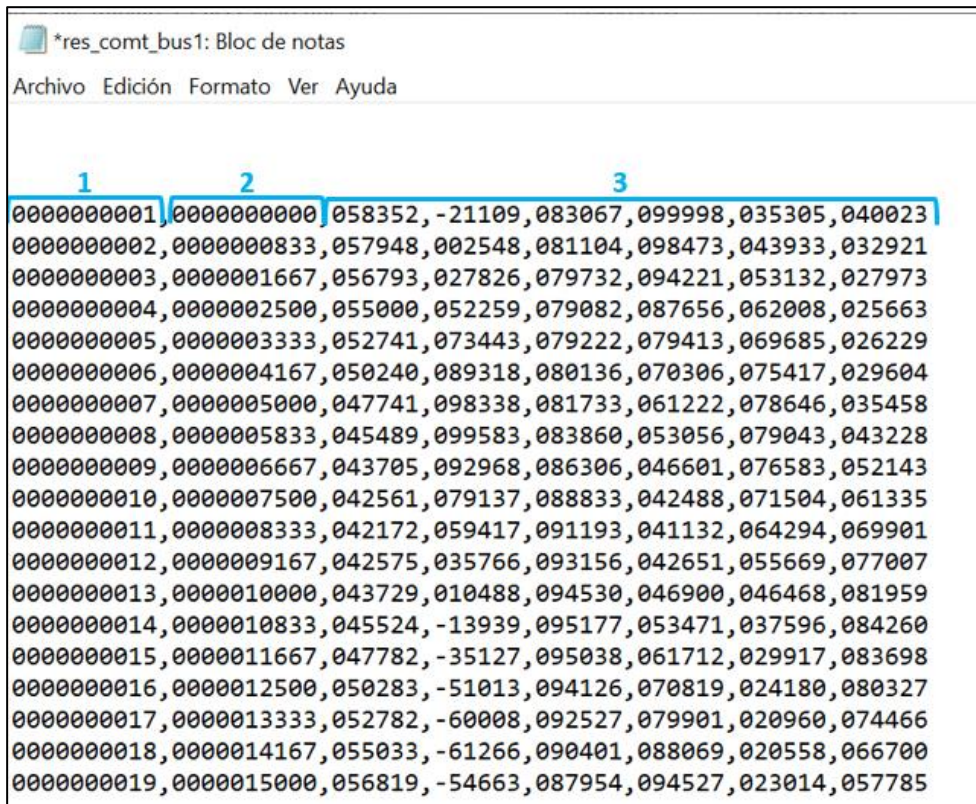


Fig. 3.11: Archivos .DAT, obtenidos en las simulaciones de fallas para distintos escenarios en el software DlgSILENT Power Factory.

Donde:

- 1) Corresponde al número de muestra registrada.
- 2) Corresponde al tiempo del registro de la muestra (en microsegundos).
- 3) Corresponde a los valores registrados en cada canal, para nuestro caso 3 valores de corriente y 3 valores de tensión.

En la Figura 3.12, se muestra el diagrama de flujo del *script* Leerdatos_2, implementado en MATLAB, que permite la reconstrucción de las señales analógicas instantáneas en el dominio del tiempo de tensión y corriente.

Mediante este procedimiento de lectura y reconstrucción de señales en MATLAB, se alcanza el Objetivo Específico 4, que consiste en “Implementar un programa en MATLAB para leer y reconstruir las señales de tensión y corriente en el dominio del tiempo”. Este logro es un paso fundamental para el análisis fasorial posterior.

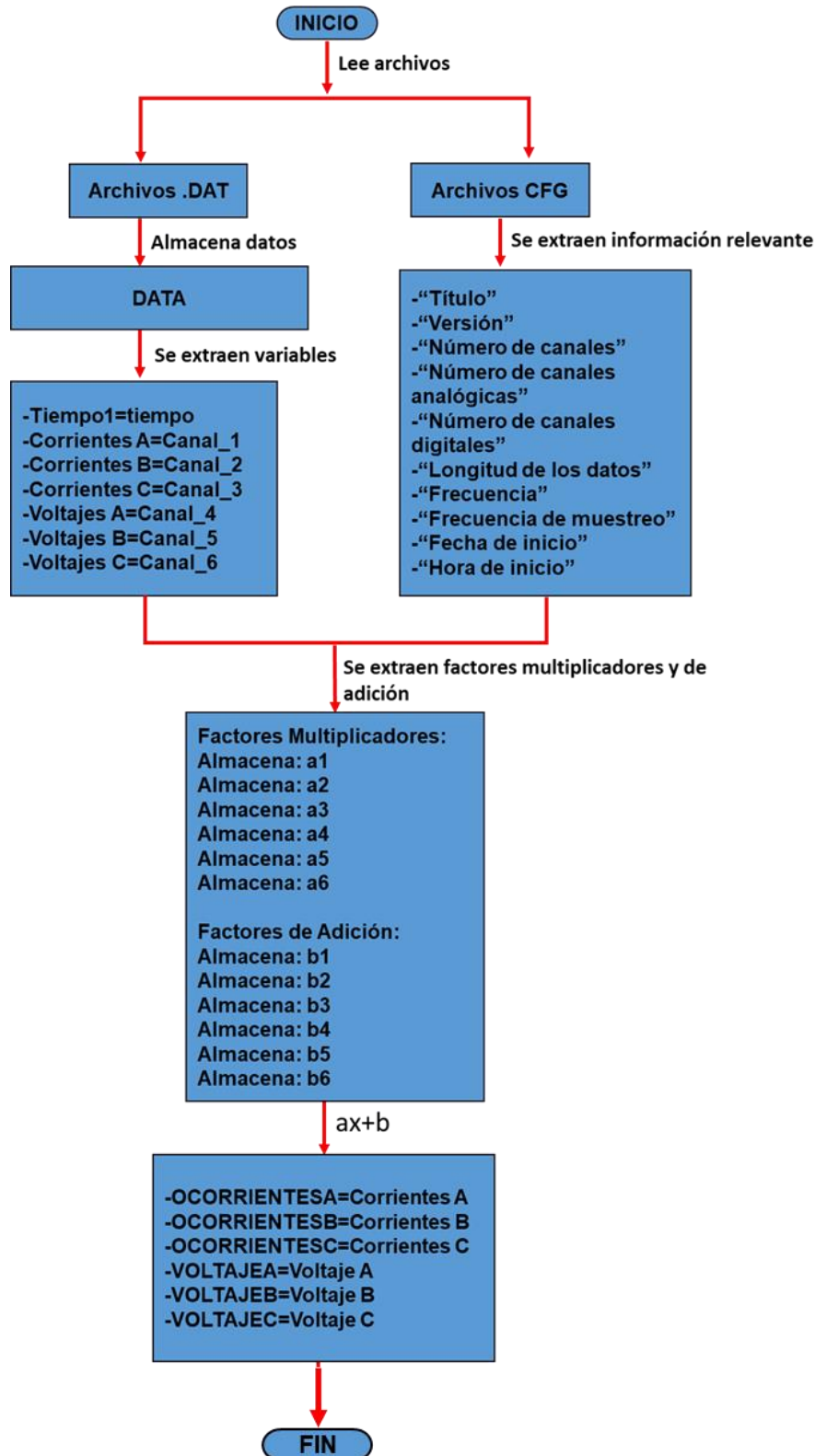
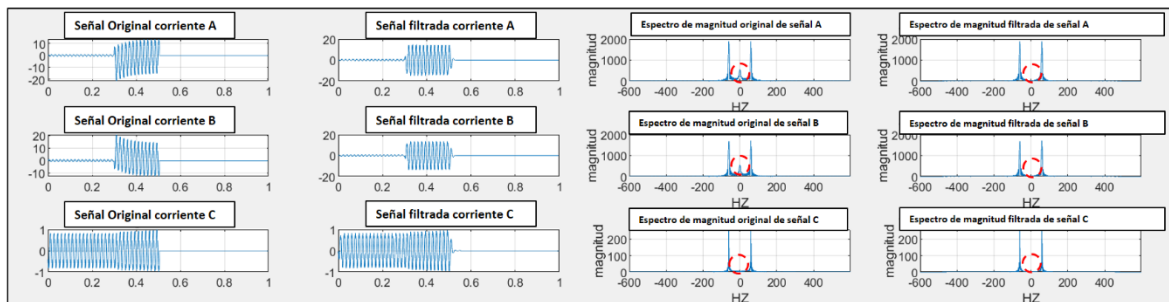


Fig. 3.12: Diagrama de flujo para la reconstrucción de las señales de tensión y corriente en dominio del tiempo extraídos desde los archivos CFG y .DAT.

3.1.3.2 Filtración de señales:

Como se detalló en el punto 2.2, se aplicó un proceso de filtrado para las señales de tensión y corriente aún en el dominio del tiempo, utilizando los *scripts*: *tf_reemplazo_4* y *h.m*.

Estos *scripts* utilizan un filtro elíptico tipo pasa bajo, cuya característica principal es su respuesta en frecuencia con una atenuación constante en la banda de rechazo, eliminando las señales con frecuencia fuera del rango de paso. Este filtro demostró mejor rendimiento en comparación con los filtros: Butterworth y Chebyshev, eliminando las componentes de ruido de alta frecuencia con mayor precisión sin perjudicar las señales originales. El filtro Elíptico es un filtro del tipo IIR (Filtro de respuesta infinita al impulso) y tiene un tiempo de respuesta menor que los otros filtros. En la Figura 3.13, se muestran las señales de corrientes originales en el dominio del tiempo y sus señales filtradas con el filtro basa bajos (columnas 1 y 2). Asimismo, se muestran los espectros de magnitud original de las señales de corriente de la fase A (columnas 3 y 4), donde se eliminan las señales de frecuencia no deseadas.



• **Fig. 3.13:** Efecto del filtro Elíptico pasa bajos sobre la señal de corriente (fase A)

Para el diseño del filtro elíptico se tomaron en consideración los siguientes parámetros:

- Frecuencia de muestreo (f_s): 1200 Hz, Este valor fue elegido para asegurar una alta resolución en la señal digitalizada, permitiendo representar adecuadamente las variaciones rápidas de la señal sin aliasing.
- Orden del filtro (N): 1, El orden del filtro define cuántos coeficientes de la función de transferencia se utilizan. Un filtro de primer orden fue seleccionado por su simplicidad y eficacia en esta aplicación, ya que un orden mayor no aportaría una mejora significativa en la atenuación de frecuencias fuera de la banda de paso en este caso.

- Ondulación de la banda de paso (R_p): 0.05%, La ondulación en la banda de paso controla la variación permitida en la magnitud de las señales dentro de la banda de paso. Este valor pequeño asegura que las señales dentro de la banda de paso no se distorsionen significativamente.
- Atenuación en la banda de rechazo: 30 dB, La atenuación en la banda de rechazo define cuánta reducción en la magnitud se realiza para las frecuencias fuera de la banda de paso. Un valor de 30 dB proporciona una supresión efectiva de las frecuencias no deseadas.
- Frecuencias de corte (f_c): 0.095 Hz y 0.105 Hz, Estas frecuencias fueron seleccionadas para definir el rango de frecuencias permitidas para pasar a través del filtro. Las señales con frecuencias fuera de este rango son atenuadas, lo que permite eliminar el ruido de alta frecuencia sin afectar la señal útil.

Este filtro elíptico demostró ser el más adecuado en comparación con otros filtros como Butterworth y Chebyshev, ya que ofreció una mayor precisión en la eliminación del ruido de alta frecuencia, sin comprometer la calidad de las señales originales.

Tabla 3.1: Parámetros para el diseño del filtro elíptico

Variable	Descripción	Valores/Unidades
t	Tiempo discreto	Segundos
fs	Frecuencia de muestreo	Hz (1200Hz en este caso)
N	Orden del filtro	1
R_p	Ondulación de la banda de paso	0.05%
f_c	Frecuencia de corte	Hz (depende de fs y las frecuencias normalizadas)
a,b	Coefficiente del filtro	[b, a]=elip (1, 0.05, 30, [0.095, 0.105])
OCORRIENTESA, OCORRIENTESB, OCORRIENTES C	Señales de entrada (Corriente)	A
VOLTAJEA, VOLTAJEB, VOLTAJE C	Señales de entrada (Voltaje)	kV
sfiltradaca, sfiltradacb, sfiltradacc	Señales de salida (corriente filtrada)	Amperios

Tabla 3.1: (Continuación)		
sfiltradava, sfiltradavb, sfiltradavc	Señales de salida (voltaje filtrada)	Voltios

En la Figura 3.14, se detalla el diagrama de flujo del *script* `tf_reemplazo_4` y `h.m`, implementado en MATLAB, que permite la filtración de las señales originales en el dominio del tiempo, de corrientes y tensiones del extremo inicial de la línea 23-24 del sistema IEEE39.

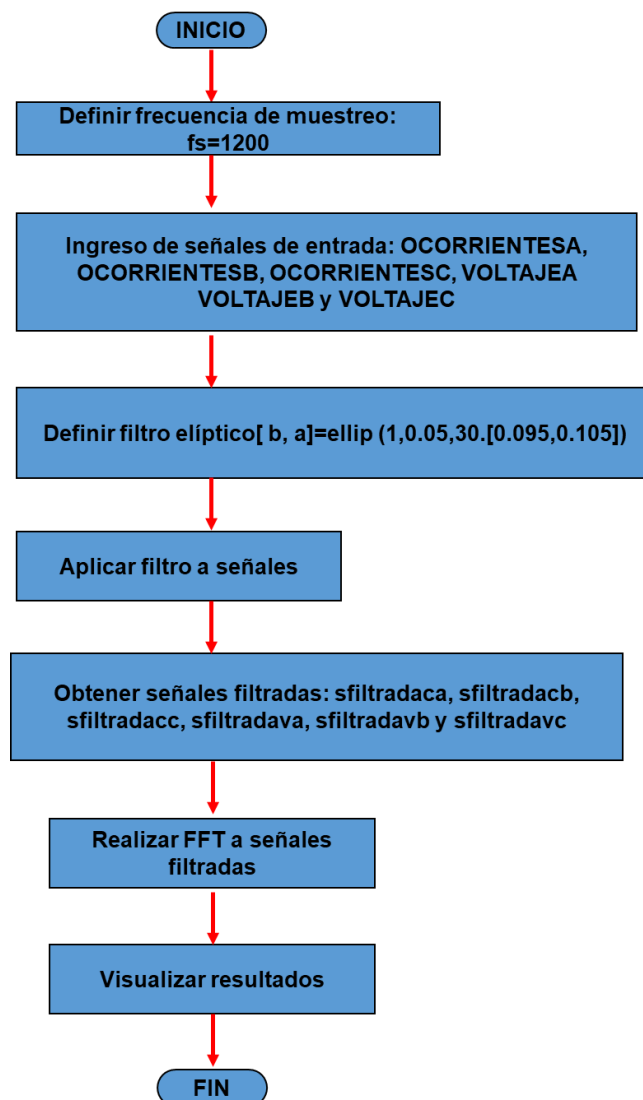


Fig. 3.14: Implementación de un filtro elíptico para el análisis de señales de tensión y corriente

La aplicación del filtro elíptico pasa bajo cumple el Objetivo Específico 5, centrado en “Implementar filtros para las señales (tensión y corriente) en MATLAB”. Gracias a ello, se consigue una mejor calidad de las señales para la etapa de análisis y se reduce el error en la localización de fallas, apoyando así la verificación de la Hipótesis Secundaria 1, puesto que la exactitud depende, entre otros factores, de señales libres de ruido.

3.1.4 ETAPA 4:

En esta etapa las señales de tensión y corriente filtradas en la Etapa 3, son convertidas al dominio de la frecuencia, mediante la transformada discreta de Fourier (DFT), obteniendo así las señales fasoriales filtradas.

3.1.4.1 Utilización de la Transformada Discreta de Fourier:

Como se explicó en el capítulo II, los algoritmos de localización de fallas, utilizan señales del tipo fasorial. Por ello, es necesario aplicar la Transformada Discreta de Fourier para la reconstrucción de las señales de voltaje y corriente simuladas en la sección 3.3.3.

Para la obtención de los fasores de voltaje y corriente se ha realizado una modificación en la ecuación (2.2) reemplazando wT por $\frac{2\pi}{N}$ con T igual a dt y $w=2\pi f_n$, con dt y f_n expresados en la Tabla 3. De esta forma, la ecuación (2.2) queda representada por la siguiente expresión:

$$F(I,V)=\frac{\sqrt{2}}{N}\sum_{k=0}^{N-1}(I,V)k^e\frac{j2\pi k}{N} \quad (3.1)$$

Para facilitar la iteración de la sumatoria en la ecuación (3.1) se separan las soluciones de ésta en sus correspondientes partes reales e imaginarias, tal como se indica en las ecuaciones (3.2) y (3.3):

$$F(I,V)_r=\sum_{k=0}^{N-1}(I,V)_k\cos\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \quad (3.2)$$

$$F(I,V)_i=\sum_{k=0}^{N-1}(I,V)_k\operatorname{sen}\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \quad (3.3)$$

Luego, procesando la parte real e imaginaria de la sumatoria, se calculan los fasores de corriente y tensión mediante la ecuación:

$$F(I,V)=\frac{\sqrt{2}}{N}\sqrt{F(I,V)_r^2+F(I,V)_i^2} \quad (3.4)$$

En la Figura 3.15, se detalla el diagrama de flujo del *script* ventana_prueba_5, implementado en MATLAB, que permite la reconstrucción de las señales de tensión y corriente a partir de la Transformada Discreta de Fourier en el dominio de la frecuencia.

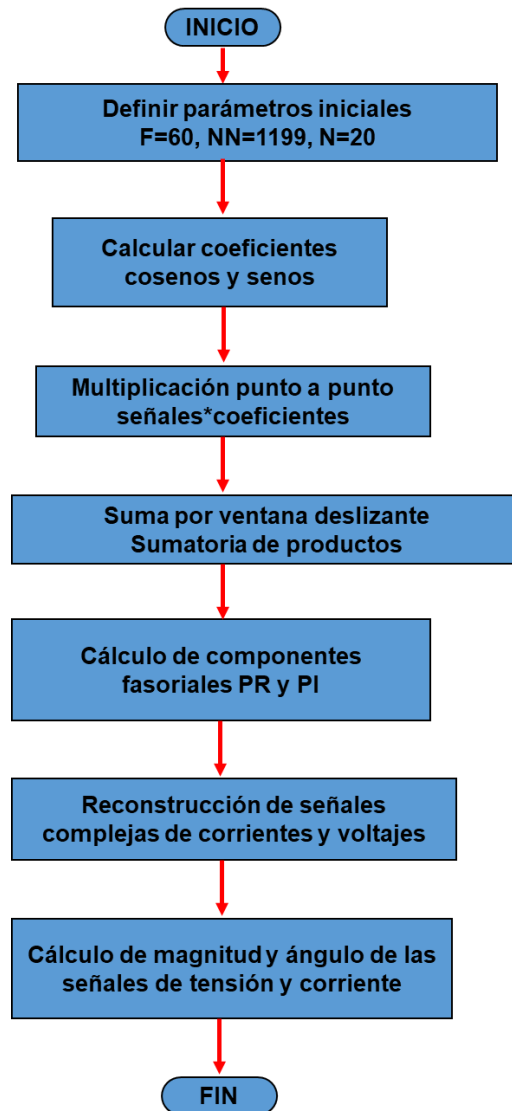


Fig. 3.15: Reconstrucción fasorial de señales de tensión y corriente

Al aplicar la Transformada Discreta de Fourier para obtener los fasores de tensión y corriente, se cumple el Objetivo Específico 6, relativo a “Transformar al dominio de la frecuencia las señales exportadas del DIgSILENT Power Factory”.

3.1.4.2 Identificación del índice de falla:

Para identificar el momento de la falla se elaboró un con *script* `Calcu_VARR_6`, con una lógica que primeramente compara las diferencias sucesivas de las señales de tensión y corriente las cuales presentan un valor casi constante antes de la falla. Posterior a la falla se observan valores con cambios bruscos en la diferencia ya descrita, por lo que el programa almacenará este índice para cada señal de corriente de cada fase (`indice_a`, `indice_b`, `indice_c`). Luego, compararan los índices almacenados de las tres fases, eligiendo el menor (`indice_min`). Esta comparación de las diferencias para cada valor de las corrientes de las señales de corriente se realiza bajo un umbral que para nuestro caso fue definido como: 0.004080529.

En la figura 3.16, se detalla el diagrama de flujo del *script* `Calcu_VARR_6`, implementado en MATLAB, que permite la identificación del momento que ocurre la falla en las señales de corriente.

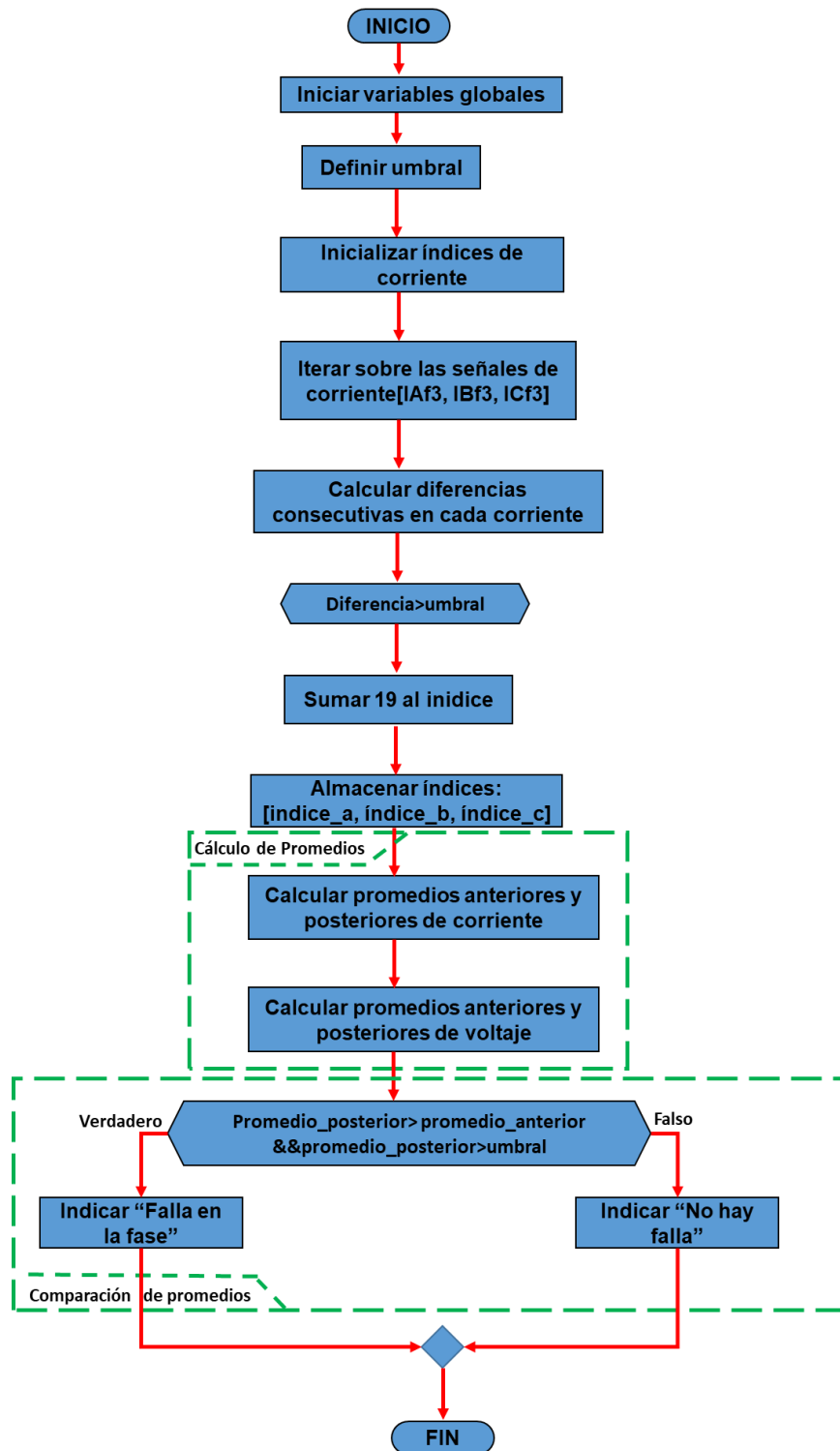


Fig. 3.16: Diagrama de flujo del cálculo de promedios en el análisis de fallas de señales de tensión y corriente

La metodología implementada en el *script* *Calcu_VARR_6* permite determinar los tiempos de falla en cada escenario, alcanzando así el Objetivo Específico 7, que plantea la necesidad de establecer el instante exacto en que ocurre la falla en la simulación.

3.1.4.3 Clasificación del tipo de falla:

Para la clasificación del tipo de falla el *script* Calcu_VARR_6, también realiza la lógica de almacenar un “1” si en la fase analizada ocurre una falla y con un “0” en caso contrario.

La clasificación de las fallas como monofásicas, bifásica, bifásica tierra y trifásica, se basó la siguiente lógica, mostrada en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Clasificación del tipo de falla con la asignación de “0” y “1”, para las señales de tensión y corriente

Falla	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Tensión fase sana	Tipo de falla
Monofásica a tierra A	1	0	0	-	A
Monofásica a tierra B	0	1	0	-	B
Monofásica a tierra C	0	0	1	-	C
Bifásica A-B	1	1	0	< 230 V	AB
Bifásica A-B a tierra	1	1	0	> 230 V	AB_tierra
Bifásica B-C	0	1	1	< 230 V	BC
Bifásica B-C a tierra	0	1	1	> 230 V	BC_tierra
Bifásica A-C	1	0	1	< 230 V	AC
Bifásica A-C a tierra	1	0	1	> 230 V	AC_tierra
Trifásica	1	1	1	-	Trifásica
Sin falla	0	0	0	-	Sin falla

La clasificación precisa de fallas constituye el Objetivo Específico 8, “Identificar el tipo de falla ocurrido para cada escenario”, validando así lo simulado en DIGSILENT Power Factory y garantizando coherencia en la base de datos de fallas. Este paso se vincula con la Hipótesis Secundaria 2, pues distinguir el tipo de falla ayuda a medir cómo cada algoritmo maneja las diferentes modalidades de corto circuito.

3.1.4.4 Cálculo de las señales de corriente y tensión promedios antes y después de la falla:

Se desarrollaron en MATLAB, los *scripts* precalc_8 y valores_finales_9, los cuales capturan 20 muestras de señales tanto de tensión como de corriente, en condiciones de pre-falla y 20 muestras de dichas señales después del primer ciclo posterior a la falla. Esto con el fin de simular el tiempo que tarda en disparar el interruptor antes de despejar una falla en una línea de transmisión.

Posteriormente, se calcula los promedios para las señales de tensión en condiciones de pre-falla, los cuales se designan como:

- Tensiones de pre_falla:
VAPROM_pre, VBPROM_pre, VCPROM_pre
- Corrientes de pre_falla:
CAPROM_pre CBPROM_pre CCPROM_pre
- Tensiones de falla:
VA_Falla VB_Falla VC_Falla
- Corrientes de falla:
CA_Falla CB_Falla CC_Falla;

Este paso cumple el Objetivo Específico 9, que propone “Calcular fasorialmente las corrientes y tensiones de prefalla y posfalla”. Gracias a ello, disponemos de la información para comparar el comportamiento del sistema antes y después de la falla con la precisión requerida para los algoritmos.

3.1.4.5 Cálculo de los valores de secuencia:

Para la estimación de los valores de tensión y corriente de secuencia positiva, negativa y cero, se desarrolló el *script*: Fortescue_10; el cual descompone las señales de tensión y corriente, según se explicó en la sección 2.3:

- Para las corrientes con falla:

$$ia0_f = 1/3 \cdot (CA_Falla + CB_Falla + CC_Falla)$$

$$ia1_f = 1/3 \cdot (CA_Falla + a \cdot CB_Falla + a^2 \cdot CC_Falla)$$

$$ia2_f = 1/3 \cdot (CA_Falla + a^2 \cdot CB_Falla + a \cdot CC_Falla)$$
- Para las tensiones con falla:

$$va0_f = 1/3 \cdot (VA_Falla + VB_Falla + VC_Falla)$$

$$va1_f = 1/3 \cdot (VA_Falla + a \cdot VB_Falla + a^2 \cdot VC_Falla)$$

$$va2_f = 1/3 \cdot (VA_Falla + a^2 \cdot VB_Falla + a \cdot VC_Falla)$$
- Para las corrientes pre_falla:

$$ia0_pre = 1/3 \cdot (CAPROM_pre + CBPROM_pre + CCPROM_pre)$$

$$ia1_pre = 1/3 \cdot (CAPROM_pre + a \cdot CBPROM_pre + a^2 \cdot CCPROM_pre)$$

$$ia2_pre = 1/3 \cdot (CAPROM_pre + a^2 \cdot CBPROM_pre + a \cdot CCPROM_pre)$$

- Para las tensiones pre_falla:

$$va0_pre = 1/3 \cdot (VAPROM_pre + VBPR0M_pre + VCPROM_pre)$$

$$va1_pre = 1/3 \cdot (VAPROM_pre + a \cdot VBPR0M_pre + a^2 \cdot VCPROM_pre)$$

$$va2_pre = 1/3 \cdot (VAPROM_pre + a^2 \cdot VBPR0M_pre + a \cdot VCPROM_pre)$$

3.1.5 ETAPA 5: Implementación de Los algoritmos:

Para la etapa 5, se desarrolló el *Script*: Algoritmos_11, el cual implementa los algoritmos de Reactancia Simple, Takagi, A. Phadke y Novosel, utilizando la formulación específica para el tipo de falla, según la sección 2.5.2, discriminando las fases con falla que se definieron con el *Script*: Calcu_VARR_6, en la sección 3.1.4.3.

La Figura 3.17, se detalla el diagrama de flujo para la ejecución de los algoritmos de localización de distintos tipos de falla:

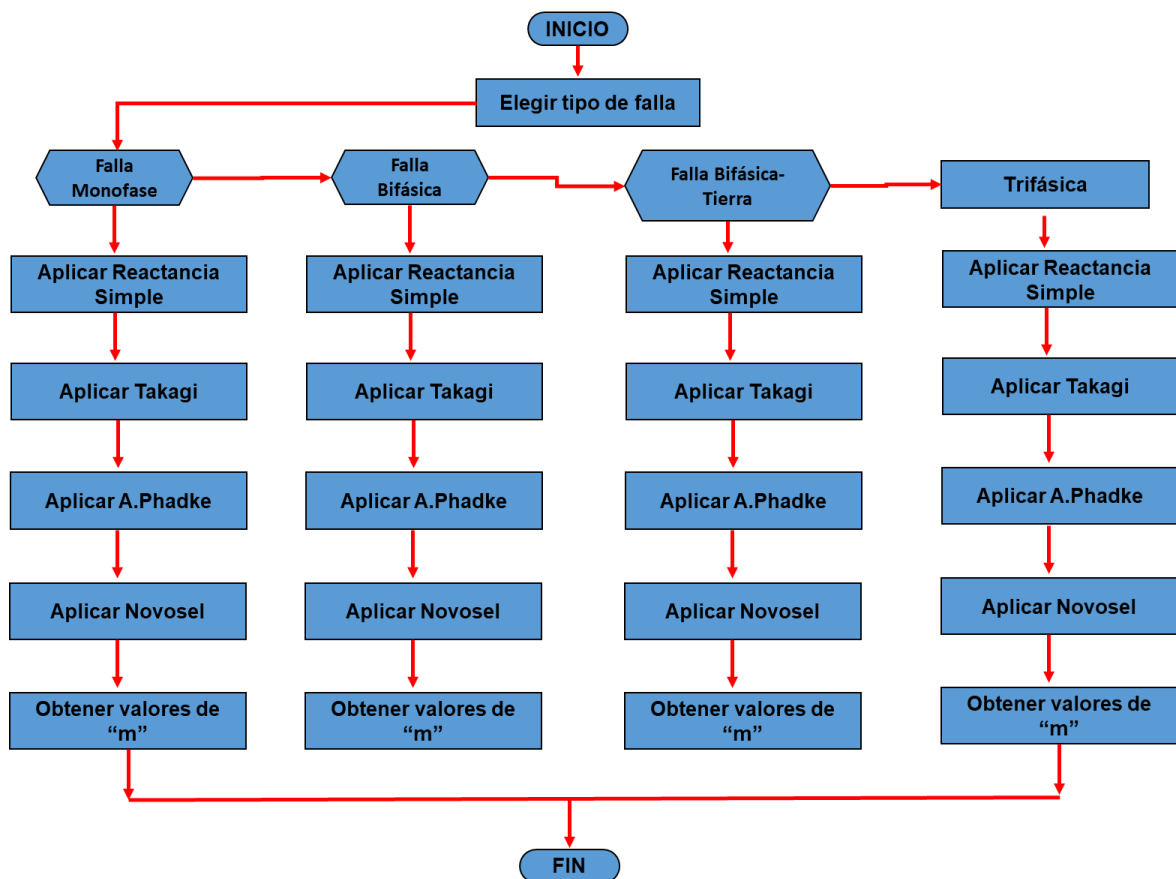


Fig. 3.17: Diagrama de flujo para la localización de fallas en la línea 23-24 del modelo IEEE39, utilizando algoritmos de impedancia

Al programar los algoritmos de Reactancia Simple, Takagi, A. Phadke y Novosel en MATLAB, se cumple el Objetivo Específico 10.

Finalmente, el Objetivo Específico 11, relacionado con “Comparar los resultados de la eficiencia de los algoritmos de localización”, se abordará en el siguiente capítulo.

De esta manera, se avanza en la validación de la Hipótesis Principal, puesto que cada algoritmo se somete a distintas condiciones (tipo y distancia de falla, así como resistencia) para comprobar que algunos métodos basados en la impedancia presentan mayor precisión que otros, dependiendo de las características de la falla.

Asimismo, se cubren las Hipótesis Secundarias 1, 3 y 4, referentes a la mejora de la precisión, la reducción de costos y la disminución de tiempos de corte, pues la aplicación de estos algoritmos sienta las bases para localizar más rápido las fallas y restablecer el servicio eléctrico con mayor eficiencia.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados del estudio, orientado a evaluar la eficiencia de los algoritmos basados en impedancia (Reactancia Simple, Takagi, Phadke y Novosel) en la localización de fallas en la línea 23-24 del modelo IEEE39. Las simulaciones en DlgSILENT Power Factory y los *scripts* en MATLAB actúan solo como herramientas para generar y procesar los datos (tensión y corriente), asegurando que el foco se mantenga en comparar el error de cada algoritmo, validando la hipótesis principal y las hipótesis secundarias.

4.1 Análisis:

En este capítulo se presentan los resultados de la investigación enfocados en la comparación de la eficiencia de los algoritmos utilizados. Los resultados se presentan en el siguiente orden:

- Resultado de las oscilografías para los distintos tipos de fallas en el software DlgSILENT Power Factory.
- Reconstrucción de las oscilografías para los distintos tipos de fallas en MATLAB, con *script* propio.
- Comparación del Error (%) vs. Distancia de falla (%), para cada tipo de falla.
- Comparación de Error(km) vs. Distancia de falla (%), para cada tipo de falla.

4.2 Resultados de la investigación:

Para generar las oscilografías, se implementó una metodología basada en la simulación de fallas mediante el software DlgSILENT Power Factory, posteriormente, se comprobó que es posible reproducir las oscilografías en MATLAB con un *Script* personalizado, a través de los archivos COMTRADE (CFG y .DAT).

La Figura 4.1 presenta un caso ejemplar de una falla trifásica con las siguientes condiciones de simulación:

- Duración de la simulación: 1s
- Paso de integración de la simulación:0.0001s
- Inicio de la simulación: 0s
- Inicio de la falla: 0.3s
- Fin de falla (no se considera despeje de la falla): 1s
- falla trifásica al 50% (69,43125 km)

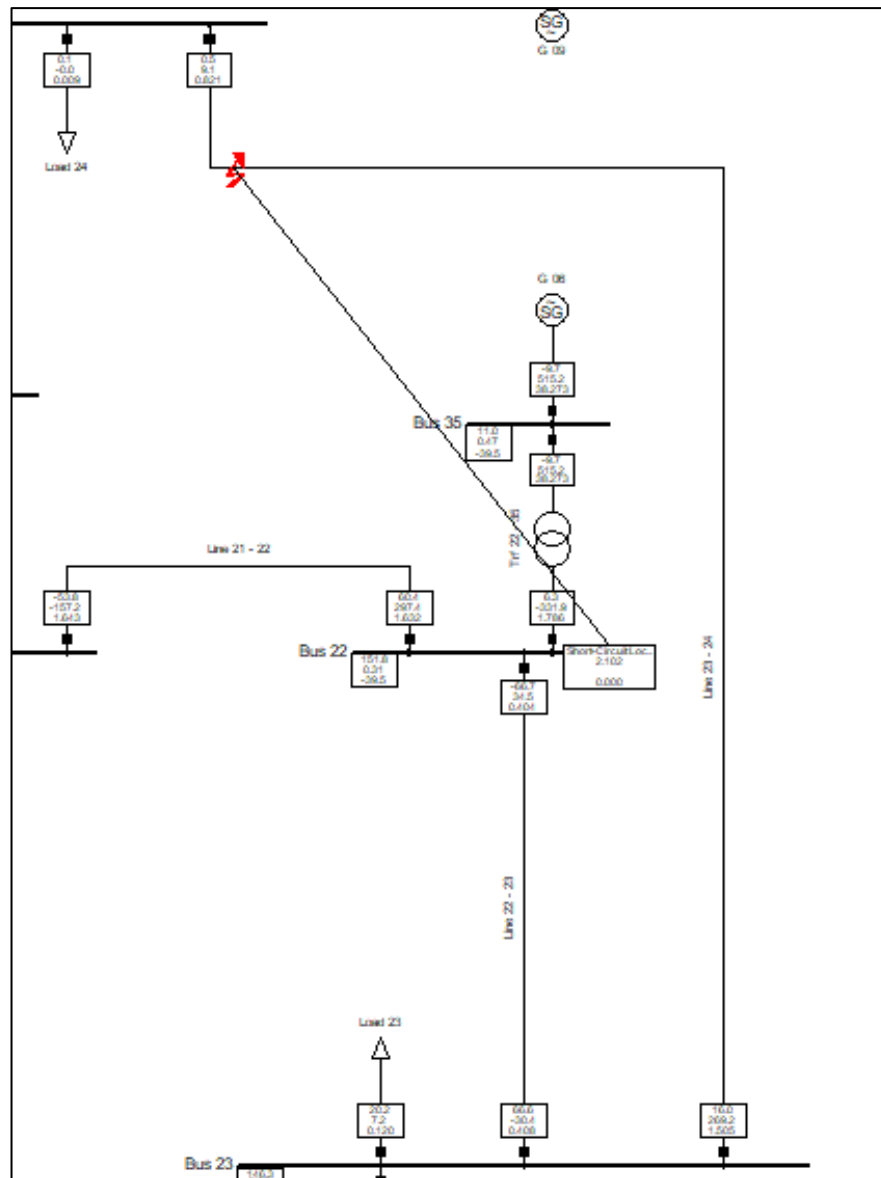


Fig. 4.1: Simulación de fallas en DigSILENT Power Factory

4.2.1 Simulación de fallas en el software Power Factory-Generación de gráficas de voltaje de un extremo de la línea:

A continuación, se muestran las sociografías de las tensiones en las diferentes fases:

a) Fase A:

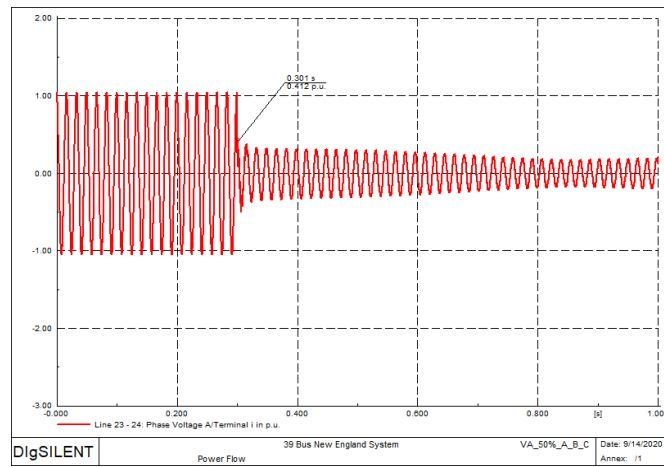


Fig. 4.2: Oscilografía del voltaje en la fase A

b) Fase B:

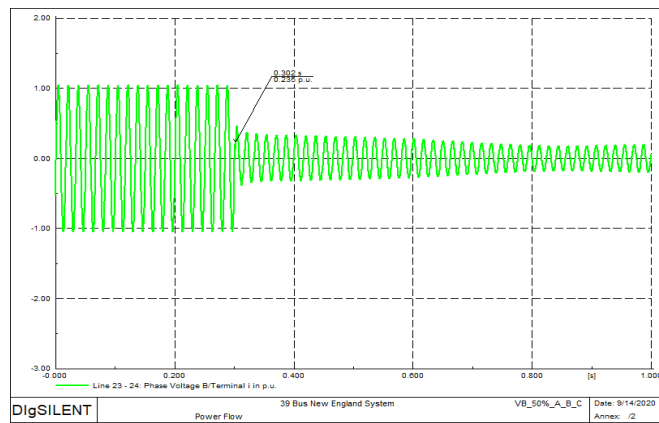


Fig. 4.3: Oscilografía del voltaje en la fase B

c) Fase C:

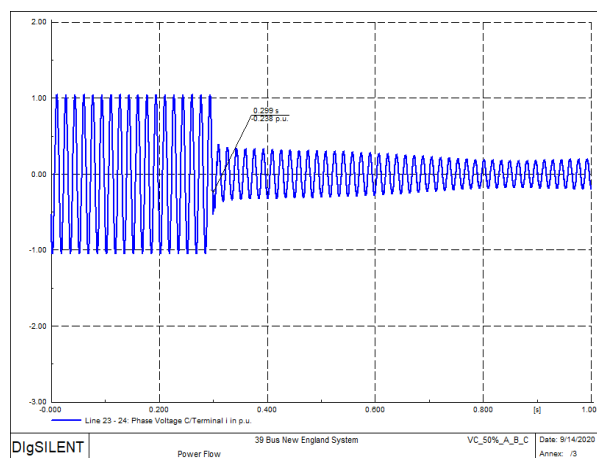


Fig. 4.4: Oscilografía del voltaje en la fase C

4.2.2 Simulación de fallas en el software Power Factory-Generación de gráficas de corriente de un extremo de la línea:

A continuación, se muestran las oscilografías de las corrientes:

d) Fase A

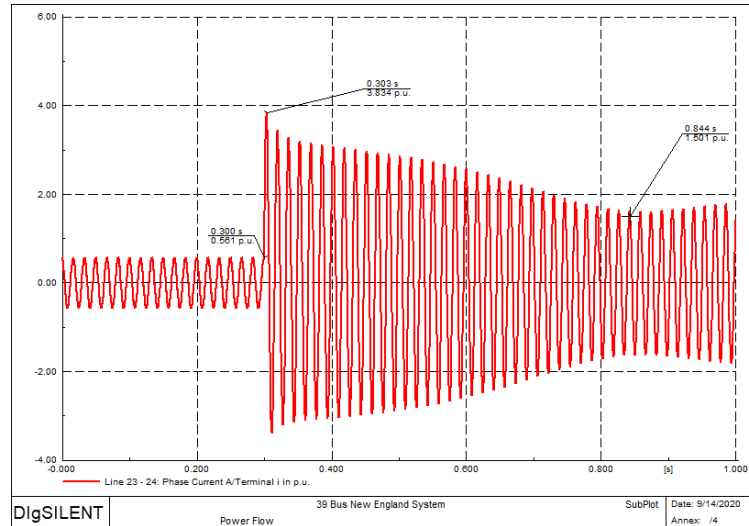


Fig. 4.5: Oscilografía de corriente en la fase A

e) Fase B

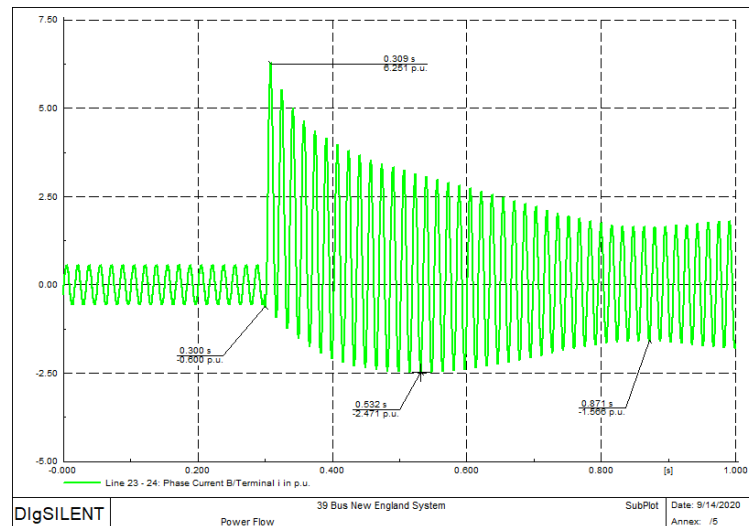


Fig. 4.6: Oscilografía de corriente en la fase B

f) Fase C:

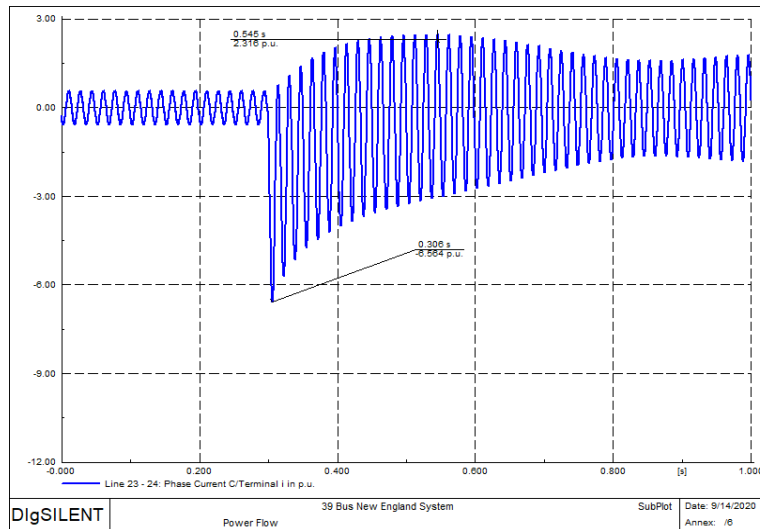


Fig. 4.7: Oscilografía de corriente en la fase C

4.3: Reconstrucción oscilográfica de señales analógicas de voltaje y corriente a partir de archivo COMTRADE en MATLAB

A partir de los archivos COMTRADE (CFG y .DAT), se reconstruyeron las oscilografías de voltaje y corriente mediante el programa realizado en MATLAB (ANEXO A3). Verificándose la similitud de la oscilografías iniciales realizadas en DlgSILENT Power Factory.

a) Voltaje en la Fase A:

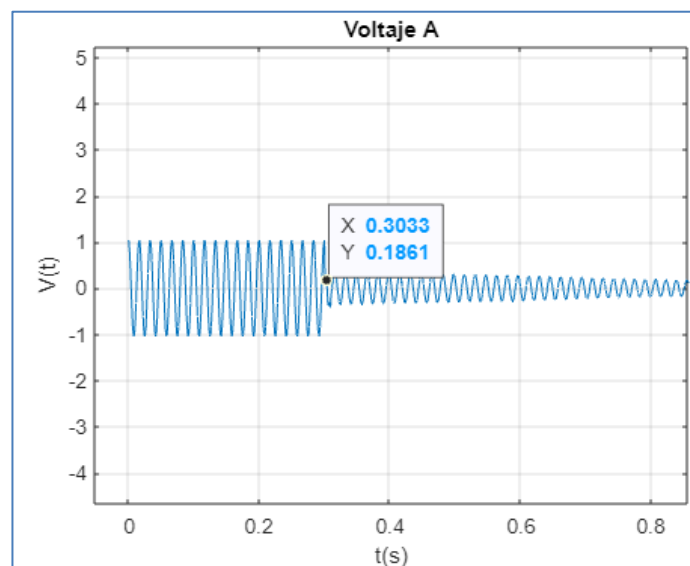


Fig. 4.8: Oscilografía del voltaje en la fase A en MATLAB

b) Voltaje en la fase B:

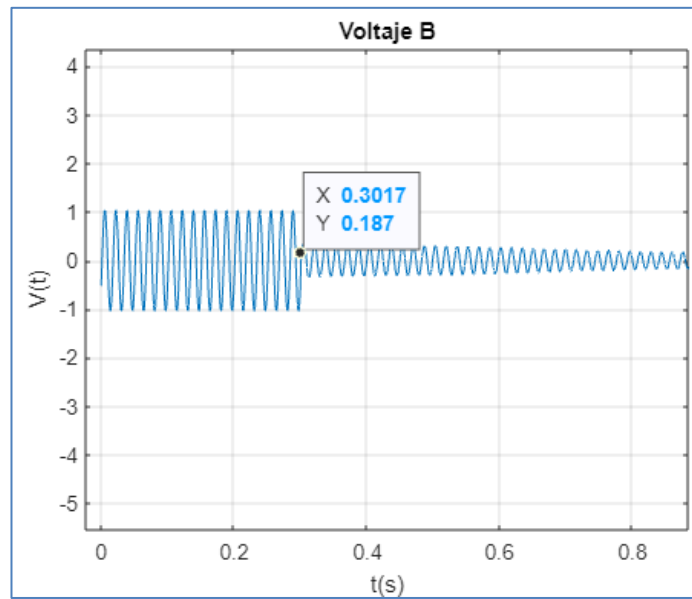


Fig. 4.9: Oscilografía del voltaje en la fase B en MATLAB

c) Voltaje en la fase C:

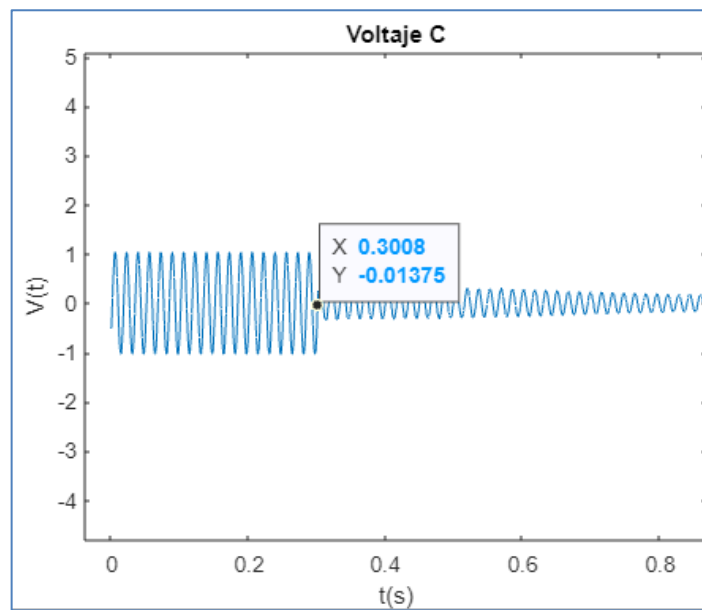


Fig. 4.10: Oscilografía de voltaje en la fase C en MATLAB

d) Corriente en la fase A:

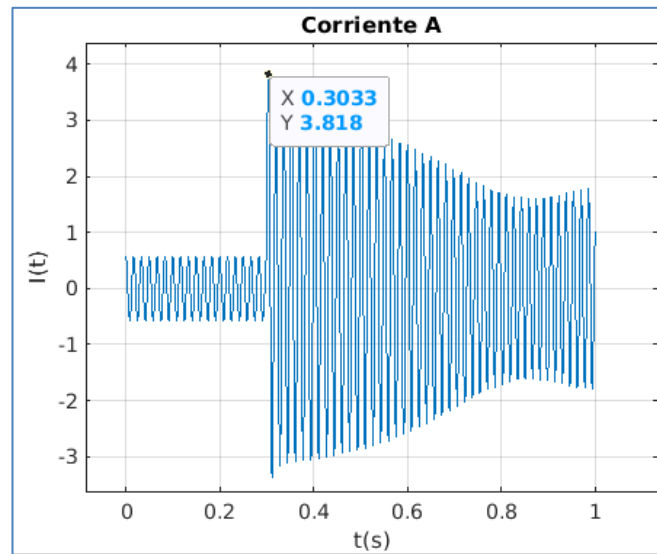


Fig. 4.11: Oscilografía de corriente en la fase A en MATLAB

e) Corriente en la fase B:

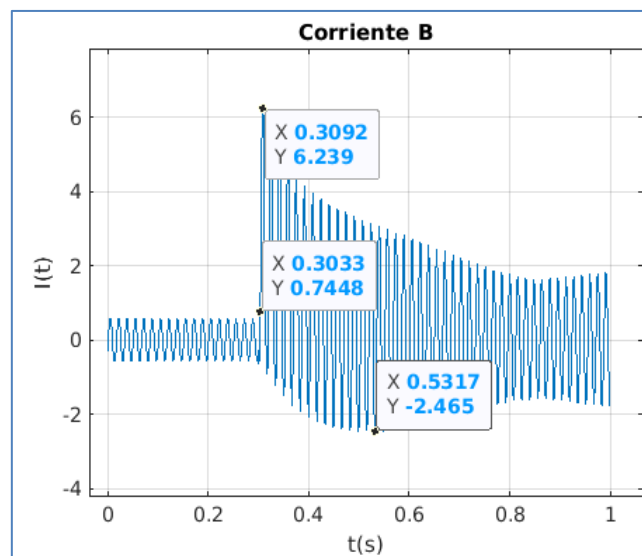


Fig. 4.12: Oscilografía de corriente en la fase B en MATLAB

f) Corriente en la fase C:

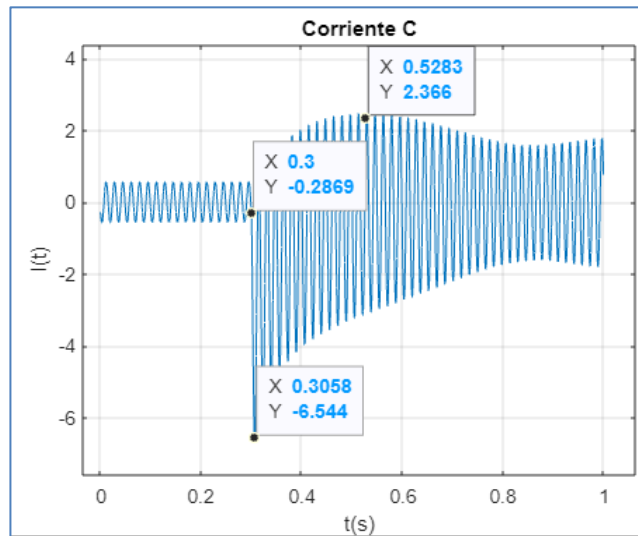


Fig. 4.13: Oscilografía de corriente en la fase C en MATLAB

4.4: Contrastación de la Hipótesis

En el presente trabajo se considera un análisis cuantitativo entre la distancia de falla simulada y la distancia de falla medida por el programa en kilómetros, lo que hace posible la contrastación de la eficiencia entre los algoritmos utilizados. Este análisis permite evaluar de manera objetiva el margen de error en la localización de las fallas, validando la precisión de los algoritmos y demostrando su aplicabilidad en la mejora de los sistemas de protección.

Asimismo, los resultados y algoritmos presentados en esta tesis, sin dejar de ser una investigación académica, quedan disponibles para ser utilizados por las empresas que operan líneas de transmisión como herramienta complementaria para realizar cálculos externos a los localizadores integrados en sus dispositivos localizadores de falla.

A continuación, se presentan las gráficas de errores que relacionan el error con la distancia de falla, para los distintos tipos de falla:

4.4.1 Falla trifásica:

4.4.1.1: Resistencia de falla: 0 Ω

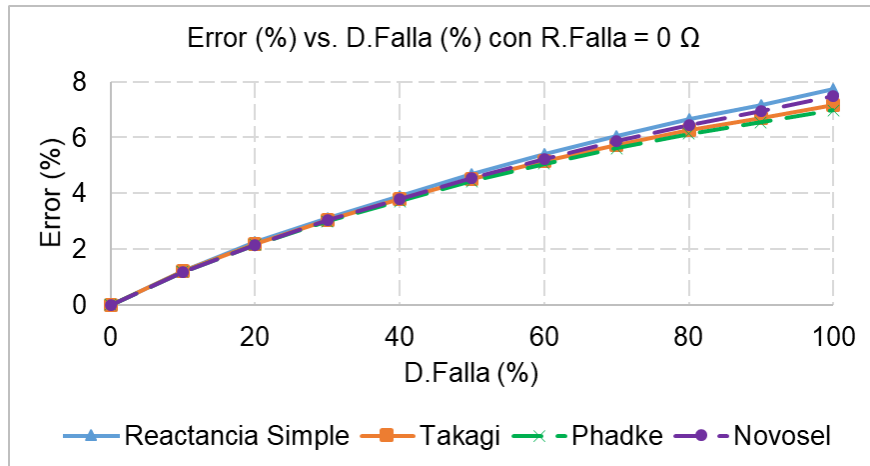


Fig. 4.14: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica con 0 Ω

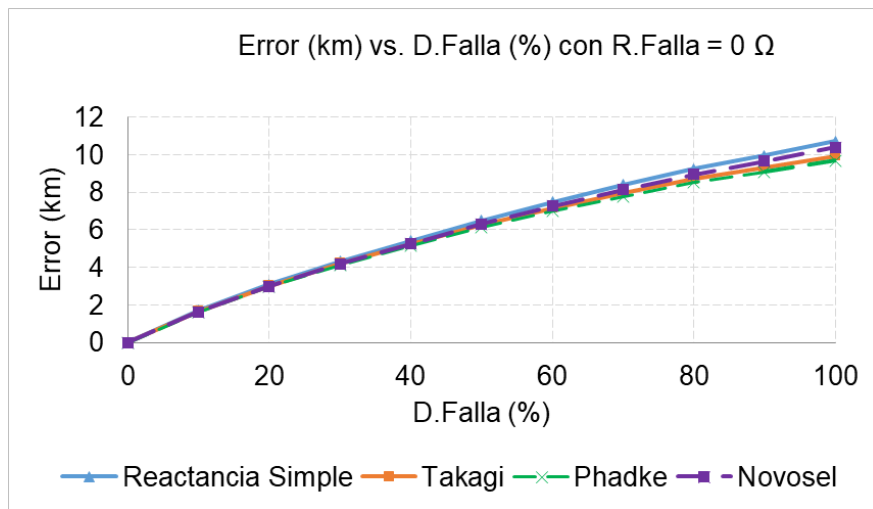


Fig. 4.15: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica con 0 Ω

4.4.1.2: Resistencia de falla: 5 Ω

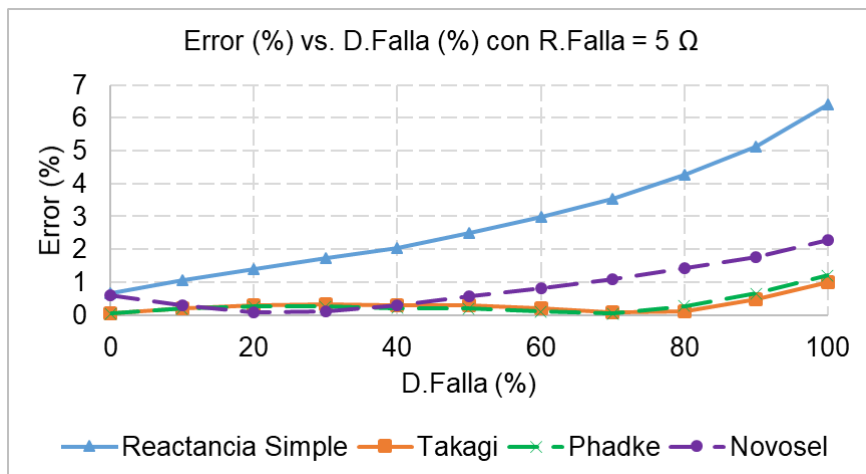


Fig. 4.16: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica con 5 Ω

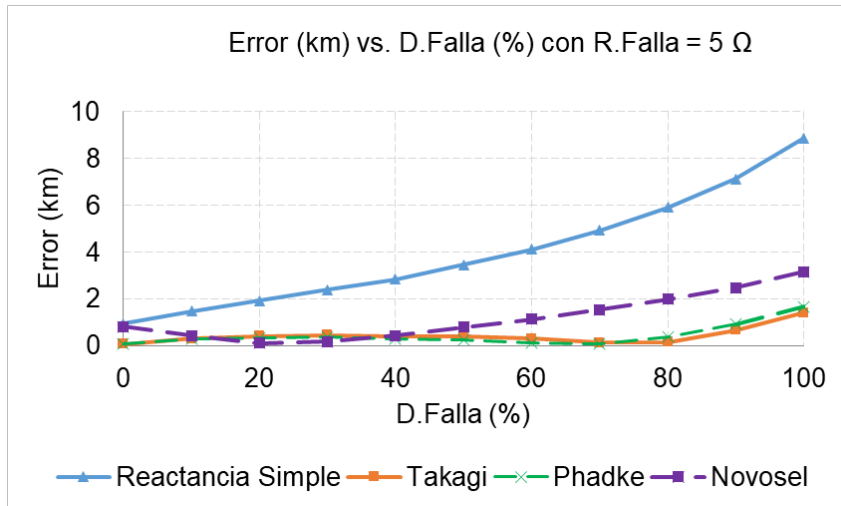


Fig. 4.17: Error(km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 5 Ω

4.4.1.3: Resistencia de falla: 10 Ω

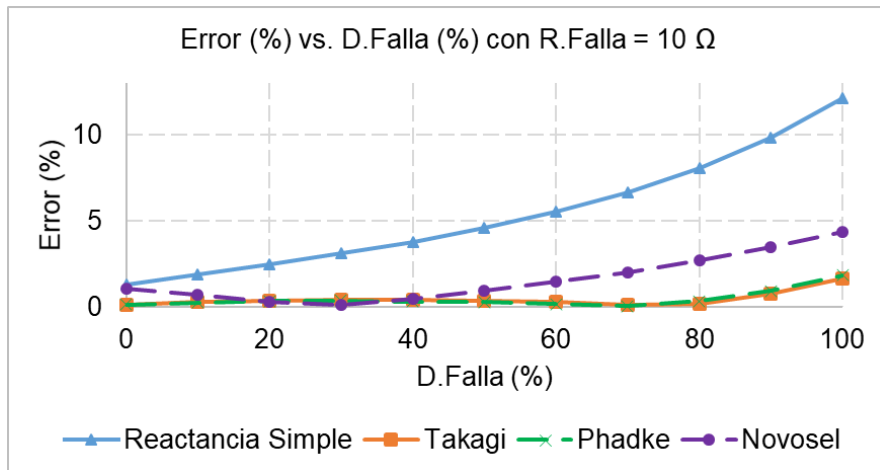


Fig. 4.18: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 10 Ω

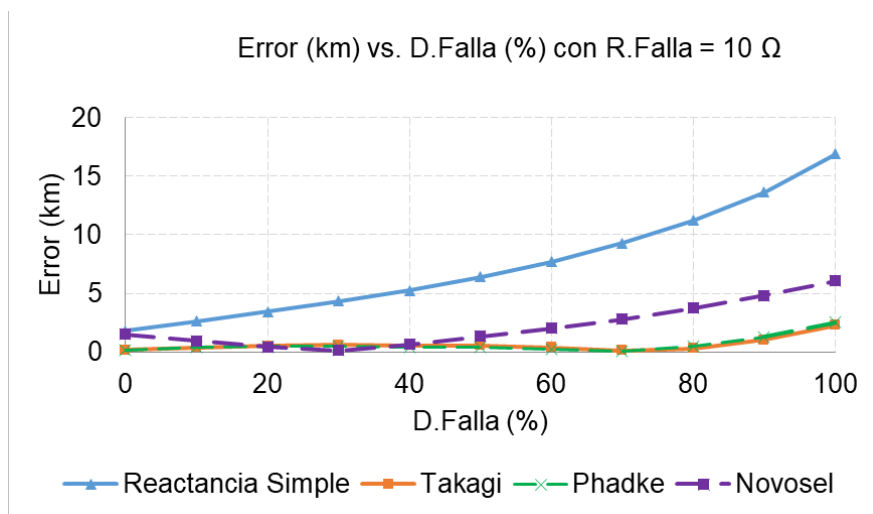


Fig. 4.19: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica con 10 Ω

4.1.4: Resistencia de falla: 15 Ω

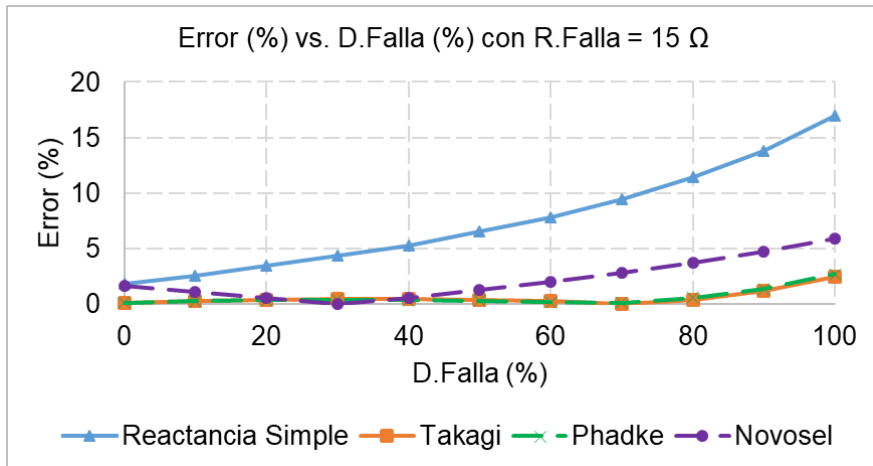


Fig. 4.20: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 15 Ω

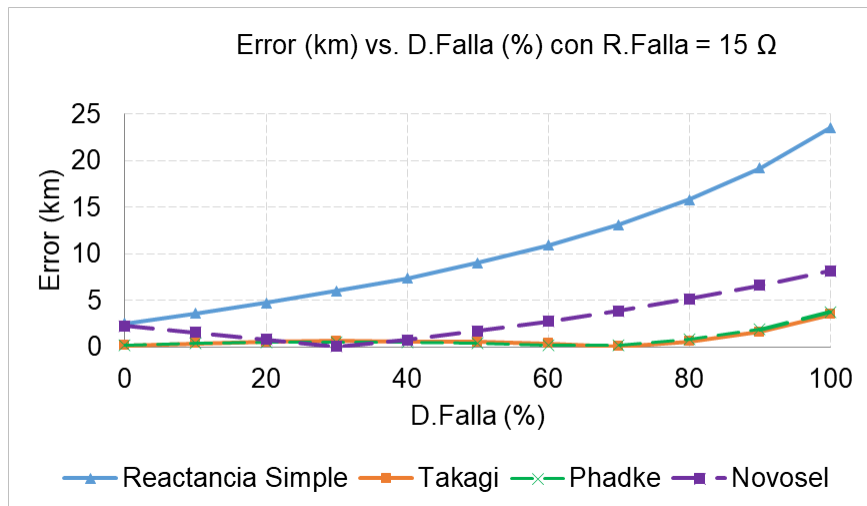


Fig. 4.21: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 15 Ω

4.4.1.5: Resistencia de falla: 20 Ω

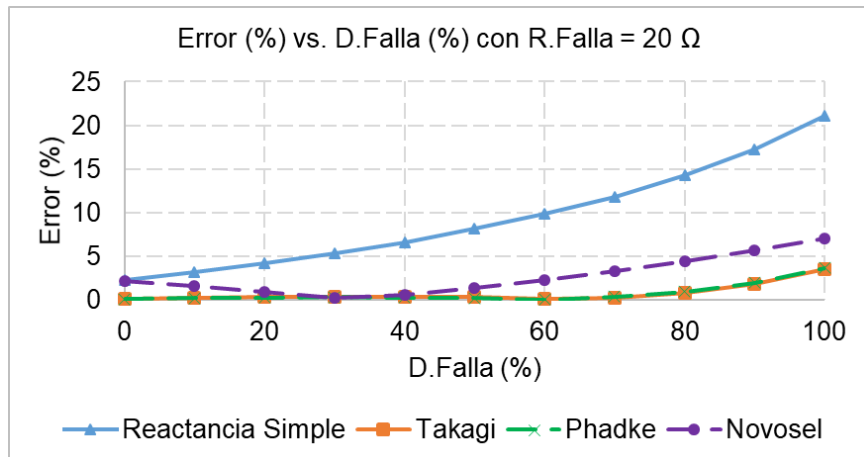


Fig. 4.22: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 20 Ω

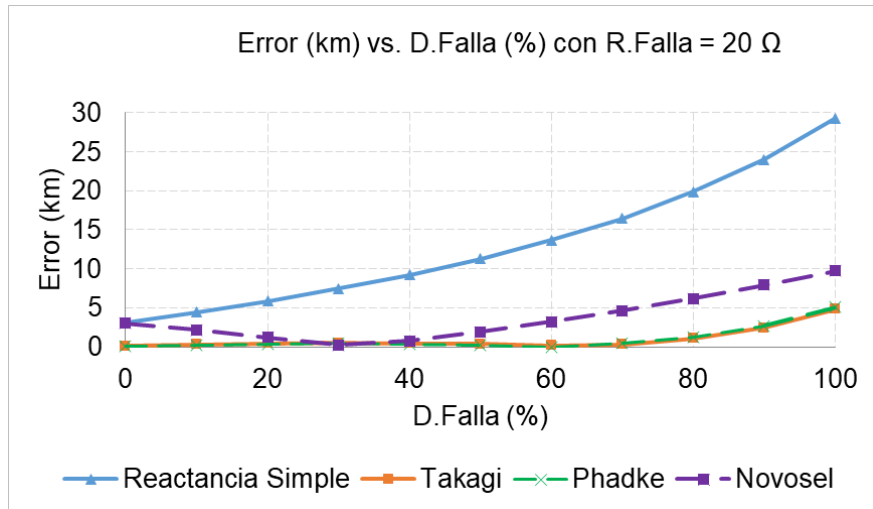


Fig. 4.23: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 20 Ω

4.4.1.6: Resistencia de falla: 25 Ω

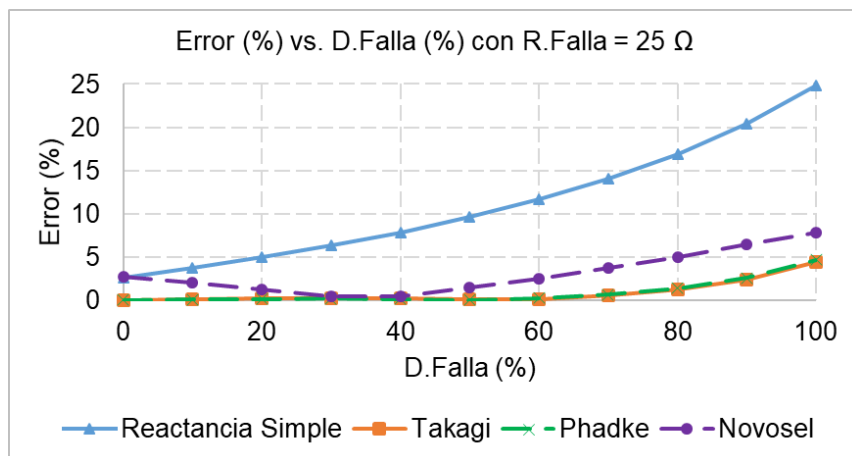


Fig. 4.24: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 25 Ω

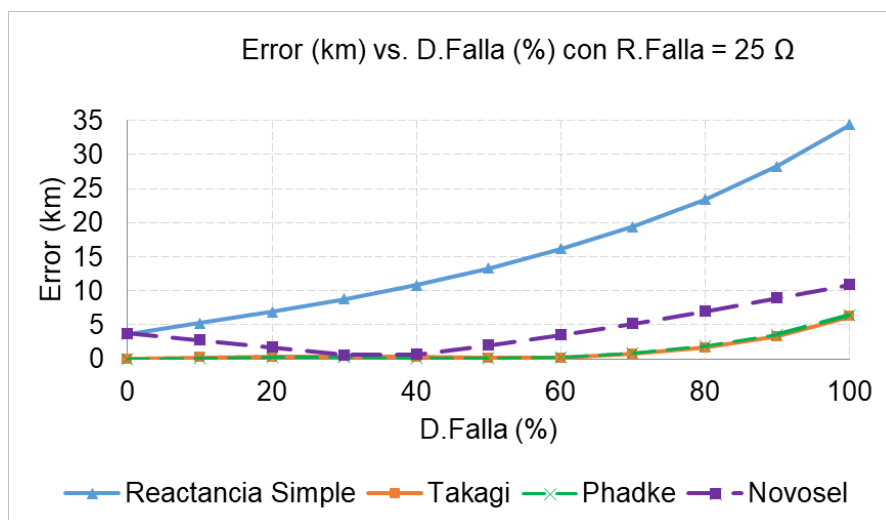


Fig. 4.25: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 25 Ω

4.4.1.7: Resistencia de falla: 30 Ω

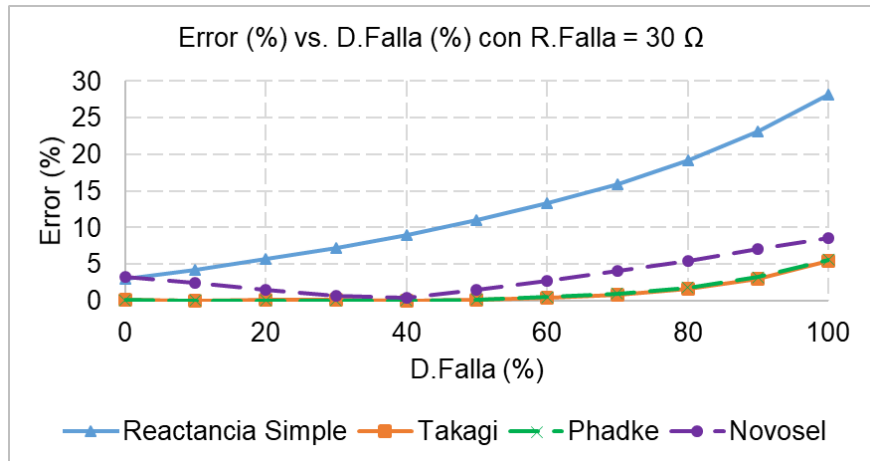


Fig. 4.26: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 30 Ω

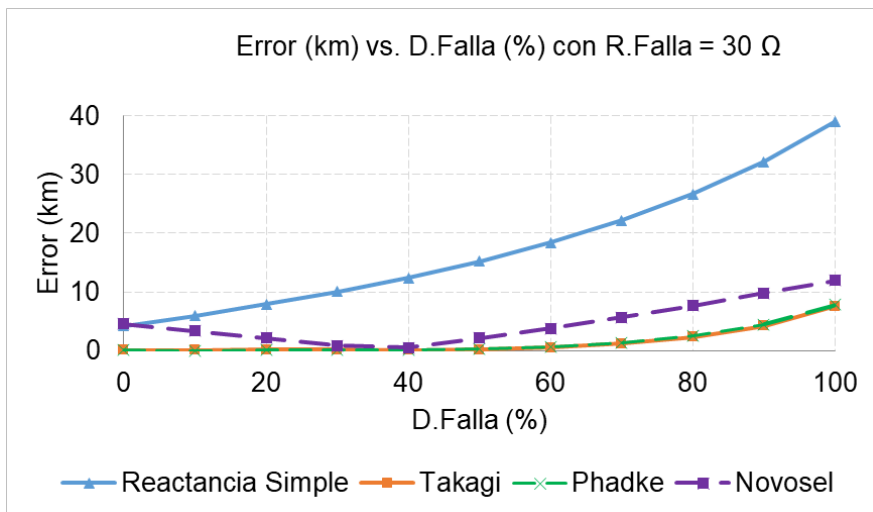


Fig. 4.27: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 30 Ω

4.4.1.8: Resistencia de falla: 35 Ω

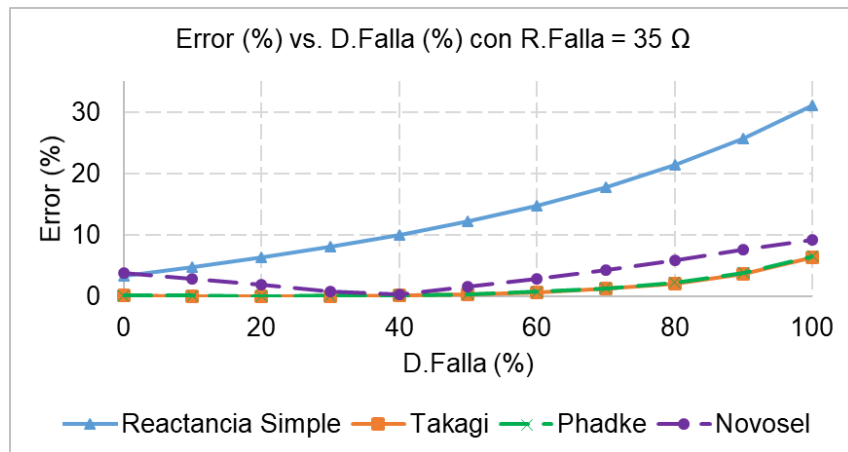


Fig. 4.28: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 35 Ω

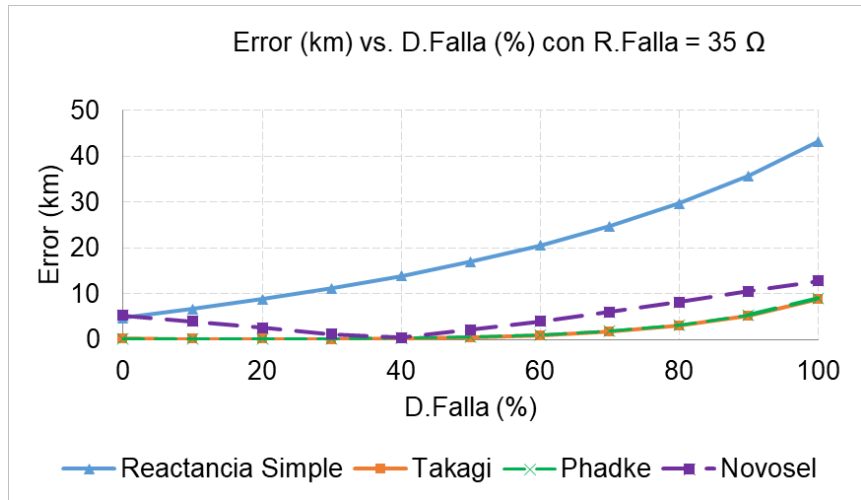


Fig. 4.29: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 35 Ω

4.4.1.9: Resistencia de falla: 40 Ω

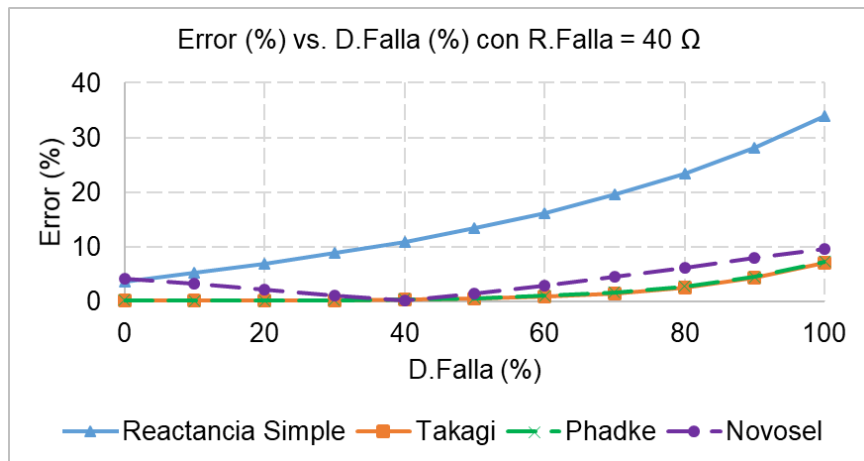


Fig. 4.30: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 40 Ω

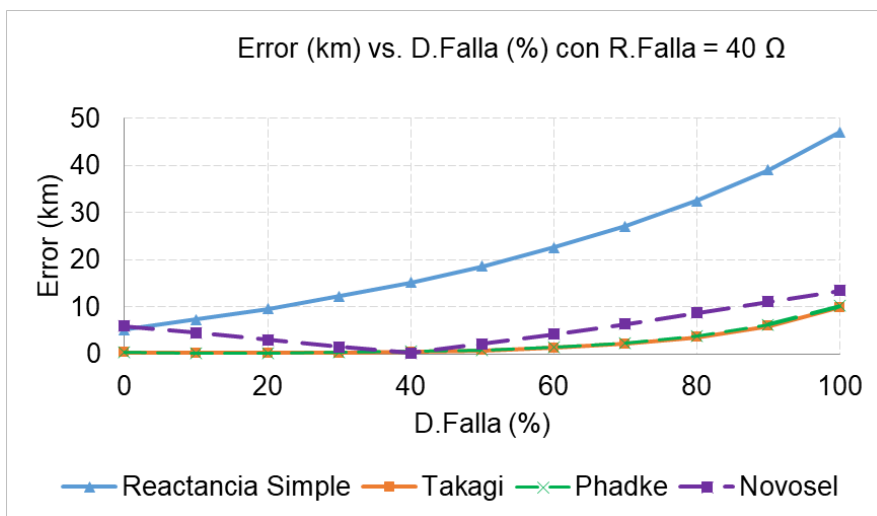


Fig. 4.31: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 40 Ω

4.4.1.10: Resistencia de falla: 45 Ω

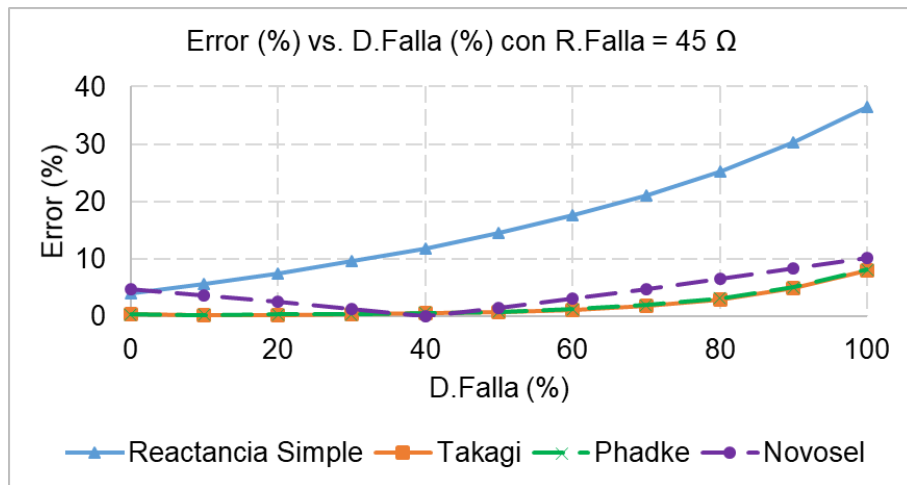


Fig. 4.32: Error (%) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 45 Ω

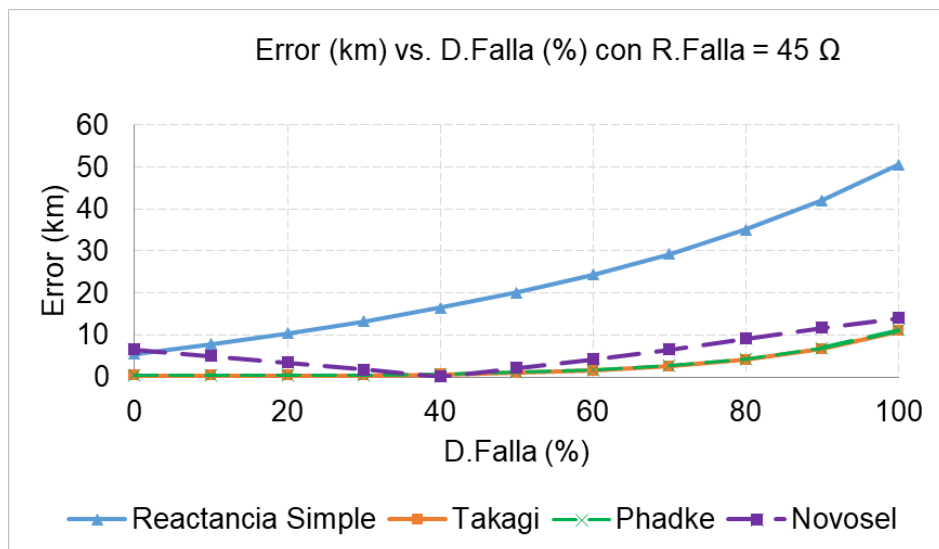


Fig. 4.33: Error (km) vs. D. Falla: Falla Trifásica para 45 Ω

- El error en la localización de fallas trifásicas con resistencia de falla de 0 Ω, aumenta a medida que la falla se aleja del extremo inicial de la línea.
- Para fallas trifásicas con resistencia de falla de 0 Ω, los errores de localización de falla son similares usando los cuatro algoritmos de localización de fallas, siendo el algoritmo de A. Phadke el que presenta el menor error, mientras que el de Reactancia simple, exhibe el mayor error.
- Los errores de localización de falla para las fallas trifásicas con resistencia de falla de 0 Ω, son relativamente bajos, incluso en el 100% de distancia de la línea. Estos

errores se mantienen por debajo del 8% en todos los algoritmos, lo que representa un valor máximo de aproximadamente 11 km en el extremo remoto de la línea.

- Para la falla trifásica con resistencia de falla mayor a 0Ω y menor a 45Ω , los errores de localización de falla, son crecientes cuando la falla es más lejana del extremo inicial.
- Para la falla trifásica con resistencia de falla mayor a 0Ω y menor a 45Ω , se puede apreciar que la diferencia en los errores de localización de falla para cada algoritmo es notable, siendo los algoritmos de Takagi y A. Phadke los que presentan el menor error y el algoritmo de Reactancia Simple, el que presenta el mayor error.

4.4.2 Falla Bifásica:

4.4.2.1: Resistencia de falla: 0Ω :

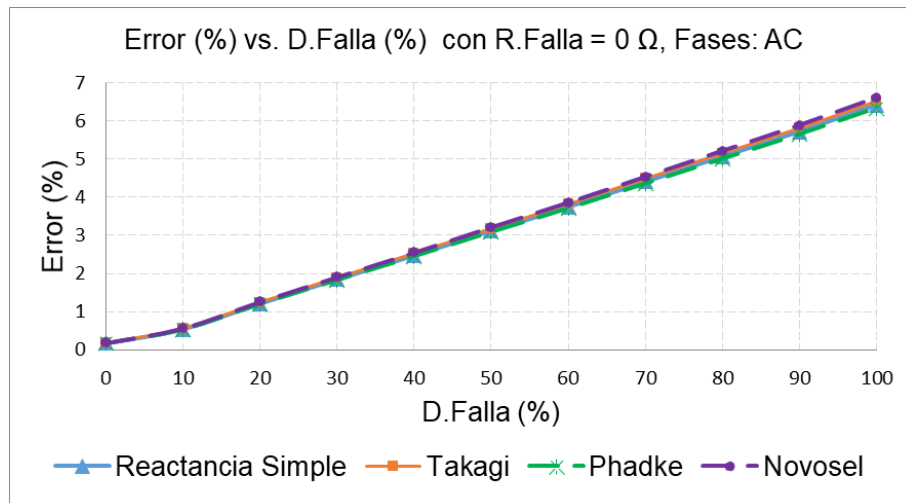


Fig. 4.34: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 0Ω

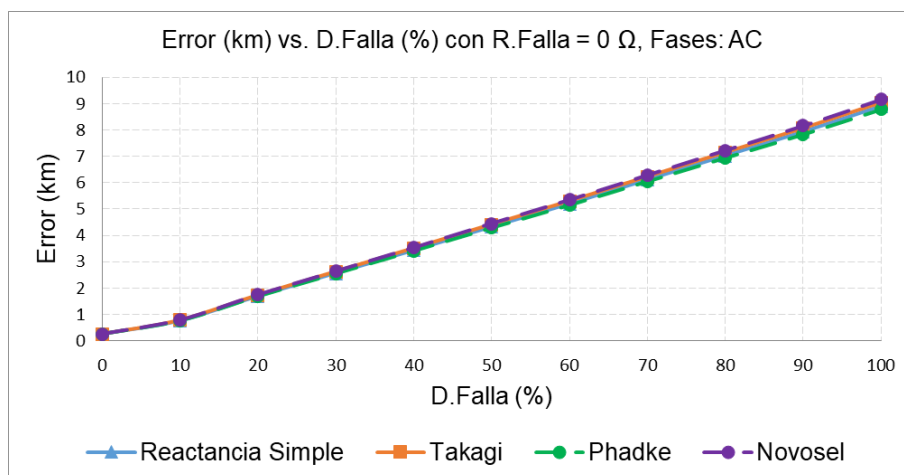


Fig. 4.35: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 0Ω

4.4.2.2: Resistencia de falla: 5 Ω:

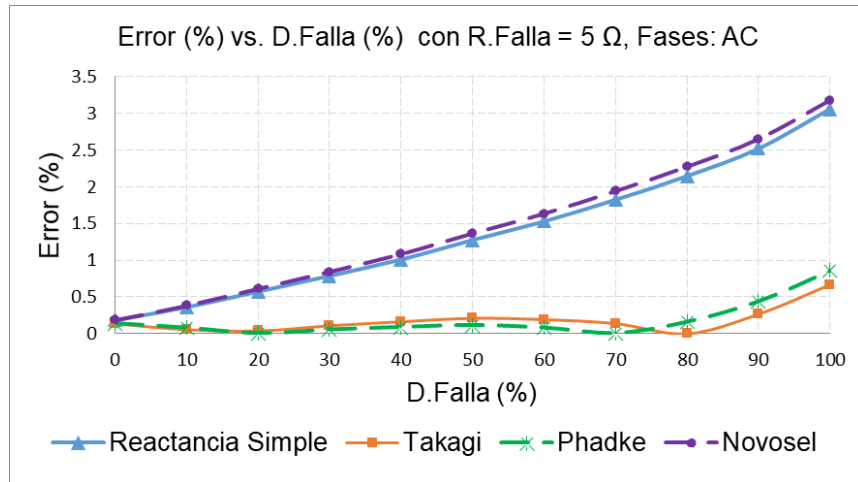


Fig. 4.36: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 5 Ω

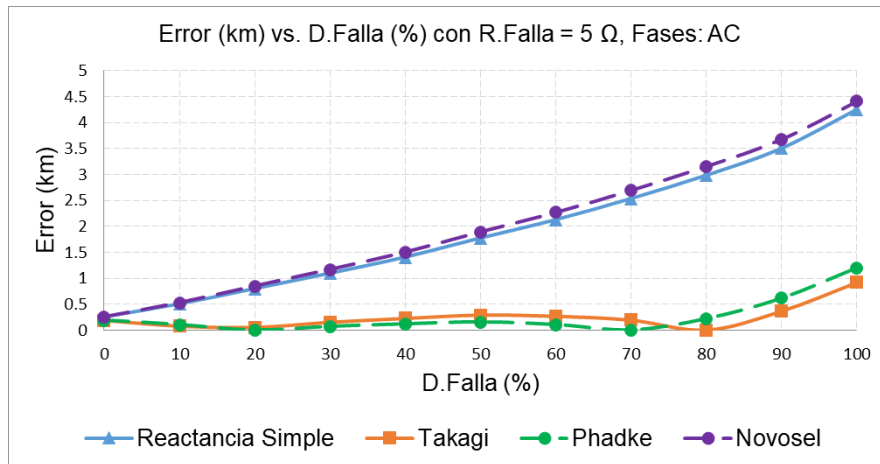


Fig. 4.37: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 5 Ω

4.4.2.3: Resistencia de falla: 10 Ω:

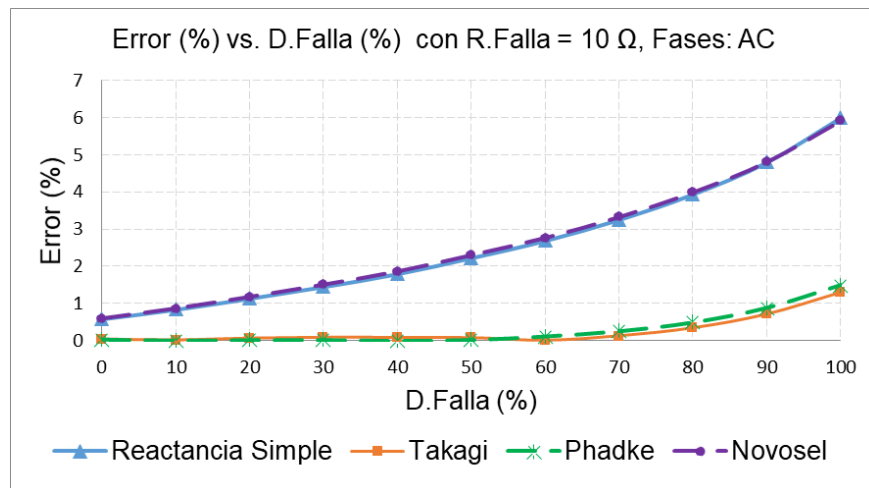


Fig. 4.38: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 10 Ω

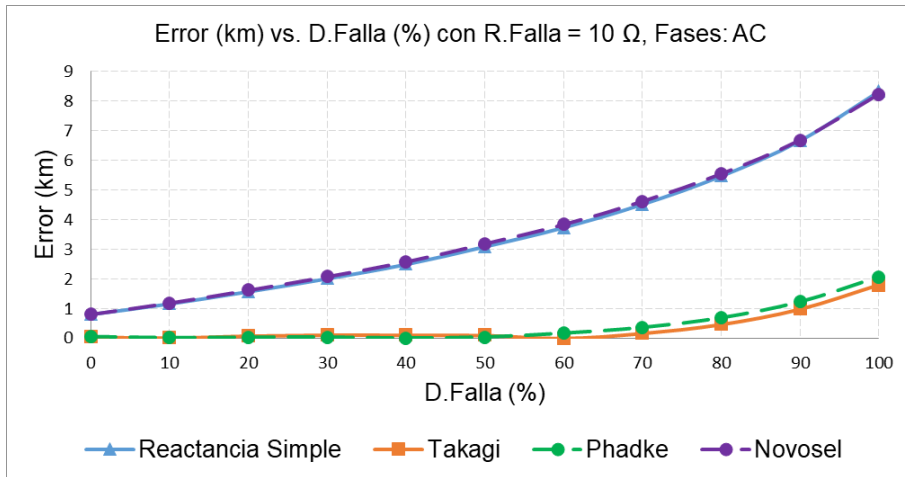


Fig. 4.39: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 10 Ω

4.4.2.4: Resistencia de falla: 15 Ω:

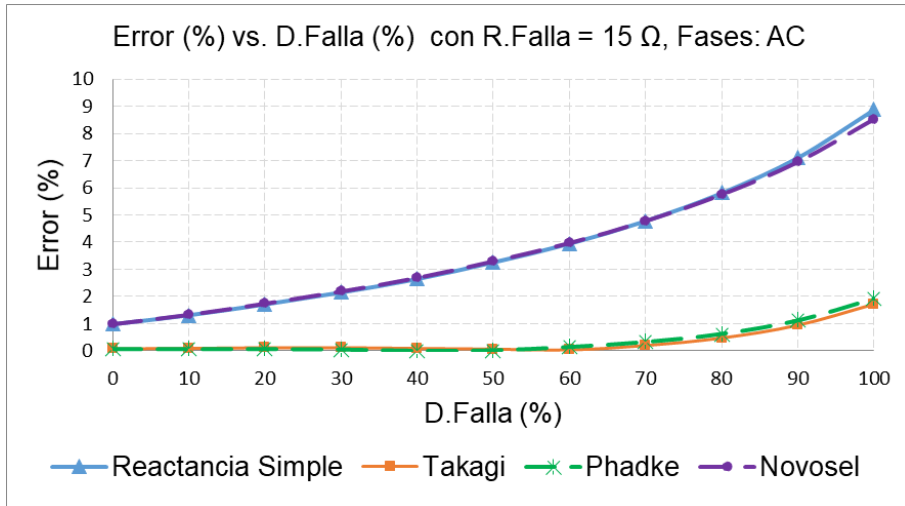


Fig. 4.40: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 15 Ω

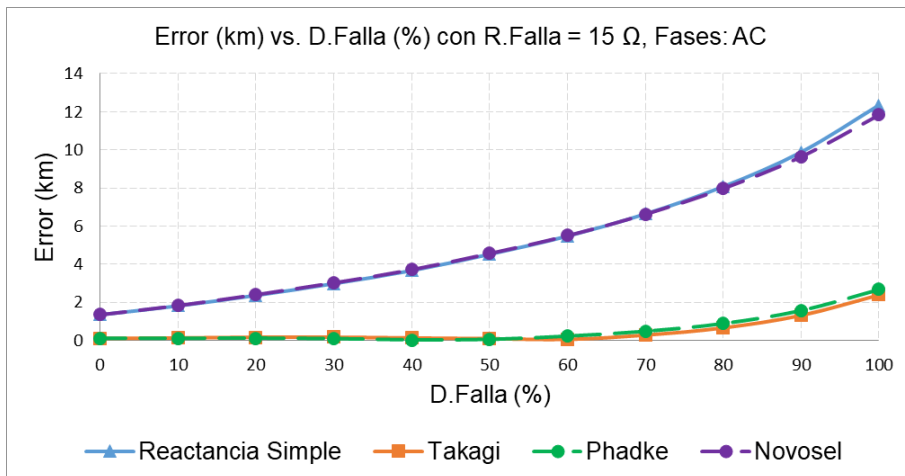


Fig. 4.41: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 15 Ω

4.4.2.5: Resistencia de falla: 20 Ω:

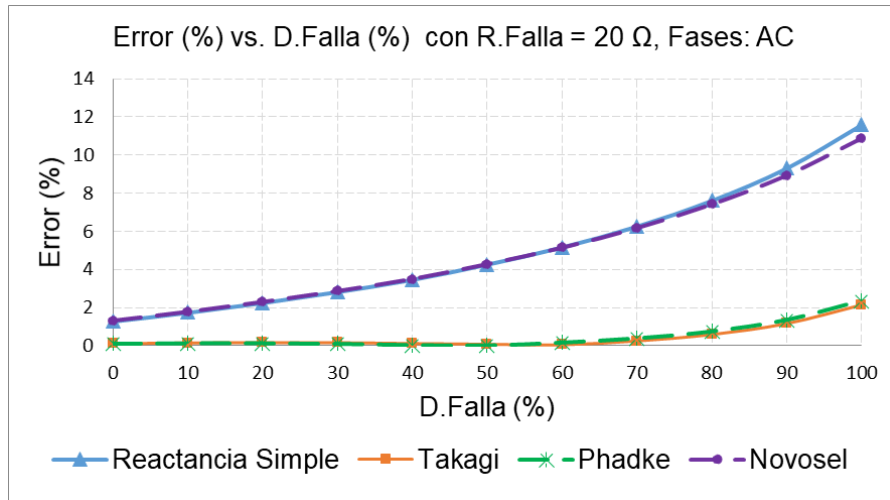


Fig. 4.42: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 20 Ω

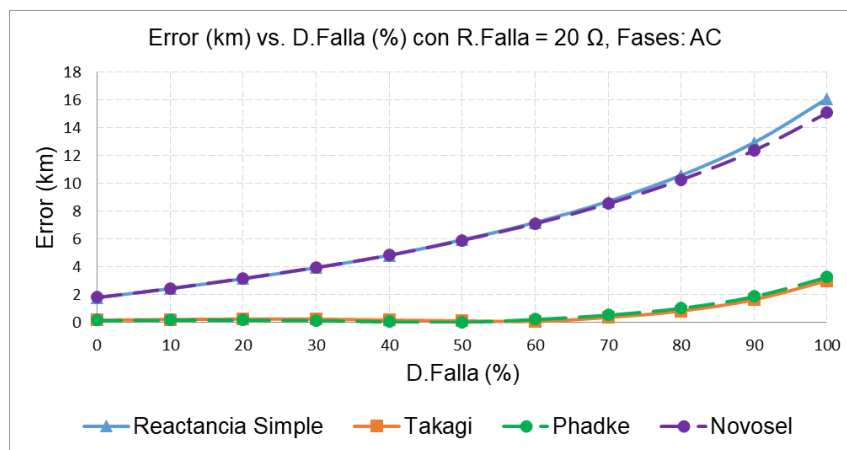


Fig. 4.43: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 20 Ω

4.4.2.6: Resistencia de falla: 25 Ω:

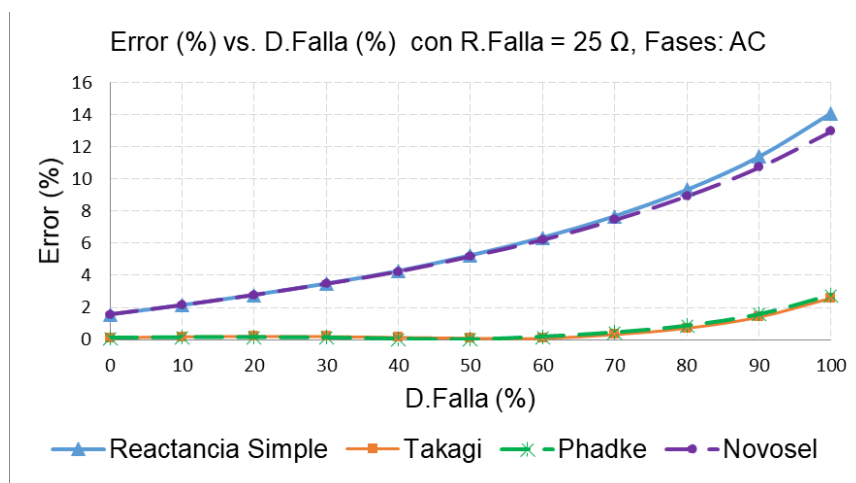


Fig. 4.44: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 25 Ω

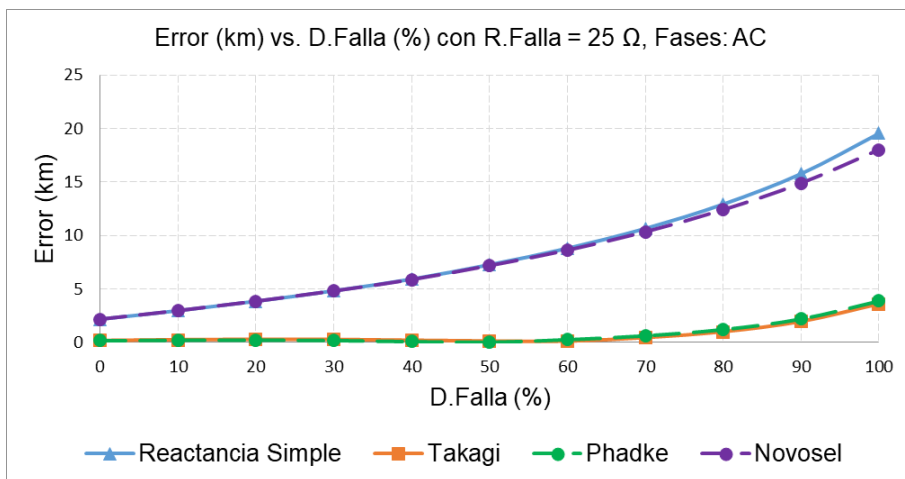


Fig. 4.45: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 25 Ω

4.4.2.7: Resistencia de falla: 30 Ω:

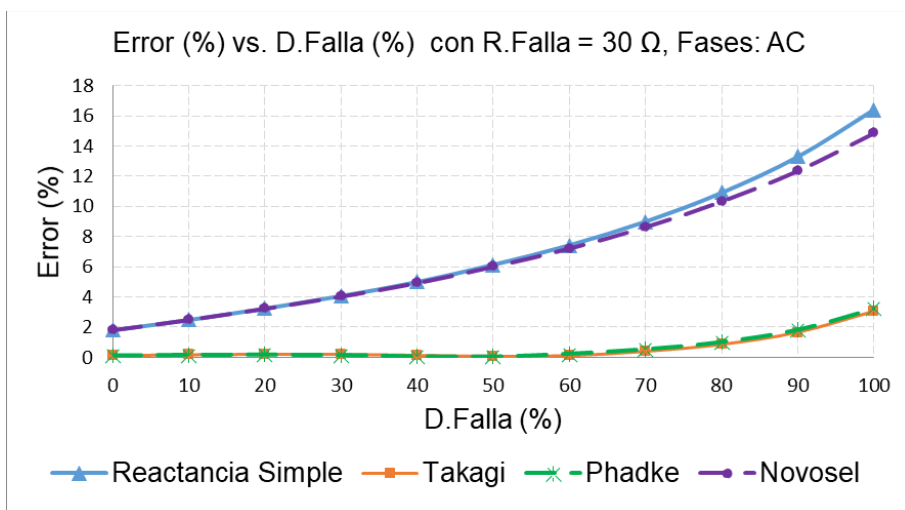


Fig. 4.46: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 30 Ω

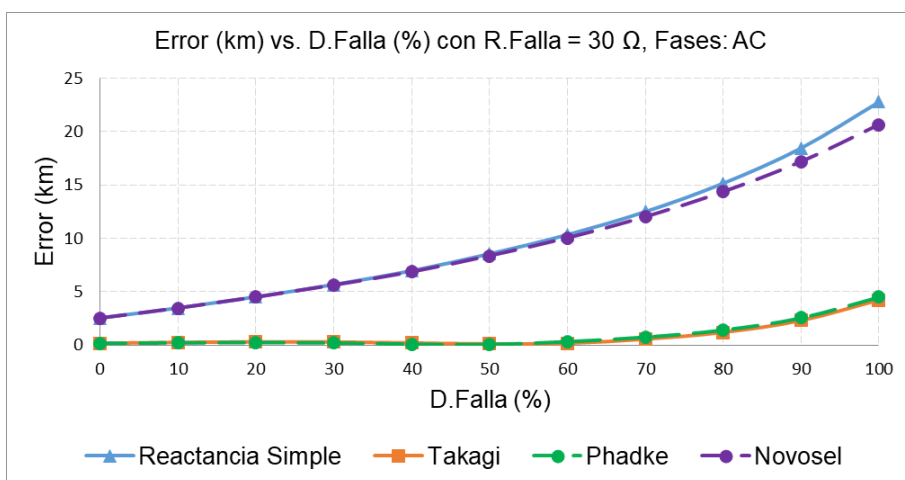


Fig. 4.47: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 30 Ω

4.4.2.8: Resistencia de falla: 35 Ω:

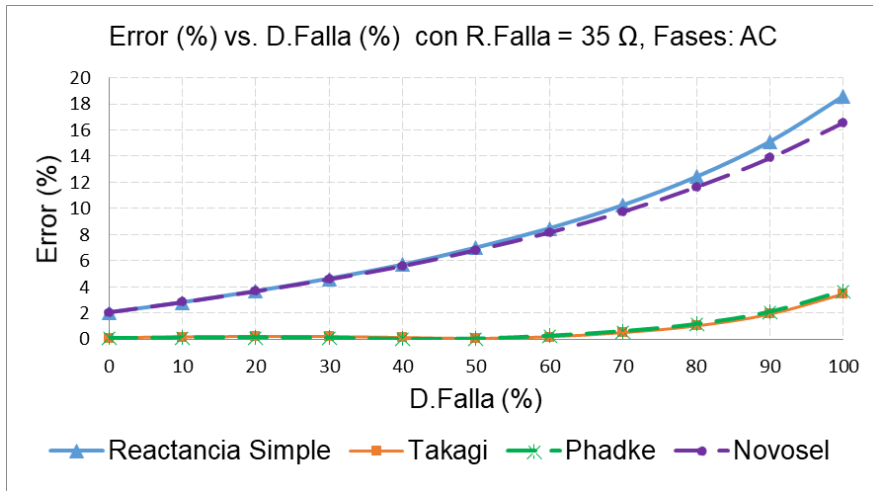


Fig. 4.48: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 35 Ω

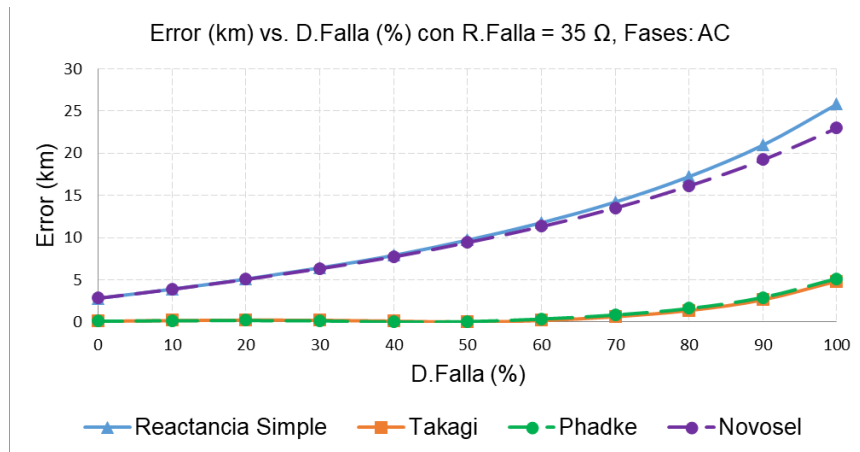


Fig. 4.49: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 35 Ω

4.4.2.9: Resistencia de falla: 40 Ω:

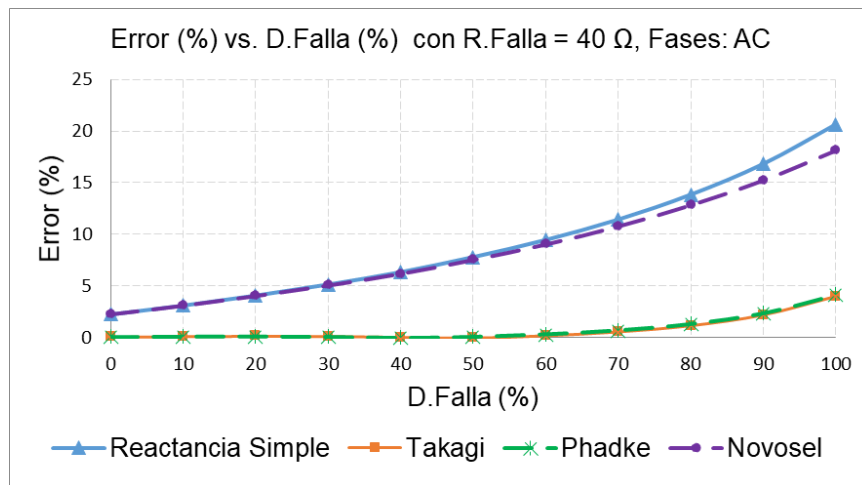


Fig. 4.50: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 40 Ω

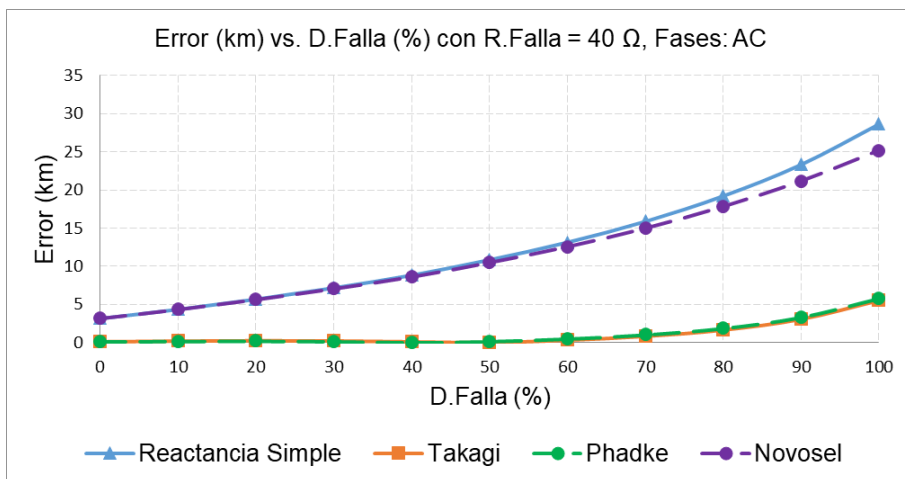


Fig. 4.51: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 40 Ω

4.4.2.10: Resistencia de falla: 45 Ω:

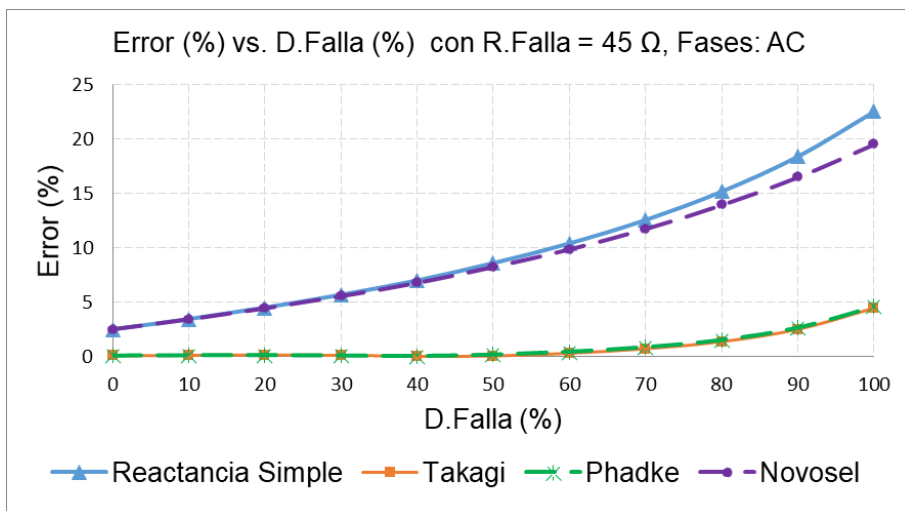


Fig. 4.52: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 45 Ω

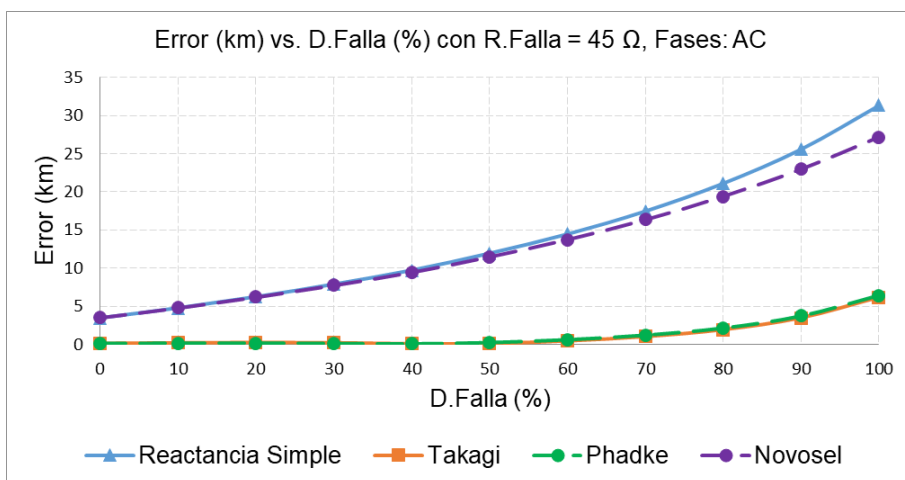


Fig. 4.53: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica para 45 Ω

- Para la falla bifásica con resistencia de falla de 0Ω , los errores de localización de falla, son crecientes cuando la falla es más lejana del extremo inicial.
- Para la falla bifásica con resistencia de falla de 0Ω , los errores de localización de falla, son similares usando los cuatro algoritmos de localización de fallas, siendo el algoritmo de A. Phadke el que presenta el menor error, mientras que el algoritmo de Novosel presenta el mayor error.
- Los errores de localización de falla para las fallas bifásicas con resistencia de falla de 0Ω se mantienen relativamente bajos hasta en el 100% de distancia de la línea, siendo este error menor al 7% para todos los algoritmos, lo que corresponde a un error máximo de aproximadamente unos 10 km en el extremo remoto de la línea.
- Para la falla bifásica con resistencia de falla mayor a 0Ω y menor a 45Ω , los errores de localización de falla se incrementan cuando la falla se distancia del extremo inicial.
- Para la falla bifásica con resistencia de falla mayor a 0Ω y menor a 45Ω , se observa que la diferencia en los errores de localización de falla para cada algoritmo es notable, siendo los algoritmos de Takagi y A. Phadke los que presentan el menor error, mientras que el algoritmo de Reactancia Simple, el que presenta el mayor error.

4.4.3 Falla Bifásica-Tierra:

4.4.3.1: Resistencia de falla: 0Ω :

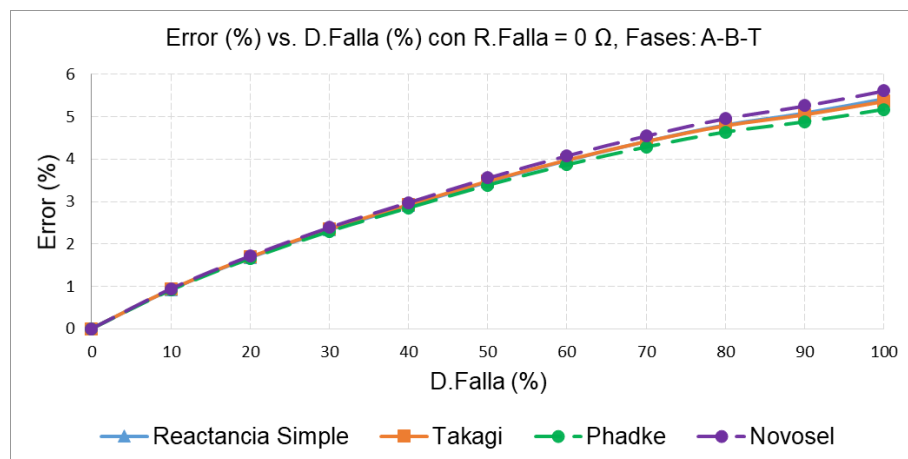


Fig. 4.54: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 0Ω

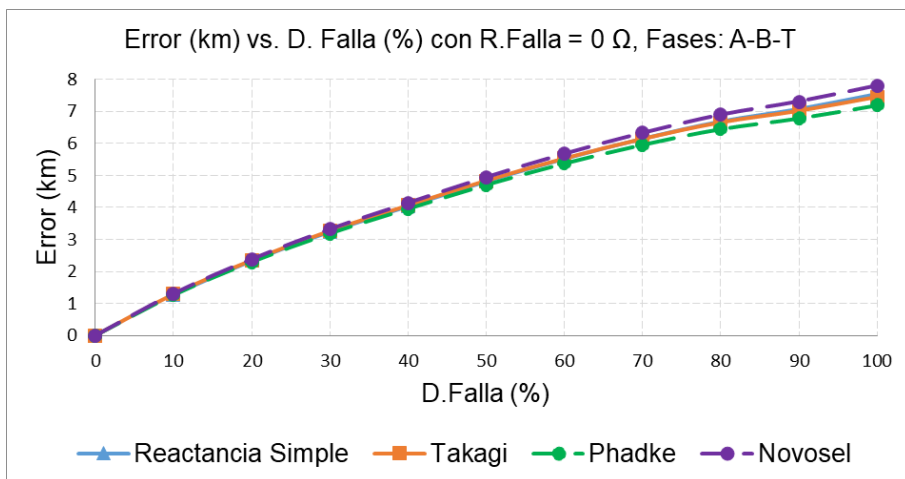


Fig. 4.55: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 0 Ω

4.4.3.2: Resistencia de falla: 5 Ω:

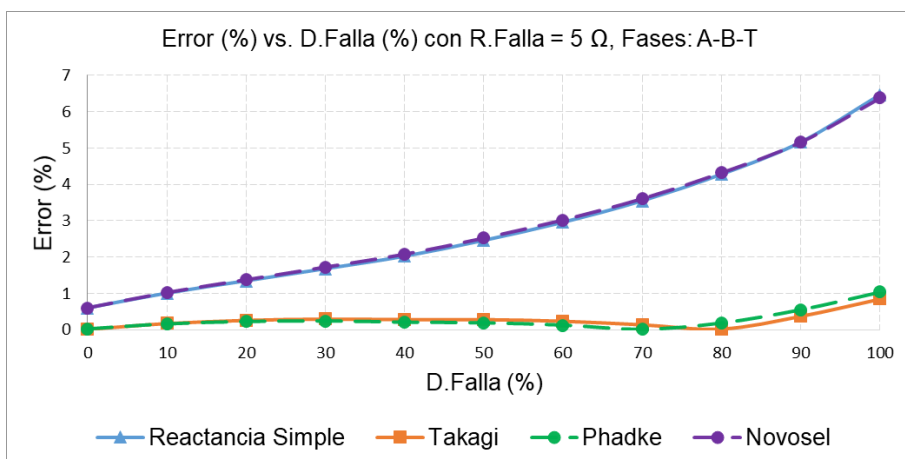


Fig. 4.56: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 5 Ω

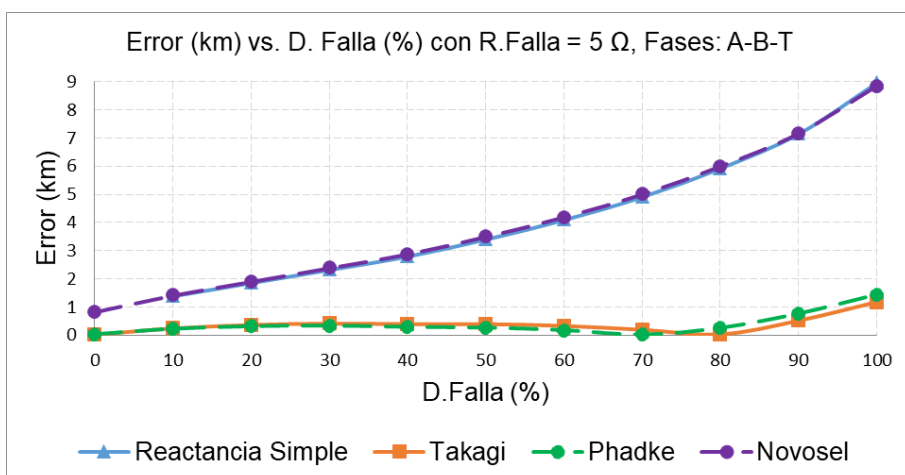


Fig. 4.57: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 5 Ω

4.4.3.3: Resistencia de falla: 10 Ω:

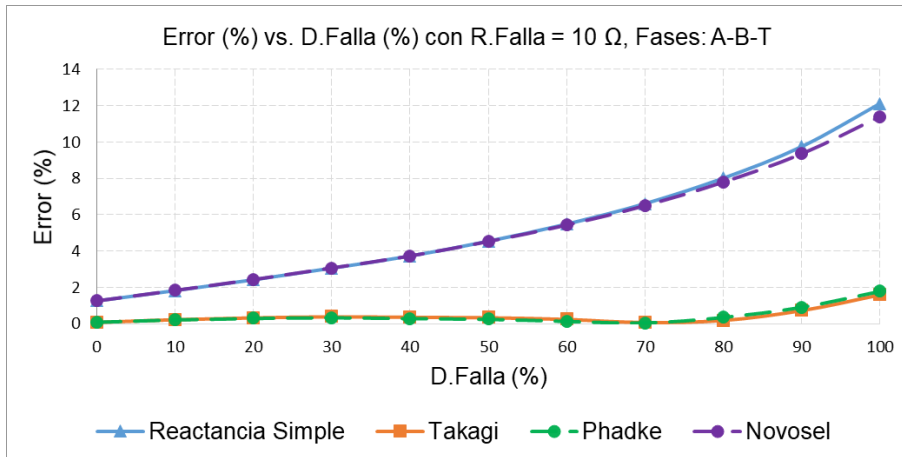


Fig. 4.58: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 10 Ω

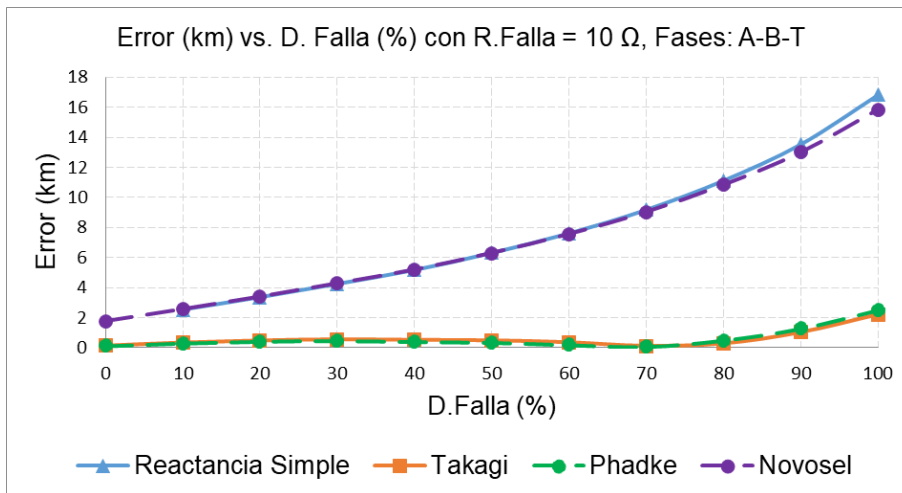


Fig. 4.59: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 10 Ω

4.4.3.4: Resistencia de falla: 15 Ω:

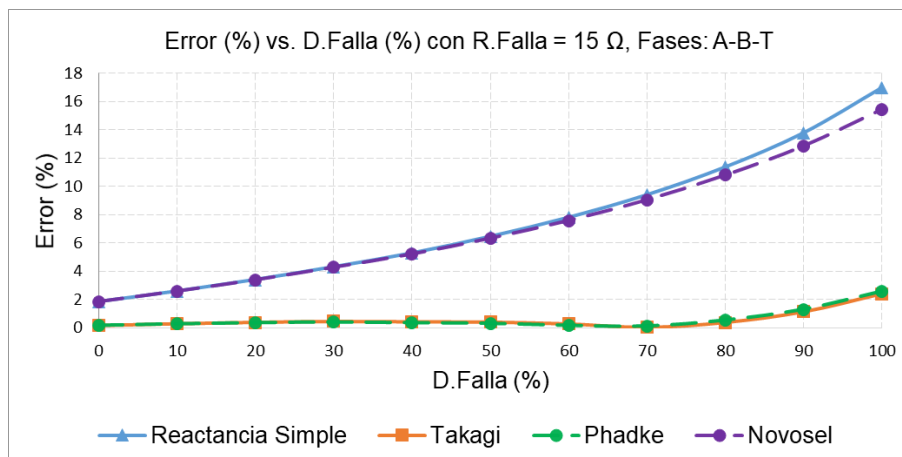


Fig. 4.60: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 15 Ω

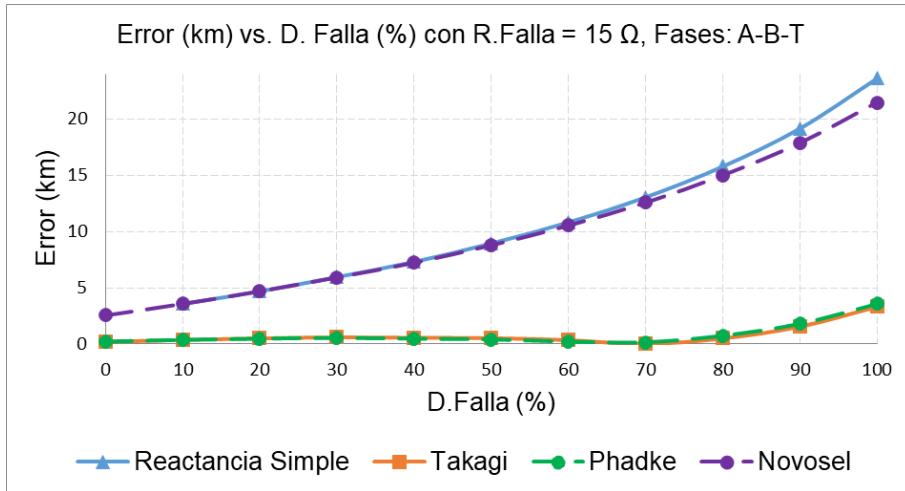


Fig. 4.61: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 15 Ω

4.4.3.5: Resistencia de falla: 20 Ω:

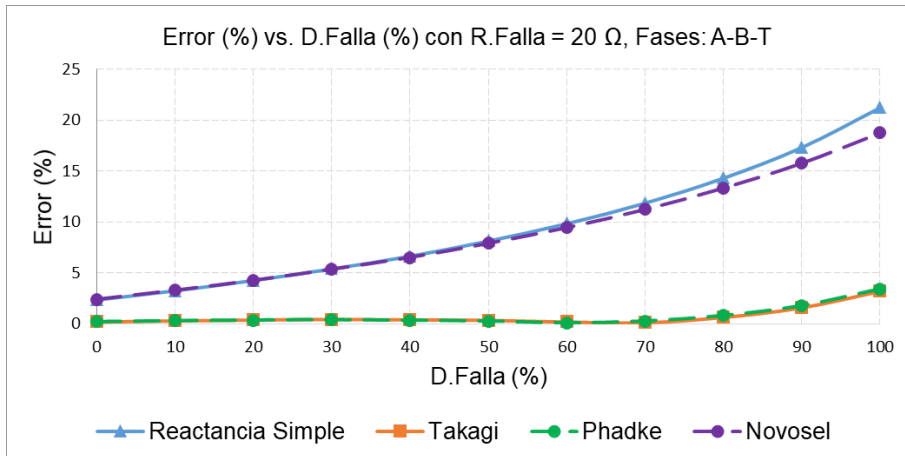


Fig. 4.62: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 20 Ω

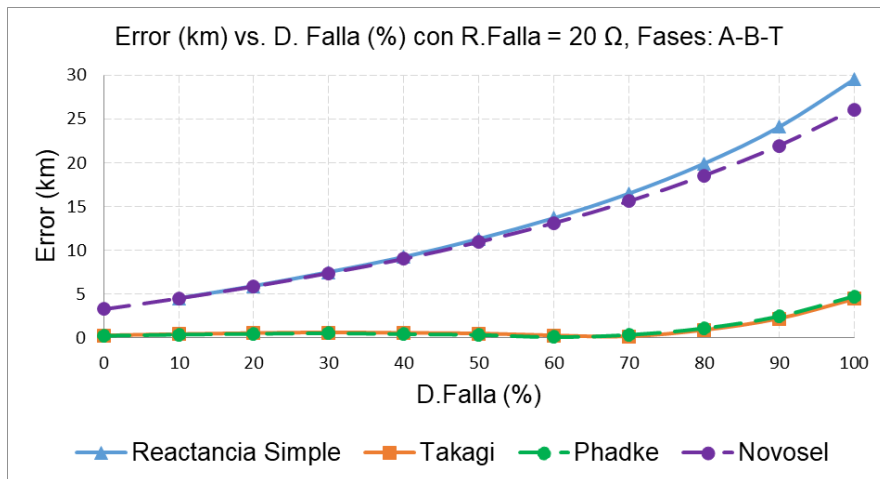


Fig. 4.63: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 20 Ω

4.4.3.6: Resistencia de falla: 25 Ω:

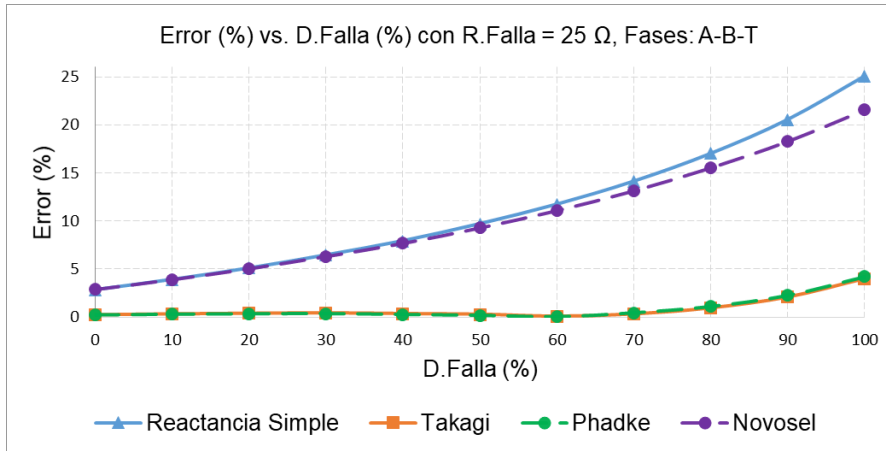


Fig. 4.64: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 25 Ω

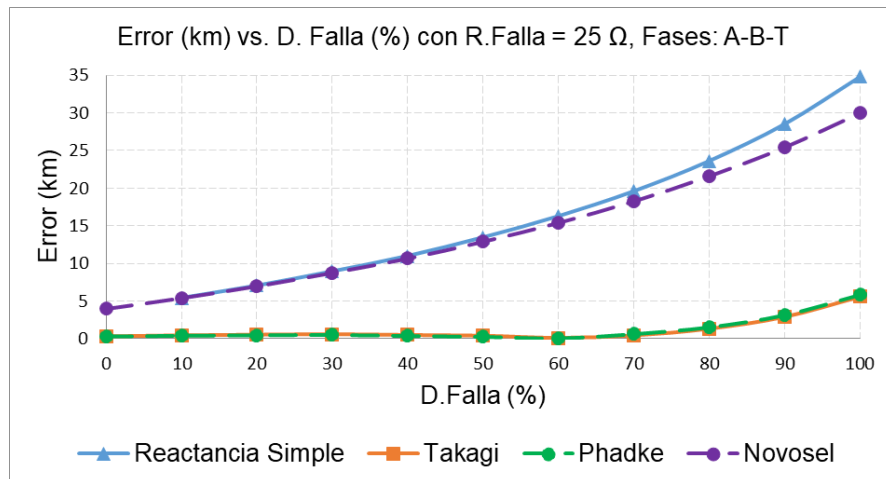


Fig. 4.65: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 25 Ω

4.4.3.7: Resistencia de falla: 30 Ω:

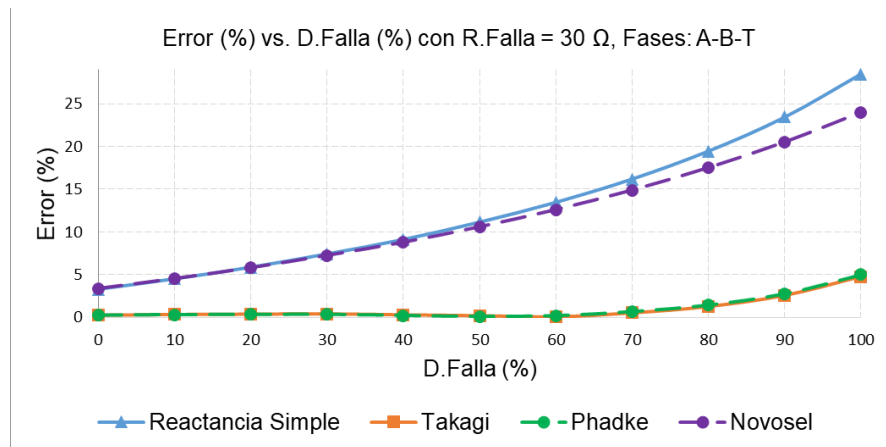


Fig. 4.66: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 30 Ω

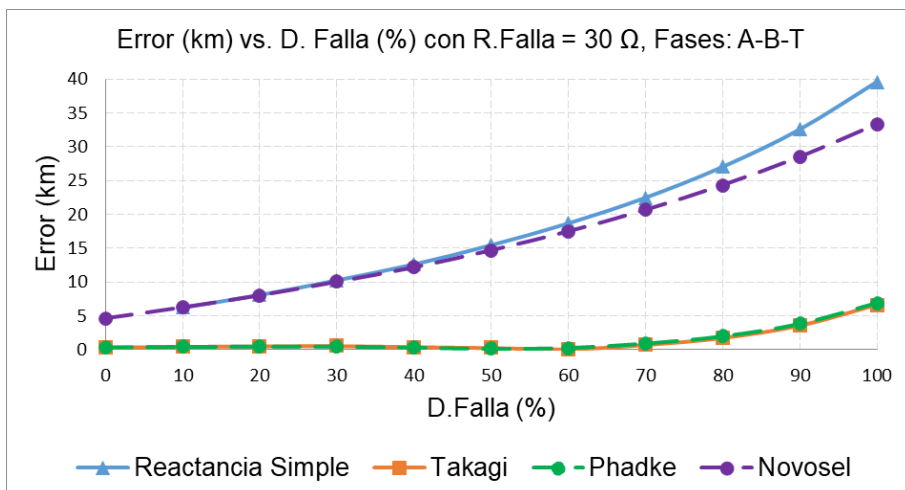


Fig. 4.67: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 30 Ω

4.4.3.8: Resistencia de falla: 35 Ω:

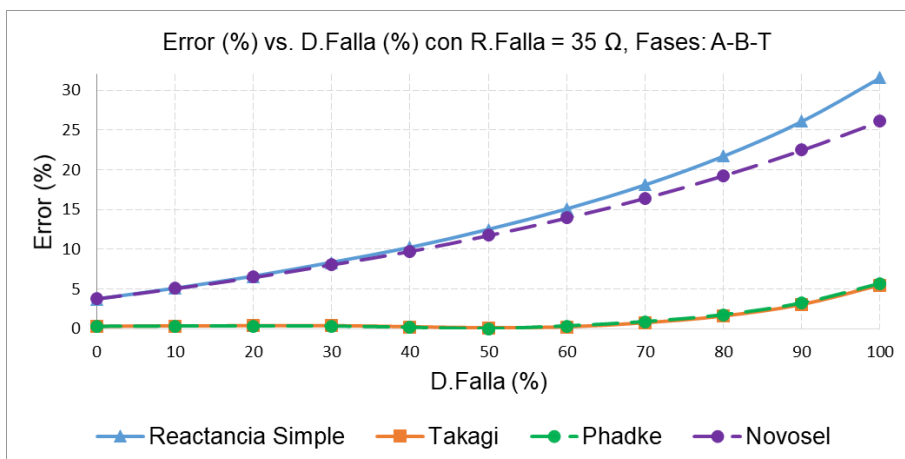


Fig. 4.68: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 35 Ω

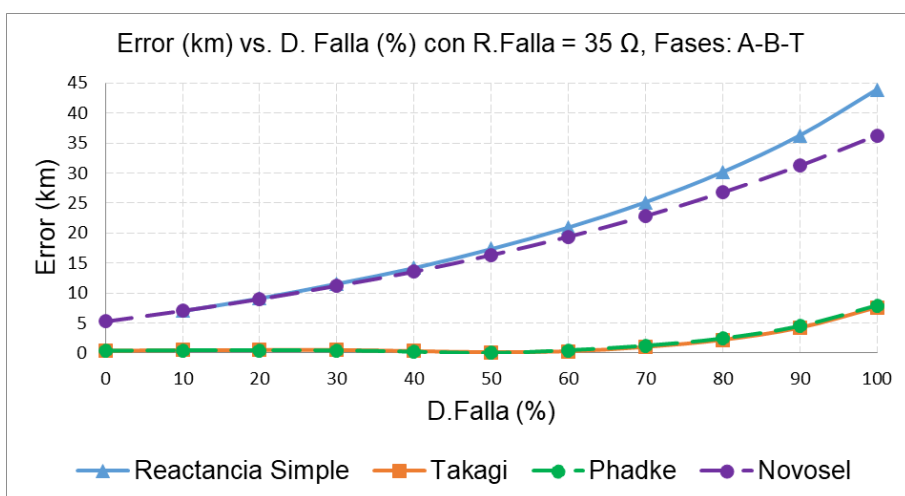


Fig. 4.69: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 35 Ω

4.4.3.9: Resistencia de falla: 40 Ω:

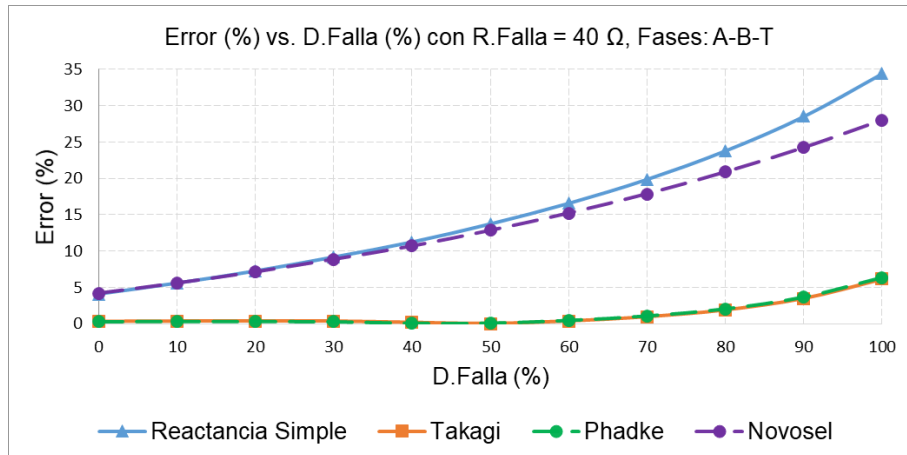


Fig. 4.70: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 40 Ω

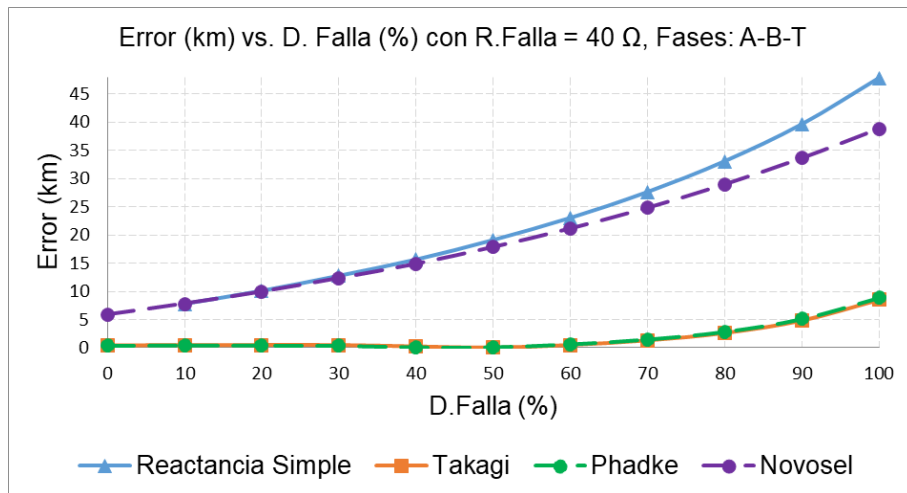


Fig. 4.71: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 40 Ω

4.4.3.10: Resistencia de falla: 45 Ω:

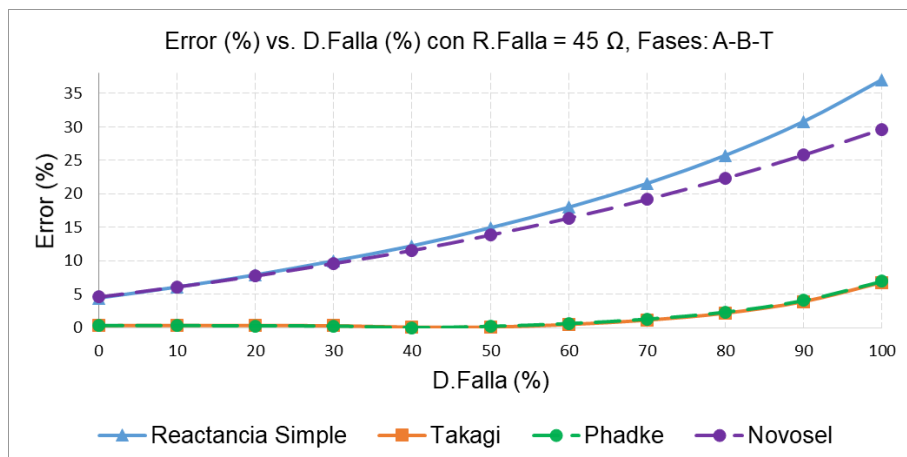


Fig. 4.72: Error (%) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 45 Ω

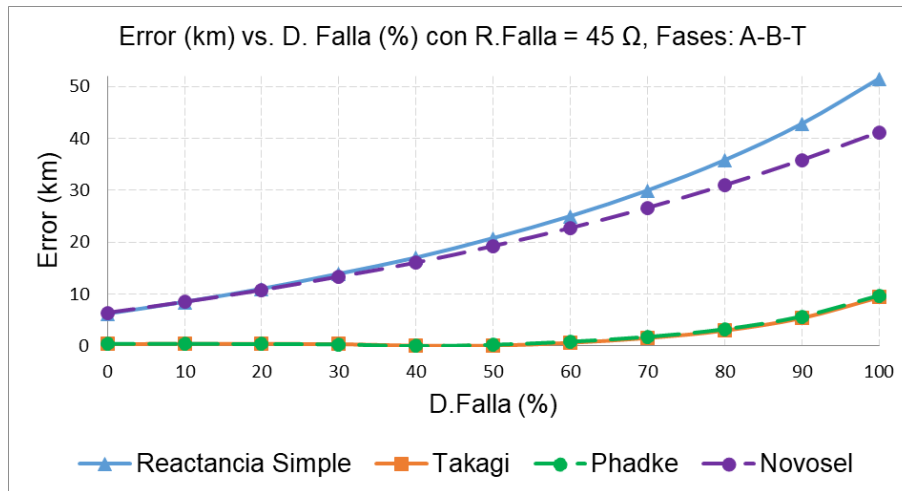


Fig. 4.73: Error (km) vs. D. Falla: Falla Bifásica-Tierra para 45 Ω

- Para la falla bifásica-tierra con resistencia de falla de 0 Ω, los errores de localización de fallas, aumentan a medida que la falla se aleja del extremo inicial.
- Para la falla bifásica-tierra con resistencia de falla de 0 Ω, los errores de localización de fallas, son similares usando los cuatro algoritmos de localización de fallas, siendo el algoritmo de A. Phadke el que presenta el menor error, mientras el algoritmo de Novosel, exhibe el mayor error.
- Los errores de localización de falla para las fallas bifásicas-tierra, con resistencia de falla de 0 Ω, se mantienen relativamente bajos hasta en el 100% de distancia de la línea, siendo este error menor al 6% para todos los algoritmos, con un máximo aproximado de 8 km en el extremo remoto de la línea.
- Para las fallas bifásicas-tierra con resistencia de falla mayor a 0 Ω y menor a 45 Ω, los errores de localización de falla se incrementan cuando la falla es más lejana del extremo inicial.
- Para la falla bifásica-tierra con resistencia de falla mayor a 0 Ω y menor a 45 Ω, se observa que la diferencia en los errores de localización de falla para cada algoritmo es notable, siendo los algoritmos de Takagi y A. Phadke los que presentan el menor error y el algoritmo de Reactancia Simple, el que presenta el mayor error.

4.4.4 Falla Monofase:

4.4.4.1: Resistencia de falla: 0 Ω:

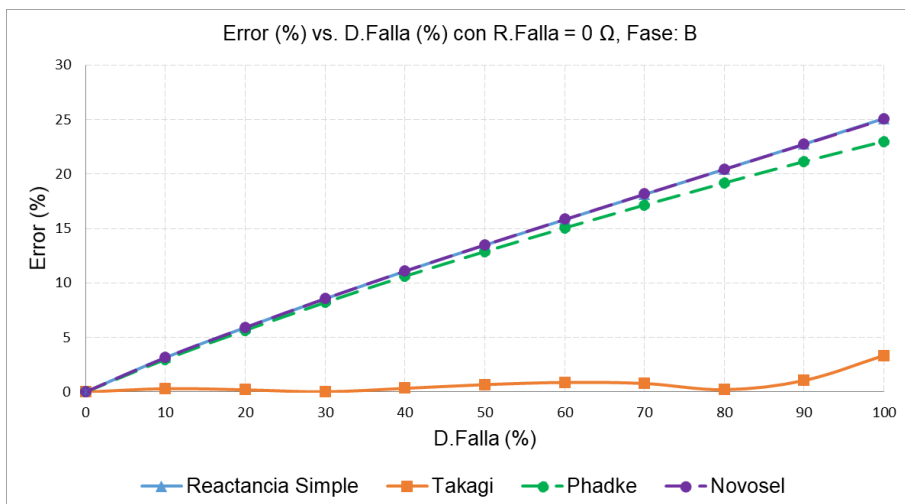


Fig. 4.74: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 0 Ω

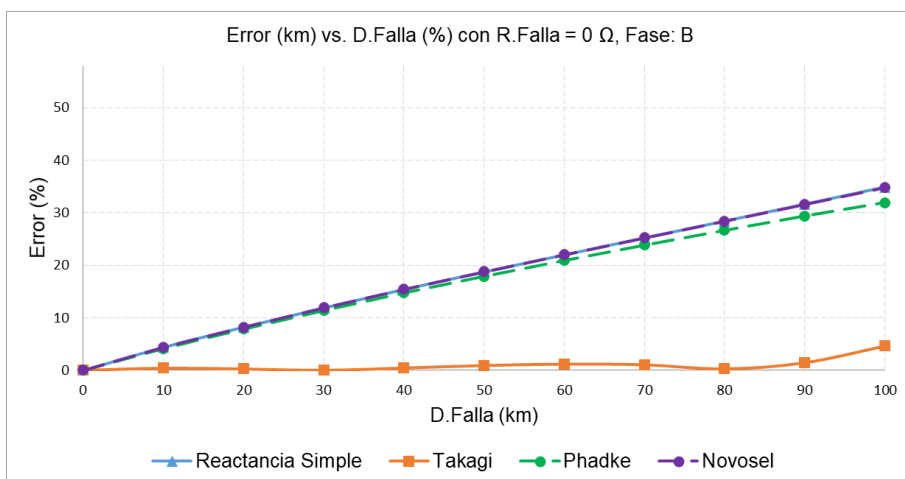


Fig. 4.75: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 0 Ω

4.4.4.2: Resistencia de falla: 5 Ω:

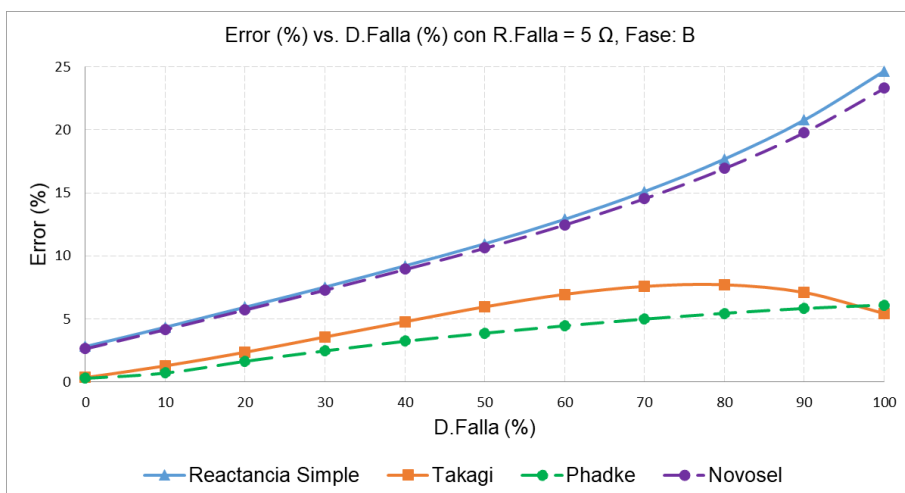


Fig. 4.76: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 5 Ω

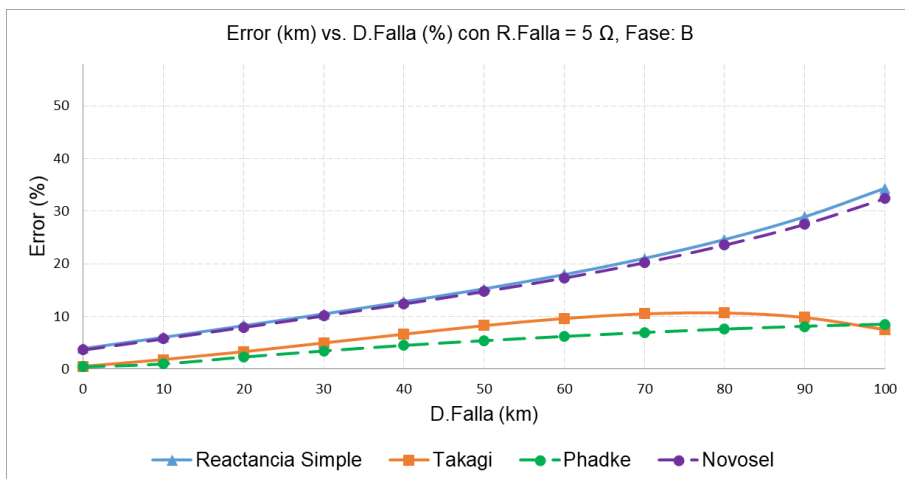


Fig. 4.77: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 5 Ω

4.4.4.3: Resistencia de falla: 10 Ω:

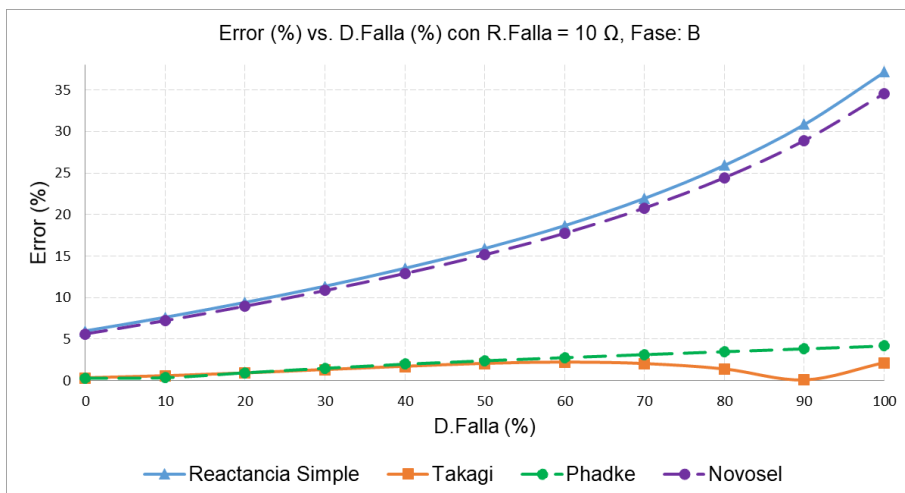


Fig. 4.78: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 10 Ω

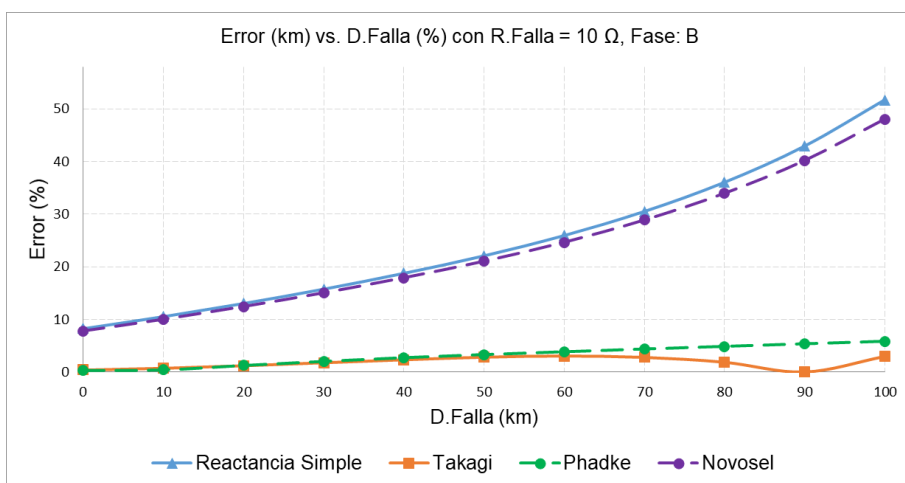


Fig. 4.79: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 10 Ω

4.4.4.4: Resistencia de falla: 15 Ω:

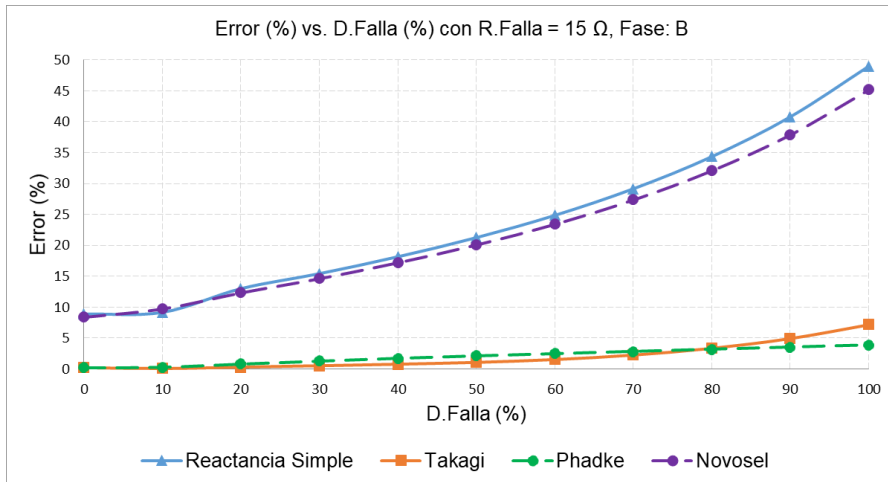


Fig. 4.80: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 15 Ω

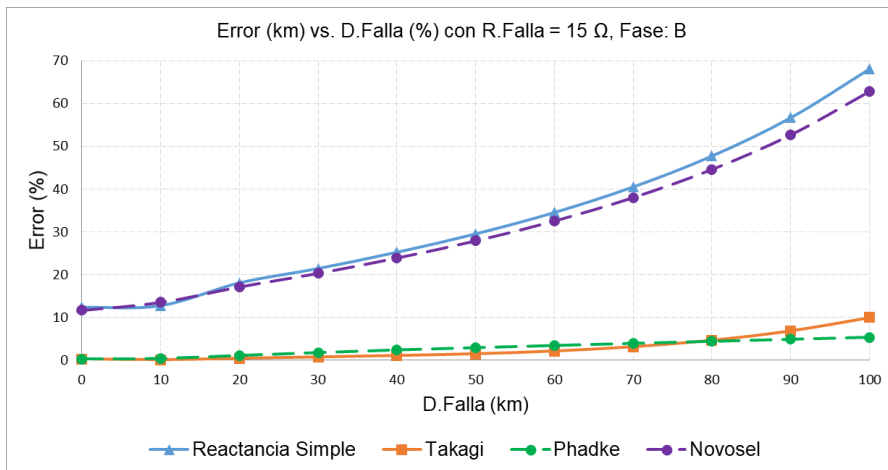


Fig. 4.81: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 15 Ω

4.4.4.5: Resistencia de falla: 20 Ω:

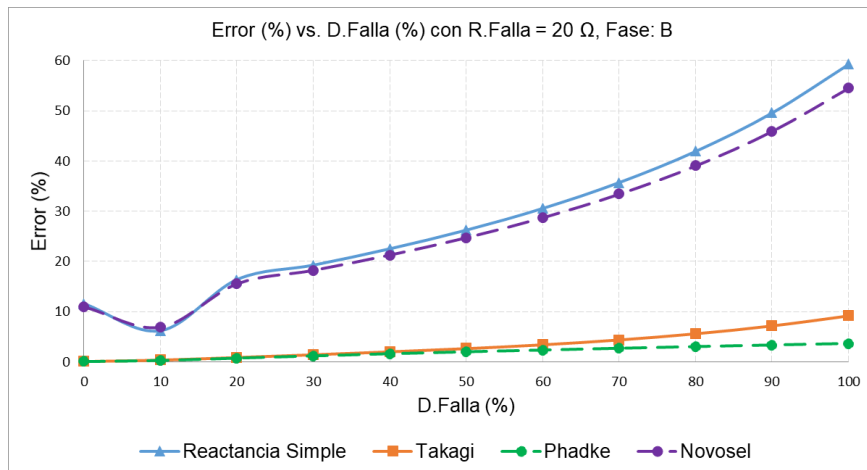


Fig. 4.82: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 20 Ω

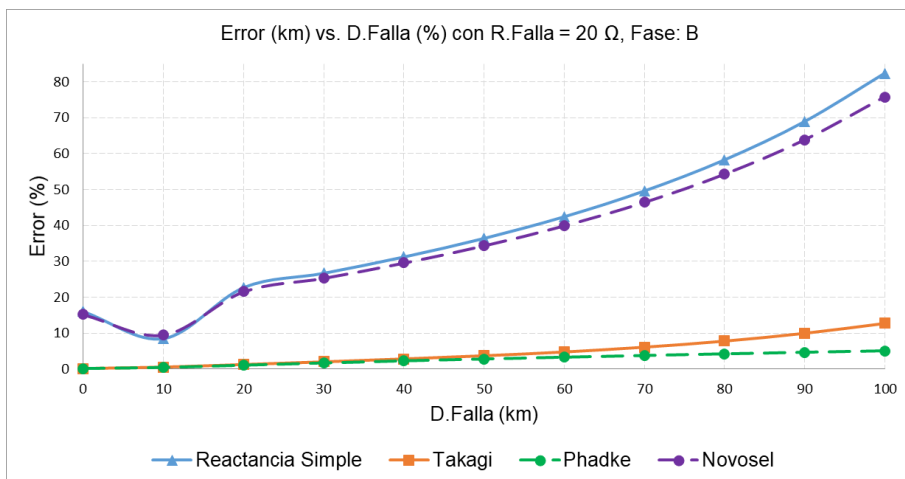


Fig. 4.83: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 20 Ω

4.4.4.6: Resistencia de falla: 25 Ω:

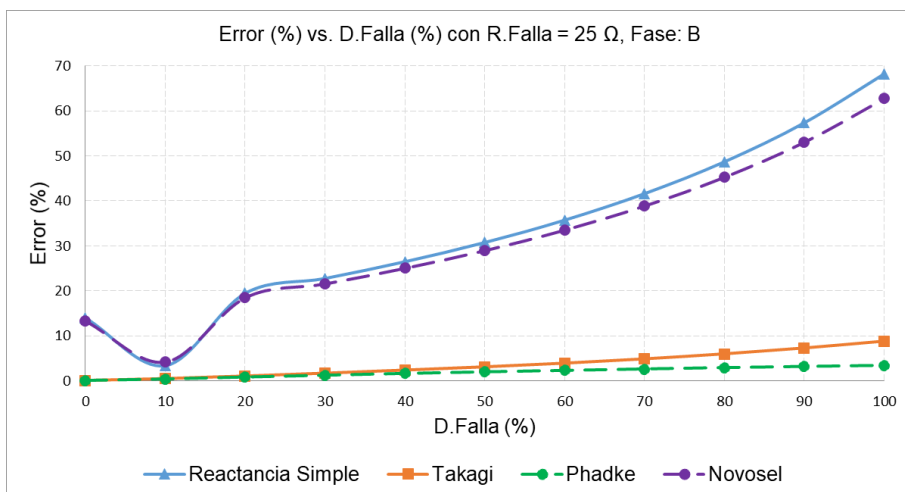


Fig. 4.84: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 25 Ω

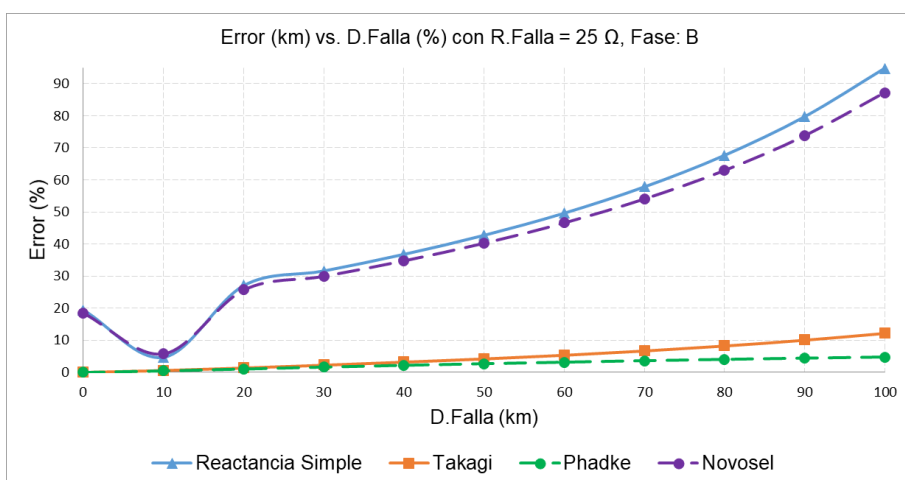


Fig. 4.85: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 25 Ω

4.4.4.7: Resistencia de falla: 30 Ω:

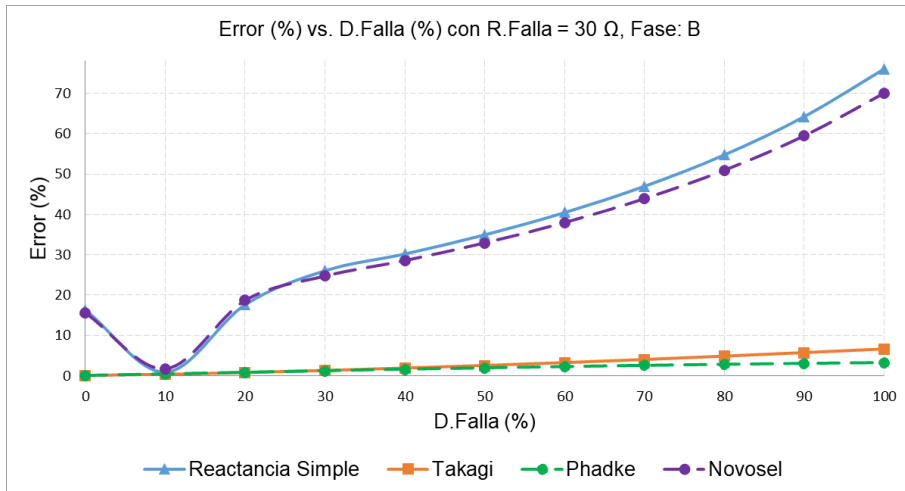


Fig. 4.86: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 30 Ω

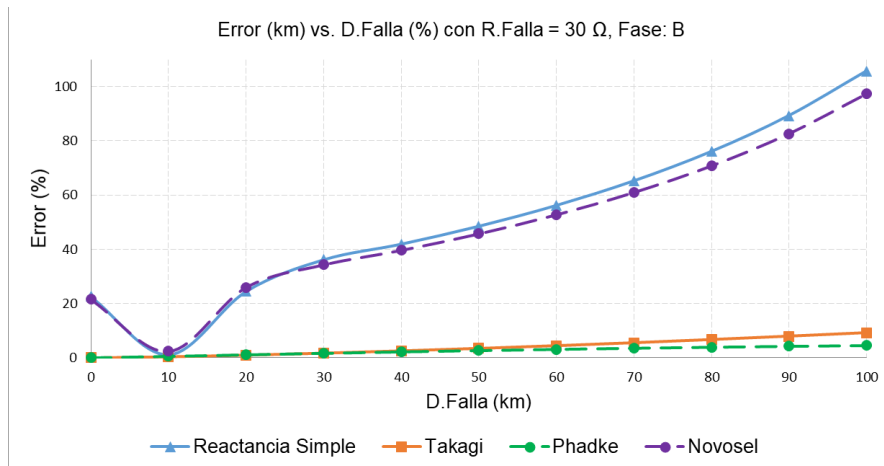


Fig. 4.87: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 30 Ω

4.4.4.8: Resistencia de falla: 35 Ω:

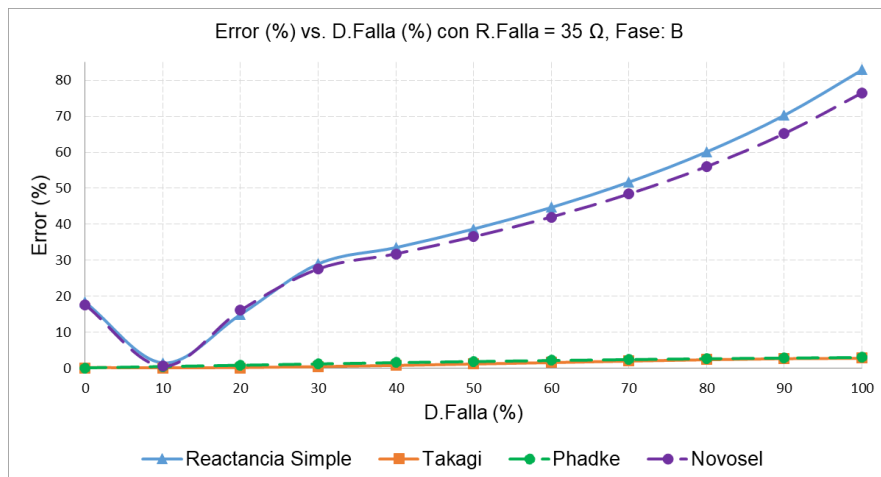


Fig. 4.88: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 35 Ω

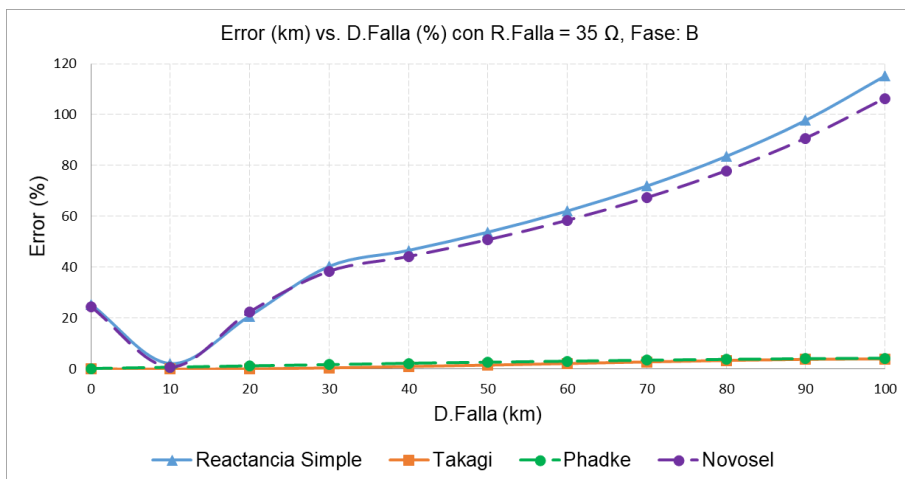


Fig. 4.89: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 35 Ω

4.4.4.9: Resistencia de falla: 40 Ω:

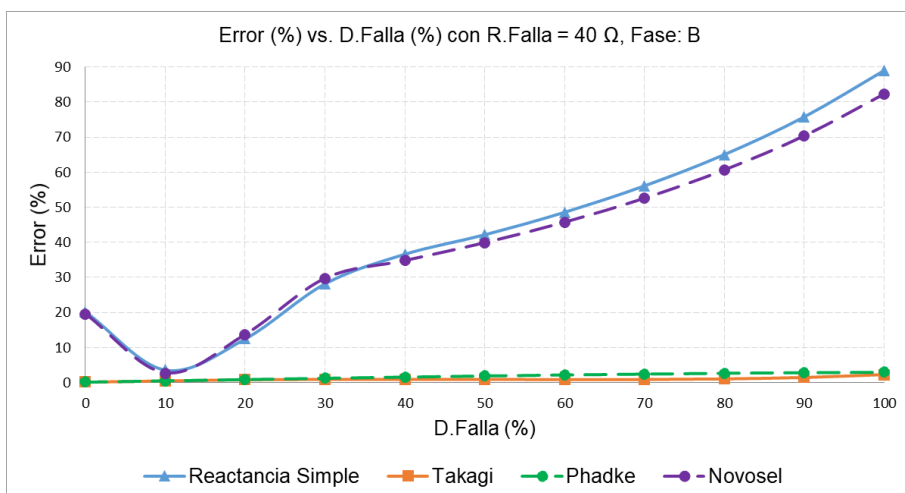


Fig. 4.90: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 40 Ω

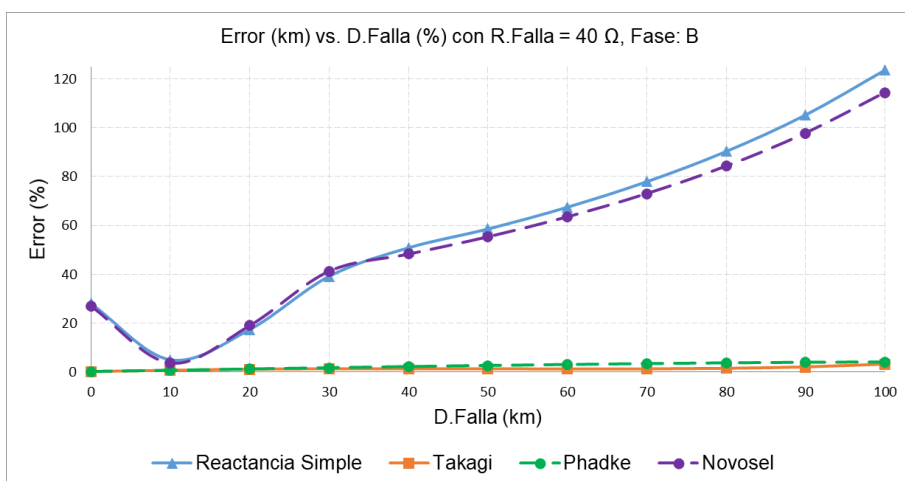


Fig. 4.91: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 40 Ω

4.4.4.10: Resistencia de falla: 45 Ω :

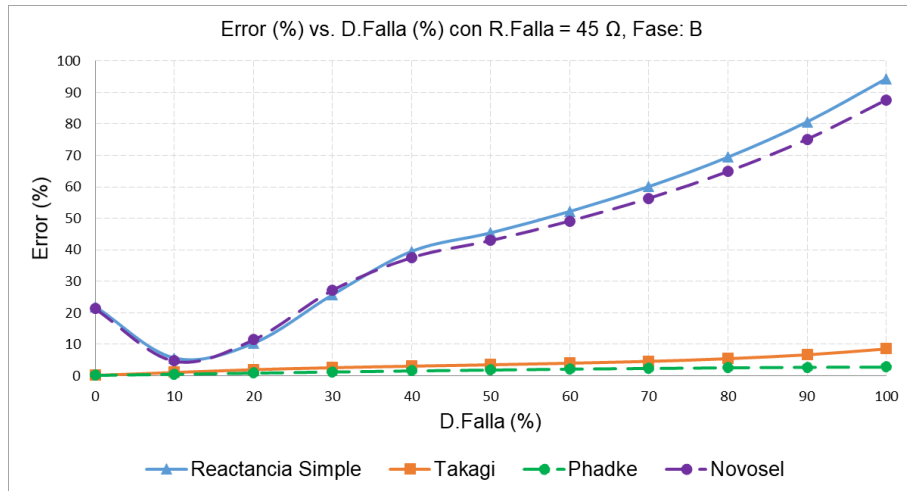


Fig. 4.92: Error (%) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 45 Ω

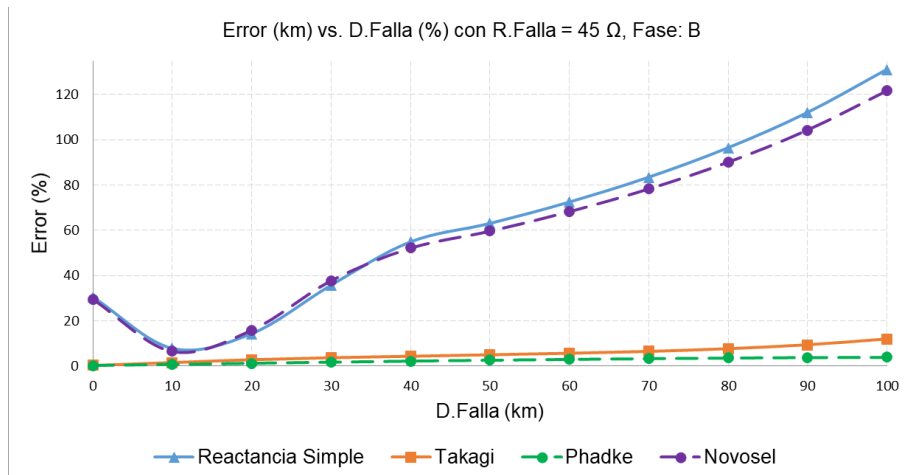


Fig. 4.93: Error (km) vs. D. Falla: Falla Monofásica para 45 Ω

- En el caso de la falla monofásica con resistencia de falla de 0 Ω , se observa que los errores de localización de fallas, son crecientes a medida que la falla se aleja del extremo inicial.
- El error de localización de fallas, para las fallas monofásicas, con resistencia de falla de 0 Ω , son relativamente bajos, incluso al 100% de distancia de la línea, siendo este error menor al 5% con el algoritmo de Takagi, lo que representa un valor máximo de aproximadamente 5 km en el extremo remoto de la línea.
- Para las fallas monofásicas con resistencia entre 0 Ω y 45 Ω , los errores de localización de falla son crecientes cuando la falla es más lejana del extremo inicial.

- Se observa una diferencia notable en los errores de localización de falla para cada algoritmo, siendo los algoritmos de Takagi y A. Phadke los que presentan el menor error, mientras que los algoritmos de Reactancia Simple y Novosel presentan el mayor error.

Los resultados muestran que la precisión de los algoritmos varía según el tipo de falla, la resistencia de falla y la distancia a la falla. En algunos casos, se obtuvieron márgenes de error bajos, mientras que, en otros, especialmente con resistencias de falla elevadas o en distancias lejanas al extremo medido, el error se incrementa, como se puede apreciar en la Tabla 4.1. Esta variabilidad destaca la importancia de seleccionar el algoritmo adecuado según las condiciones operativas específicas. Esto valida el cumplimiento del objetivo específico N°11.

Tabla 4.1: Tabla resumen comparativo de la eficiencia de los algoritmos de localización de fallas

Tipo de Falla	Ubicación de la Falla	Resistencia de Falla	Algoritmo	Error (km)	Error (%)
Falla Trifásica	Cercana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	0.93 km	0.67%
			Takagi	0.06km	0.04%
			A. Phadke	0.06km	0.04%
			Novosel	0.81 km	0.58%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	5.56 km	4.00%
			Takagi	0.38 km	0.27%
			A. Phadke	0.38 km	0.27%
			Novosel	6.48 km	4.67%
	Lejana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	8.87 km	6.39%
			Takagi	1.39 km	1.00%
			A. Phadke	1.67 km	1.20%
			Novosel	3.14 km	2.26%
Alta Resistencia		Reactancia Simple	50.55 km	36.40%	
		Takagi	10.94 km	7.88%	
		A. Phadke	11.23 km	8.09%	
		Novosel	14.08 km	10.14%	

Tabla 4.1: (Continuación)

Falla Bifásica	Cercana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	0.25 km	0.18%
			Takagi	0.19 km	0.13%
			A. Phadke	0.19 km	0.13%
			Novosel	0.25 km	0.18%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	3.44 km	2.48%
			Takagi	0.1 km	0.07%
			A. Phadke	0.1 km	0.07%
			Novosel	3.49 km	2.51%
	Lejana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	4.24 km	3.06%
			Takagi	0.92 km	0.66%
			A. Phadke	1.19 km	0.86%
			Novosel	4.41 km	3.17%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	31.33 km	22.56%
			Takagi	6.12 km	4.41%
			A. Phadke	6.40 km	4.61%
			Novosel	27.16 km	19.56%
Falla Bifásica-Tierra	Cercana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	0.82 km	0.59%
			Takagi	0.02 km	0.01%
			A. Phadke	0.02 km	0.01%
			Novosel	0.82 km	0.59%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	6.15 km	4.43%
			Takagi	0.42 km	0.30%
			A. Phadke	0.43 km	0.31%
			Novosel	6.39 km	4.60%
	Lejana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	8.96 km	6.45%
			Takagi	1.17 km	0.84%
			A. Phadke	1.44 km	1.04%
			Novosel	41.15 km	29.63%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	51.43 km	37.03%
			Takagi	9.37 km	6.75%
			A. Phadke	9.66 km	6.96%
			Novosel	41.15 km	29.63%

Tabla 4.1: (Continuación)

Falla monofásica	Cercana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	3.91 km	2.82%
			Takagi	0.49 km	0.35%
			A. Phadke	0.41 km	0.29%
			Novosel	3.65 km	2.63%
		Alta Resistencia	Reactancia Simple	30.52 km	21.98%
			Takagi	0.30 km	0.21%
			A. Phadke	0.24 km	0.17%
			Novosel	29.60 km	21.31%
	Lejana al Extremo	Baja Resistencia	Reactancia Simple	34.24 km	24.66%
			Takagi	7.51 km	5.41%
			A. Phadke	8.46 km	6.09%
			Novosel	32.38 km	23.32%
Alta Resistencia		Reactancia Simple	130.96 km	94.31%	
		Takagi	11.97 km	8.62%	
		A. Phadke	3.91 km	2.81%	
		Novosel	121.64 km	87.60%	

Asimismo, se concluye que ciertos algoritmos muestran una eficiencia variable dependiendo del contexto específico en el que se aplican. Se ha observado que la distancia de la falla y la resistencia de falla son variables determinantes en la precisión de estos algoritmos. Al seleccionar el algoritmo adecuado para cada escenario, es posible minimizar el error en la localización de fallas en líneas de transmisión. Esto no solo facilitaría y agilizaría el trabajo de las cuadrillas en terreno, reduciendo significativamente el tiempo necesario para localizar la falla, sino que también confirma las hipótesis secundarias 1, 2 y 3, que postulan que la selección cuidadosa de algoritmos basada en las condiciones específicas de cada caso puede optimizar los resultados de localización de fallas.

CONCLUSIONES

1. Con las herramientas elaboradas en el MATLAB, es posible reproducir resultados de las señales de prueba de tensión y corriente simuladas en el software DlgSILENT Power Factory.
2. El uso de lenguajes de programación como el DlgSilent Programming Language (DPL), es fundamental para la recolección de datos como las señales de tensión y corriente en simulaciones repetitivas, como los estudios de localización de fallas en líneas de transmisión.
3. Los algoritmos de Takagi y A. Phadke, en la línea 23-24 del modelo IEEE39, mostraron un menor error en la localización de fallas, para los distintos tipos de falla, distancias de falla y resistencias de falla.
4. El algoritmo de Reactancia Simple, presenta el mayor error en la localización de falla en comparación con los otros algoritmos probados en este trabajo, debido a su simplicidad y limitaciones para compensar efectos como la resistencia de falla.
5. Debido a que la línea de prueba 23-24 del sistema IEEE39, se encuentra próxima a un generador, es recomendable dejar pasar al menos un ciclo completo después de falla, antes de analizar las señales de tensión y corriente. Esto permitirá reducir el impacto de las distorsiones causadas por los transitorios de la falla y la interacción con el generador, mejorando así la precisión en la localización de las fallas.
6. Los errores de localización de fallas aumentan a medida que la ubicación de la falla se aleja del extremo donde se realiza la medición. Esto es debido a que la estimación de la distancia de la falla depende de la relación entre la corriente medida y la impedancia de la línea. A medida que la falla se aleja del extremo medido, la impedancia de la línea aumenta, lo que genera una mayor diferencia entre la corriente medida y la corriente real de la falla, dificultando la precisión del cálculo.
7. Los errores de localización de falla con los distintos algoritmos utilizados aumentan a medida que se incrementa la resistencia de falla, porque una mayor resistencia de falla reduce la corriente de falla que llega al extremo de medición. Esto dificulta la detección precisa de la falla, ya que los algoritmos dependen de la relación entre la corriente medida y la impedancia de la línea. Al aumentar la resistencia de falla, la corriente de

falla disminuye, lo que debilita la señal y reduce la precisión, incrementando el error en la estimación de la ubicación de la falla.

8. Los resultados muestran que la precisión de los algoritmos varía según el tipo de falla, la resistencia de falla y la distancia a la falla. En algunos casos, se obtuvieron márgenes de error bajos, mientras que, en otros, especialmente con resistencias de falla elevadas o en ciertas distancias, el error se incrementa. Esta variabilidad destaca la importancia de seleccionar el algoritmo adecuado según las condiciones operativas específicas
9. En el presente trabajo se ha utilizado una metodología de localización de fallas basada en medición de un solo extremo de la línea 23-24 del sistema IEEE39. Aunque los algoritmos utilizados (Reactancia simple, Takagi, Phadke y Novosel) son robustos, no consideran directamente los efectos de la inyección de energía desde el otro extremo de la línea, lo que podría introducir errores en los cálculos de la localización de falla.
10. Este tipo de estudios permite probar relés y algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión antes de su implementación, lo que reduce tiempo de implementación del sistema de protección y costos asociados con las pruebas en campo.
11. La implementación de los once objetivos específicos se evidenció en cada etapa descrita, desde la simulación en DIgSILENT Power Factory hasta el cálculo fasorial y aplicación de algoritmos en MATLAB. Dichos objetivos han permitido validar la Hipótesis Principal, demostrando que la precisión en la localización de fallas varía según el tipo, distancia y resistencia de la falla, y que ciertos algoritmos (Takagi, Phadke) ofrecen mejores resultados que otros (Reactancia Simple, Novosel). De igual manera, cada una de las Hipótesis Secundarias (relacionadas con el mejor uso de métodos de impedancia, reducción de tiempos de localización y ahorro de costos) encuentra soporte en los resultados obtenidos, confirmando su pertinencia en el marco de redes de transmisión como las del sistema IEEE39.

RECOMENDACIONES

1. Se considera de interés evaluar el desempeño de algoritmos de localización de falla que utilicen información de ambos extremos de la línea de prueba 23-24 del modelo IEEE 39, y comparar estos resultados con los obtenidos en el presente trabajo.
2. Se recomienda que, para futuras investigaciones se analice la influencia de la resistencia de arco y la resistencia del suelo en la localización de fallas, ya que con ello se tendrá una representación más exacta de los parámetros involucrados en la falla.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Banco Central de Reserva del Perú** (2023). Estimaciones del Balance Oferta-Demanda en el Sector Eléctrico 2023-2026 [Fecha de acceso 05 de mayo de 2024]. URL disponible en: [Reporte de Inflación Diciembre 2023: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2023-2025 \(bcrp.gob.pe\)](#).
- [2] **COES** (2024). Plan de Transmisión 2017-2026 [Fecha de acceso 05 de mayo 2024]. URL disponible en: [0 InfografiaPT17-26 Definitiva.pdf](#).
- [3] **DlgSILENT Power Factory 15.1.7(x86)** (2014). Línea de transmisión 23-24 del Sistema Eléctrico IEEE39 (Nueva Inglaterra), software.
- [4] **Espinoza, E.S.** (2015). Implementación de un algoritmo basado en registros oscilográficos para mejorar el lugar de ubicación de fallas en las líneas de transmisión de red de energía del Perú en el departamento de transmisión Este. Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, Perú. PP. 131.
- [5] **Hou, D., Das, S., & Kezunovic, M.** (2014). Characteristics and Models of Power Electronics Devices for Network Simulation. Texas A&M University, College Station, TX, USA. PP. 21.
- [6] **Huerta, E.B., Vazquez, E., & Idarraga, G.** (2015). Algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Subdirección de Posgrado, Monterrey, México. PP. 8.
- [7] **Huerta, E.B.** (2014). Localización de fallas en líneas de transmisión. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Subdirección de Posgrado, Monterrey, México. PP. 71.
- [8] **IEEE Power Systems Relay Committee of the IEEE Power Engineering Society.** (1999). IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. IEEE, USA. PP.55.
- [9] **IEEE.** (2014). Guía IEEE para la Determinación de la Ubicación de Fallas en Líneas de Transmisión y Distribución de CA. IEEE Std C37.114™-2014 (Revisión del IEEE Std C37.114-2004). Nueva York, NY: IEEE Power and Energy Society. PP. 76.
- [10] **Iżykowski, J.** (2008). Fault location on power transmission lines. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, Polonia. PP. 223.
- [11] **Karimi-Ghartemani, M., Ooi, B.-T., & Bakhshai, A.** (2010). Investigation of DFT-based Phasor Measurement Algorithm. Queen's University y McGill University, Kingston, Ontario, Canadá y Montreal, Quebec, Canadá. PP. 6.
- [12] **Martinez, M., Gómez, L., Serrano, A.J., Vila, J., & Gómez, J.** (2010). Filtros Digitales. Universidad de Valencia, Valencia, España. PP. 4.

- [13] **Ngwenyama, M.K., Le Roux, P.F., & Ngoma, L.J.** (2022). A Novel Algorithm Design for Locating Fault Distances on HV Transmission Lines. Electrical Engineering Department, Tshwane University of Technology, Witbank y Pretoria, Sudáfrica. PP. 11.
- [14] **Oppenheim, A. V., & Schafer, R. W.** (2011). Tratamiento de señales en tiempo discreto. Pearson Educación, S.A., España. PP. 1108.
- [15] **Panesso-Hernández, A.F., & Mora-Flórez, J.J.** (2013). Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectadas a tierra. Scientia et Technica, Vol. 18, No 1, Abril 2013, Pereira, Colombia. PP. 9.
- [16] **Saha, M.M., Izykowski, J., & Rosolowski, E.** (2010). Fault Location on Power Networks. Springer, London. PP.433.
- [17] **Silva, J.** (2011). Fallas Eléctricas [Fecha de acceso 05 de mayo de 2024]. URL disponible en: [Fallas electricas | PPT \(slideshare.net\)](#).
- [18] **Takagi, T., Yamakoshi, Y., Yamaura, M., Kondow, R., & Matsushima, T.** (1982). "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, pp. 2892-2898, USA. PP. 7.
- [19] **Tziouvaras, D.A., Roberts, J.B., & Benmouyal, G. (2001)** "New Multi-Ended Fault Location Design for Two- or Three-Terminal Lines". Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA. PP. 4.
- [20] **Vela Haro, R.** (2016). Algoritmo de Localización de Fallas Basado en la Estimación del Voltaje de Falla. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Subdirección de Estudios de Posgrado, Monterrey, México. PP.86.
- [21] **Zimmerman, K., & Costello, D.** (2005). Impedance-Based Fault Location Experience. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA. PP. 16.

ANEXOS

A. 1. Parámetros del sistema IEEE39:

A.1.1. Máquinas Eléctricas:

Tabla A.1: Parámetros de las máquinas eléctricas del modelo IEEE39

N° de Unidad	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
1	500.0	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7.0	0.7	0.003
2	30.3	0	0.0697	0.170	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26.0	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.290	0.280	6.7	0.41	0.028
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298

A.1.2. Líneas y transformadores:

Tabla A.2: Parámetros de las líneas eléctricas y taps-transformadores del modelo IEEE39

Datos de las líneas					Tap Transformadores	
Barra Inicial	Barra final	R	X	B	Magnitude	Angle
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0.000	0.00
1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0.000	0.00

Tabla A.2: Continuación

2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000	0.00
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000	0.00
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000	0.00
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000	0.00
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000	0.00
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000	0.00
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000	0.00
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000	0.00
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000	0.00
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000	0.00
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000	0.00
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000	0.00
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000	0.00
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000	0.00
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000	0.00
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000	0.00
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0.000	0.00
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000	0.00
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000	0.00
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000	0.00
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000	0.00

Tabla A.2: Continuación

17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000	0.00
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000	0.00
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000	0.00
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000	0.00
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0.000	0.00
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0.000	0.00
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000	0.00
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000	0.00
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000	0.00
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009	0.00
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00

A.1.3. Voltajes y potencias:

Tabla A.3: Parámetros de voltajes y potencias de las cargas del modelo IEEE39

Barra	Tipo	Voltajes [PU]	Carga		Generador		
			MW	MVar	MW	MVar	N° de unidad.
1	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	PQ	-	322.0	2.4	0.0	0.0	
4	PQ	-	500.0	184.0	0.0	0.0	
5	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	PQ	-	233.8	84.0	0.0	0.0	
8	PQ	-	522.0	176.0	0.0	0.0	
9	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
10	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
12	PQ	-	7.5	88.0	0.0	0.0	
13	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
15	PQ	-	320.0	153.0	0.0	0.0	
16	PQ	-	329.0	32.3	0.0	0.0	
17	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
18	PQ	-	158.0	30.0	0.0	0.0	
19	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
20	PQ	-	628.0	103.0	0.0	0.0	

Tabla A.3: Continuación

21	PQ	-	274.0	115.0	0.0	0.0	
22	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
23	PQ	-	247.5	84.6	0.0	0.0	
24	PQ	-	308.6	-92.0	0.0	0.0	
25	PQ	-	224.0	47.2	0.0	0.0	
26	PQ	-	139.0	17.0	0.0	0.0	
27	PQ	-	281.0	75.5	0.0	0.0	
28	PQ	-	206.0	27.6	0.0	0.0	
29	PQ	-	283.5	26.9	0.0	0.0	
30	PV	1.0475	0.0	0.0	250.0	-	Gen10
31	PV	0.9820	9.2	4.6	-	-	Gen2
32	PV	0.9831	0.0	0.0	650.0	-	Gen3
33	PV	0.9972	0.0	0.0	632.0	-	Gen4
34	PV	1.0123	0.0	0.0	508.0	-	Gen5
35	PV	1.0493	0.0	0.0	650.0	-	Gen6
36	PV	1.0635	0.0	0.0	560.0	-	Gen7
37	PV	1.0278	0.0	0.0	540.0	-	Gen8
38	PV	1.0265	0.0	0.0	830.0	-	Gen9
39	PV	1.0300	1104.0	250.0	1000.0	-	Gen1